

ÚVOD DO LIBERALIZOVANÉ ENERGETIKY



TRH S ELEKTŘINOU

Kolektiv autorů

A.e.M

ASOCIACE
ENERGETICKÝCH
MANAŽERŮ

Druhé aktualizované vydání

**Dílo bylo zpracováno za finanční
podpory Státního programu na podporu
úspor energie a využití obnovitelných
zdrojů energie pro rok 2015 –
Program EFEKT**



Kolektiv autorů

Úvod do liberalizované energetiky

Trh s elektřinou



Asociace energetických manažerů

Praha

2016

Úvod do liberalizované energetiky

Trh s elektřinou

Kolektiv autorů

Asociace energetických manažerů, 2016.

Vydání druhé, aktualizované.

Autoři kapitol:

JUDr. Petr Flášar (3.3–3.6, 4.2, 4.3), Ing. Jan Fousek (20), Ing. Tomáš Jícha (23), Ing. Richard Kabele (11), Ing. Jan Kanta (12, 13, 19, 21, 22), JUDr. PhDr. Vratislav Košťál (3.1, 3.2, 4.1), Ing. David Kučera (7), Ing. Miloslav Kužela, Ph.D. (14, 16, 18), Ing. Petr Maule, LL.M. (24), Ing. Jiří Michalík (1, 6), Ing. Martin Michek (17), Bc. Miloš Mojžiš (8, 9.8–9.10, 25), Ing. Blahoslav Němeček, Ph.D. (15), Ing. David Pirner (18), Ing. Pavel Šolc (1, 2, 5, 9.1–9.7, 10, 23), Ing. Lukáš Teklý (18), Ing. Miroslav Vrba, CSc. (9 – aktualizace pro 2. vydání, 10 – aktualizace pro 2. vydání), Mgr. Patrik Walas (3.3–3.7, 4.2, 4.3)

Odpovědná redaktorka: Bc. Zuzana Šolcová

Grafická úprava a sazba: Bc. Miloš Mojžiš

Obálka: Bc. Eva Mojžišová

Objednávky knih:

Asociace energetických manažerů

Ortenovo náměstí 15a, 170 00 Praha 7

aem@aem.cz

tel. 266 311 769

ISBN 978-80-260-9212-4

© Asociace energetických manažerů, z. s. Všechna práva vyhrazena. Žádná část této publikace nesmí být kopírována a rozmnožována za účelem rozšiřování v jakékoli formě či jakýmkoli způsobem bez písemného souhlasu vydavatele.

Obchodník

Vše co konáte, musíte konat s jasným vědomím.

Když vidíte jasně, pak již není třeba se překonávat nebo se něčemu nutit.

Máte potíže a nesnáze proto, že jste se netrefili do černého.

Mír pochází z toho, že děláte věci naplno, s nasazením celého těla a mysli.

Cokoli nedokončíte, to ve vás zanechá pocit nespokojenosti.

A tak jste spoutáni obavami, ať jdete kamkoliv.

Chcete všechno dokončit, ale je nemožné to všechno zvládnout.

Adžán Čá Subható

Nesmíme přestat hledat. A na konci veškerého našeho hledání se ocitneme tam, kde jsme začali, a zjistíme, že toto místo vidíme poprvé.

Thomas Stearns Eliot

Znalosti v jistém smyslu ustupují moudrosti, přetaveny v principy. Detailní poznatky jsou důležité ad hoc, ale návyk aktivně využívat principy, které jsme dobře pochopili, je posledním krokem na cestě k moudrosti.

Alfred North Whitehead

Vzdělání je u konce, když je člověk kompetentní a řídí se svým svědomím.

John Sloan Dickey

OBSAH

PŘEDMLUVA	12
1 ELEKTRINA JAKO KOMODITA A JEJÍ SPECIFICKÉ VLASTNOSTI A POROVNÁNÍ S OBCHODOVÁNÍM NA KAPITÁLOVÝCH TRZÍCH	14
1.1 Elektřina jako komodita a její specifické vlastnosti	14
1.2 Elektřina jako komodita a její specifické vlastnosti ve srovnání s největším trhem světa	15
1.2.1 Dokonalý trh s dokonalou konkurencí.....	16
1.2.2 Forex jako srovnávací základna.....	16
1.2.3 Charakteristika prostředí	17
1.2.4 Základní model trhu.....	18
1.2.5 Základní atributy obchodování	19
1.2.6 Myšlenka na konec	20
2 VÝVOJ TRHU S ELEKTRINOU V EVROPSKÉ UNII A KLIMATICKO-ENERGETICKÁ POLITIKA EU	21
2.1 Historický vývoj trhu s elektřinou (vývoj v Evropě 1945 až 1995)	21
2.2 Liberalizace trhu s elektřinou v EU	22
2.2.1 První zkušenosti s liberalizací – Velká Británie a Skandinávie v devadesátých letech	22
2.2.2 Liberalizace v EU a formování vnitřního trhu s elektřinou (1996 až 2012)	23
2.3 Energetická strategie EU	27
2.4 Energetická unie	33
3 VNITŘNÍ TRH S ELEKTRINOU PODLE ENERGETICKÉ LEGISLATIVY EU	35
3.1 Základní rámec trhu s elektřinou v EU podle lisabonské smlouvy	35
3.2 Třetí liberalizační balíček	38
3.3 Klimaticko-energetický balíček a elektroenergetika	43
3.4 Bezpečnost dodávek elektřiny	45
3.5 Evropská právní úprava týkající se energetických úspor	48
3.6 Právní předpisy EU o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny	51
3.7 Právní předpisy EU upravující transparentnost a integritu trhu v elektroenergetice	52
4 ELEKTROENERGETIKA A JEJÍ PRÁVNÍ RÁMEC V ČESKÉ REPUBLICE	55
4.1 Energetický zákon a jeho prováděcí právní předpisy	55
4.2 Zákon o podporovaných zdrojích energie	65
4.3 Zákon o hospodaření energií	68

5	ÚČASTNÍCI TRHU S ELEKTRINOU A JEJICH ROLE	72
6	ORGANIZACE OBCHODU S ELEKTRINOU	82
6.1	Velkoobchod obecně	82
6.2	Maloobchod obecně	82
6.3	Podmínky přístupu na trh	83
6.3.1	Registrace účastníků trhu.....	85
6.3.2	Odpovědnost za odchylku	86
6.3.3	Velkoobchodní trh (VOT)	86
6.3.4	Maloobchodní trh (MOT).....	87
6.3.5	Orientační srovnání VOT a MOT z hlediska nejčastějších obchodních vztahů	89
6.3.6	Registrace a identifikace účastníků	90
6.4	Dlouhodobé a krátkodobé trhy a trhy s regulační energií	90
6.4.1	Trhy s dlouhodobými produkty	90
6.4.2	Krátkodobé trhy	91
6.4.3	Trh s regulační energií.....	93
6.4.4	Proces spojování krátkodobých trhů	94
6.4.5	Registrování údajů z dvoustranných obchodů	96
6.5	Dlouhý, krátký, bystrozraký	96
6.5.1	Charakteristika základních typů obchodů.....	98
6.5.2	Spekulace a jištění před finančním rizikem	99
6.5.3	Korelace, žádná práce	101
7	OBCHODOVÁNÍ S ELEKTRINOU NA ORGANIZOVANÝCH TRZÍCH A DVOUSTRANNÉ OBCHODY	105
7.1	Bilaterální obchodování	106
7.1.1	EFET rámcová smlouva	107
7.1.2	Proces uzavírání EFET smlouvy a následné obchodování.....	110
7.1.3	Vypořádání bilaterálních obchodů a kreditní riziko	111
7.2	Obchodování prostřednictvím brokerských platform	114
7.2.1	Brokerské platformy.....	114
7.2.2	Limity obchodování na brokerských platformách	115
7.3	Obchodování na burze	115
7.3.1	Spotové trhy	116
7.3.2	Termínované trhy	118
7.3.3	Vypořádání burzovních obchodů	119
7.3.4	Proces vstupu na burzu a obchodování na burze	124
7.3.5	Evropské burzy	125
7.3.6	Burzovní platformy v ČR.....	126
7.4	Rozdíl mezi bilaterálním a burzovním obchodováním	127
7.5	IT systémy používané při obchodování se elektrickou energií	128
7.6	Situace na trhu s elektřinou v ČR	131
8	PŘESHraniční obchodování	134
8.1	Přeshraniční přenosové kapacity jako omezené zdroje	134
8.2	Určení přenosových kapacit	136
8.2.1	Důvody pro výpočty kapacity	136
8.2.2	Výpočet celkových přenosových kapacit	138
8.2.3	Spolehlivostní rezerva	141

8.2.4	Čistá přenosová kapacita	141
8.2.5	Již přidělená kapacita a zbývající dostupná kapacita.....	141
8.2.6	Nabízená kapacita.....	142
8.3	Přidělování přenosových kapacit.....	143
8.3.1	Vývoj mechanismů přidělování kapacit v posledním desetiletí	143
8.3.2	Cílový model.....	144
8.3.3	Explicitní aukce.....	146
8.3.4	Implicitní aukce	147
8.3.5	Srovnání explicitních a implicitních aukcí.....	151
8.3.6	Příjmy z aukcí a jejich další využívání	152
8.3.7	Časové rámce pro přidělování kapacit.....	155
8.3.8	Mechanismy pro přidělení nevyužité kapacity.....	156
8.3.9	Vnitrodenní obchodování.....	157
8.3.10	Sekundární trh s přenosovými kapacitami	159
8.3.11	Koordinace mezi TSO při přidělování kapacit	160
8.3.12	Flow-based metoda	162
8.3.13	Povinnost využití kapacity u explicitní aukce	167
8.3.14	Finanční kapacitní práva.....	168
8.4	Hlášení a sesouhlasení přeshraničních přenosů	170
8.4.1	Rozdíly mezi hlášením domácích a přeshraničních obchodů.....	170
8.4.2	Přenosová kapacita pro přeshraniční obchod	171
8.4.3	Sesouhlasení mezinárodních diagramů.....	172
8.4.4	Omezení obchodních vztahů pro přeshraniční obchod	173
8.4.5	Postavení burz v procesu hlášení přeshraničních přenosů.....	174
8.4.6	Hlášení přeshraničních přenosů v budoucnosti.....	174
8.5	Vzájemné saldování přeshraničních přenosů – netting	175
8.6	Transparentnost procesů přeshraničního obchodování	176
9	MEZINÁRODNÍ KOORDINACE ŘÍZENÍ SOUSTAV, PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE A PROVOZU A DISPEČERSKÉ ŘÍZENÍ	178
9.1	Vývoj propojování a koordinace provozu a rozvoje evropských elektrizačních soustav.....	178
9.2	Struktura a principy koordinace řízení propojených elektrizačních soustav	180
9.3	Dlouhodobé analýzy rozvoje ES plánování sítí, zajištění výrobní dostatečnosti	184
9.4	Příprava provozu ES ČR	187
9.5	Koordinace sjednávání mezinárodních přenosů.....	192
9.6	Vnitrodenní aktualizace přípravy provozu	194
9.7	Řízení rovnováhy a toků v reálném čase	196
9.7.1	Řízení rovnováhy	196
9.7.2	Řízení toků v síti	197
9.8	Řešení situací hrozících přetížením prvků přenosové soustavy.....	197
9.8.1	Metody zabránění přetížení přeshraničních vedení	198
9.8.2	Řešení přetížení s dostatečným časovým předstihem	199
9.8.3	Řešení přetížení v reálném čase	199
9.9	Mezinárodní vypořádání odchylek	200
9.10	Kompenzace za tranzitní přenosy	202
10	SYSTÉMOVÉ A PODPŮRNÉ SLUŽBY A VYROVNÁVÁNÍ ODCHYLEK.....	207
10.1	Definice systémových a podpůrných služeb.....	207

10.1.1	Systémové služby.....	207
10.1.2	Podpůrné služby.....	207
10.1.3	Systémová služba Primární regulace.....	209
10.1.4	Systémová služba Sekundární regulace.....	210
10.1.5	Systémová služba Terciární regulace.....	211
10.1.6	Systémová služba Řízení času.....	212
10.1.7	Podpůrné služby v České republice.....	213
10.2	Charakteristiky řízení podpůrných služeb a jejich nasazování v dispečerském řízení	216
10.3	Podmínky poskytování PpS, kvalifikační procedury, vyhodnocování PpS.....	218
10.4	Obchodní zajištění PpS	220
10.5	Vyhodnocování regulační energie dodané ze zdrojů poskytujících PpS a předávání dat k zúčtování operátorovi.....	224
10.6	Vyrovňovací trh s regulační energií	226
10.7	Regulační energie ze zahraničí	228
10.8	Přeshraniční výměna regulační energie využívající princip imbalance netting..	229
11	ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK A REGULAČNÍ ENERGIE.....	231
11.1	Vznik a příčiny odchylek, systém zúčtování odchylek a regulační energie.....	231
11.2	Vytváření bilančních skupin, agregace, postup registrace diagramu	234
11.3	Sběr a agregace dat z měření.....	236
11.4	Vyhodnocení, ocenění a zúčtování odchylek a regulační energie	236
11.5	Požadavky na systém zúčtování, predikce odchylek	242
12	PŘENOSOVÉ A DISTRIBUČNÍ SLUŽBY A TARIFY	250
12.1	Postup a pravidla pro připojení, účast na nákladech připojení	250
12.1.1	Aktuální pravidla pro připojení	251
12.1.2	Podstatné připravované změny pravidel pro připojení.....	254
12.2	Zajištění přenosu a distribuce, pravidla pro rezervace kapacit a její změny.....	258
12.2.1	Aktuální pravidla pro zajištění přenosu a distribuce.....	258
12.2.2	Podstatné připravované změny pravidel pro zajištění přenosu a distribuce.....	259
12.3	Přenosové a distribuční tarify	263
12.3.1	Aktuální platné přenosové a distribuční tarify.....	263
12.3.2	Připravovaná nová tarifní struktura.....	267
13	STAVY NOUZE A PRÁVA A POVINNOSTI ÚČASTNÍKŮ TRHU	279
13.1	Definice mimořádných stavů	279
13.2	Vyhlášení mimořádných stavů, základní práva a povinnosti jednotlivých subjektů.....	279
13.3	Nástroje pro řešení stavu nouze a předcházení stavu nouze	280
13.4	Předcházení stavu nouze	282
13.5	Stav nouze	283
13.6	Regulační stupně, vypínací plán, frekvenční plán a havarijní plán	283
13.6.1	Regulační stupně	283
13.6.2	Vypínací plán	284
13.6.3	Frekvenční plán	284
13.6.4	Havarijní plán	285

13.7	Zúčtování odchylek ve stavech nouze a předcházení stavu nouze.....	285
13.8	Příklady ze života týkající se stavů nouze, předcházení stavů nouze a situací, které mohly skončit stavem nouze.....	286
13.8.1	Příklady ze světa.....	286
13.8.2	Příklady z České republiky.....	291
13.8.3	Specifický rok 2006 v Evropě a České republice	295
14	SMLOUVY NA TRHU S ELEKTRICKOU ENERGIÍ.....	297
14.1	Smlouvy zajišťující regulovaný přístup k přenosové a distribuční soustavě.....	297
14.1.1	Smlouva o připojení.....	297
14.1.2	Smlouva o poskytnutí přenosu.....	299
14.1.3	Smlouva o poskytnutí distribuce.....	300
14.1.4	Smlouva o přeshraničním přenosu elektřiny	301
14.2	Smlouvy mezi dodavateli a odběrateli elektřiny	302
14.2.1	Smlouvy o dodávce elektřiny	302
14.2.2	Smlouvy o operativní dodávce elektřiny ze zahraničí a do zahraničí	303
14.2.3	Smlouva o přístupu na organizovaný krátkodobý trh s elektřinou	303
14.2.4	Smlouva o přístupu na vyrovnávací trh s regulační energií.....	304
14.2.5	Smlouva o poskytování podpůrných služeb	304
14.2.6	Smlouvy o zúčtování regulační energie	304
14.2.7	Smlouva o zúčtování odchylek	304
14.3	Další typy smluv a obchodních produktů mezi dodavateli a odběrateli	304
14.4	Základní obsah smluv pro konečné odběratele a specifické postupy dodavatelů	306
14.4.1	Předmět smlouvy	307
14.4.2	Termín plnění a účinnost smlouvy	307
14.4.3	Množství, místo předání, cena plnění, platební podmínky	308
14.4.4	Garance.....	310
14.4.5	Zodpovědné (pověřené) osoby	310
14.4.6	Podpisová práva	311
14.4.7	Všeobecné obchodní podmínky	311
14.5	Smlouvy pro obchodování na velkoobchodním trhu – trading.....	312
14.5.1	EFET	312
14.5.2	Ostatní kontrakty.....	313
14.6	Změna dodavatele elektřiny	313
14.6.1	Snahy odběratelů při změně dodavatele elektrické energie.....	314
14.6.2	Příprava pro změnu dodavatele elektřiny.....	315
14.6.3	Postup změny dodavatele.....	317
14.7	Zúčtování dodávek elektřiny a služeb	321
14.7.1	Zúčtování obchodu silové elektřiny	321
14.7.2	Zúčtování služeb.....	323
14.7.3	Výběr jednotlivých plateb za zúčtování dodávek elektřiny a služeb.....	324
14.8	Řešení sporů a reklamací.....	325
14.8.1	Řešení sporů.....	325
14.8.2	Řešení reklamací	325
15	REGULACE A REGULOVANÉ CENY	328
15.1	Teorie potřeby regulace.....	328
15.2	Obecné metody cenové regulace	329

15.2.1	Regulace míry výnosnosti (ROR – rate of return)	330
15.2.2	Metoda cenových limitů (price cap)	333
15.2.3	Metoda výnosových limitů (revenue cap)	335
15.3	Zahraníční regulační praxe	335
15.4	Metodika regulace pro přenos a distribuci elektřiny pro období let 2010–2014	340
15.4.1	Základní rámec.....	340
15.4.2	Regulace přenosu elektřiny	347
15.4.3	Regulace systémových služeb.....	354
15.4.4	Regulace distribuce elektřiny	360
15.4.5	Změny v regulaci během 3. regulačního období	376
16	PRODUKTY A CENY PRO KONEČNÉ ZÁKAZNÍKY	379
16.1	Maloodběratelé (měření typu C)	379
16.2	Velkoodběratelé – průmysloví odběratelé	383
16.3	Optimalizace nákupu elektřiny pro pokrytí diagramu a oceňování diagramu zákazníka	384
16.4	Oceňování diagramu	388
16.5	Speciální a individuální produkty	389
17	MĚŘENÍ.....	391
17.1	Historie měření	391
17.2	Technologie měření.....	392
17.2.1	Technologická řešení měření.....	392
17.2.2	Měřicí principy	393
17.2.3	Přesnost měření.....	394
17.2.4	Měřicí místo.....	395
17.2.5	Technologie ovládání	395
17.2.6	Komunikační moduly	396
17.2.7	Zabezpečení proti neoprávněné manipulaci	396
17.3	Provoz a obsluha měření	396
17.3.1	Ověřování platnosti měřidel.....	396
17.3.2	Zodpovědnost za měření.....	397
17.3.3	Instalace měřicího zařízení.....	397
17.3.4	Provoz a obsluha měřicího zařízení	398
17.3.5	Změnová řízení	399
17.3.6	Odečty měřidel.....	399
17.3.7	Standardy služeb měření	399
17.4	Druhy měření	400
17.4.1	Provozní a obchodní měření	400
17.4.2	Jednotlivé typy měření.....	401
17.4.3	Vybavení měřicích míst	402
17.4.4	Měření TDD	403
17.5	Sběr a zpracování dat	405
17.5.1	Typy hodnot z měření.....	405
17.5.2	Kategorizace hodnot z měření.....	406
17.5.3	Zpracování a agregace dat z měření.....	407
17.5.4	Validace dat	408
17.5.5	Předávání dat.....	408
17.5.6	Předávání výsledků měření	409

17.5.7	Podklady pro fakturaci	410
17.5.8	Opravy a reklamace dat.....	411
18	ŘÍZENÍ RIZIK NA TRHU S ELEKTŘINOU.....	414
18.1	Kategorizace rizik účastníků na trhu s elektřinou	414
18.1.1	Co je to riziko	414
18.1.2	Hlavní rizika vyplývající z obchodování.....	414
18.1.3	Klíčová rizika účastníků trhu	417
18.2	Přístup k řízení rizik	418
18.2.1	Nástroje pro řízení portfolia a obchodní pozice.....	422
18.3	Zajišťovací nástroje	425
18.3.1	Zajištění otevřené pozice	425
18.3.2	Zajišťovací a obchodní kniha	425
19	ÚVOD DO OBLASTI ENVIROMENTÁLNÍ REGULACE V OBLASTI ENERGETIKY	428
20	SYSTÉM OBCHODOVÁNÍ S EMISNÍMI POVOLENKAMI.....	431
20.1	Teorie	431
20.2	Systém cap-and-trade	431
20.3	Celosvětový trh s emisemi	432
20.4	Redukce skleníkových plynů ve světě	434
20.5	Evropský systém emisního obchodování (EU ETS)	435
20.5.1	Historie systému.....	435
20.5.2	Fáze obchodovacích období v EU ETS.....	435
20.5.3	Co ovlivňuje cenu povolenek.....	438
20.5.4	Typy obchodování	440
20.6	Predikce cen povolenek.....	441
21	DANĚ Z ENERGIÍ	443
21.1	Geneze zákonné úpravy	443
21.2	Směrnice ES a její implementace.....	444
21.3	Základní principy zákonné úpravy zaváděných daní	444
21.4	Stručný obsah a řešení zákonné úpravy zaváděných daní	445
21.4.1	Osvobození elektřiny od daně	446
21.4.2	Osvobození zemního plynu od daně	447
21.4.3	Osvobození pevných paliv (uhlí) od daně	448
21.5	Nejasnosti a problémy při aplikaci zákonné úpravy daní v praxi.....	448
21.5.1	Obecně ke všem komoditám.....	449
21.5.2	K elektřině.....	453
21.5.3	K zemnímu plynu	455
21.5.4	K pevným palivům (uhlí).....	459
21.6	Proběhlé novely zákonné úpravy daní z energií	460
21.6.1	Změna u daně z elektřiny.....	460
21.6.2	Změna u daně z plynu	461
21.7	Výběr daní a cenové dopady.....	462
21.8	Možná budoucnost daní z energií a jejich využití	462
21.8.1	Novela směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003	462
21.8.2	Úvahy o novelizaci pravidel pro zdanění energií v ČR	463

21.8.3	Možné dopady a efekty úpravy systému zdanění energií	464
22	PODPORA OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ ENERGIE.....	466
22.1	Stručný popis zákonné úpravy týkající se podpory OZE platný do konce roku 2012	466
22.2	Aktuální výsledky podpory výroby elektřiny z OZE v ČR	468
22.3	Aktuálně platný zákon o podporovaných zdrojích.....	472
22.4	Stručné shrnutí, jak je to aktuálně s podporovanými zdroji.....	483
22.5	Notifikace podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie.....	483
22.6	Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů	485
23	DECENTRALIZOVANÉ ZDROJE V ENERGETICE A CHYTRÉ SÍTĚ.....	489
23.1	Decentralizované zdroje a jejich uplatnění v ČR	490
23.2	Dopady rozvoje decentralizovaných zdrojů a opatření na jejich integraci do energetického systému.....	494
23.2.1	Změna ve struktuře výkonů a v dostupnosti regulačních služeb.....	494
23.2.2	Změna ve struktuře zdrojů z hlediska místa připojení a kvality dodávky elektřiny 495	
23.2.3	Změna v charakteru a rozsahu spotřeby elektřiny – dopad na změnu výběru síťových poplatků a strukturu regulovaných tarifů	496
23.3	Chytré sítě	498
24	ENERGETICKÉ ÚSPORY	507
24.1	Definice úspory	507
24.1.1	Ekonomická definice úspory	507
24.1.2	Energetická definice úspory	507
24.2	Členění a druhy energetických úspor.....	508
24.2.1	Členění podle přístupu a vztahu k úspoře	508
24.2.2	Podle druhu podpory	508
24.2.3	Členění podle způsobu využití úspor.....	508
24.2.4	Členění podle druhu použité technologie	509
24.2.5	Členění podle velikosti nákupu.....	518
24.2.6	Členění podle druhu paliva	518
24.2.7	Členění podle ceny.....	518
24.2.8	Členění podle dlouhodobosti kontraktu.....	519
24.3	Základní schéma energetických úspor	520
24.4	Úspory v budovách.....	521
24.4.1	Typické užívání budovy a kvalita konstrukce předurčuje variantu úspory	521
24.4.2	Výstavba nových budov.....	521
24.4.3	Historická výstavba.....	522
24.4.4	Domy budoucnosti.....	523
24.5	Rozdělení nákladů na energie v domácnosti.....	524
24.5.1	Příklad 1.....	524
24.5.2	Příklad 2.....	524
24.6	Dotace jako forma investiční úspory.....	525
24.6.1	Nové operační programy pro období 2014–2020.....	525
24.6.2	Energetické dotace	526

25	INFORMAČNÍ SYSTÉMY V ENERGETICE	534
25.1	Systémy pro obchodníky s elektřinou	534
25.1.1	Obchodování s elektřinou.....	534
25.1.2	Dodávka elektřiny koncovým zákazníkům	535
25.2	Systémy burz.....	535
25.3	Systémy provozovatelů přenosových soustav	536
25.3.1	Plánovací a predikční systémy	537
25.3.2	Řídicí systémy.....	537
25.3.3	Obchodní systémy.....	538
25.3.4	Měřicí systémy	539
25.4	Systémy provozovatelů distribučních soustav	539
25.5	Systémy výrobců elektřiny	539
25.6	Standardy komunikace.....	540
25.7	Elektronická dálnice	542
25.8	Aplikace ENTSO-E pro transparentnost obchodování	542
25.9	Systémy pro obchodování s emisními povolenkami	544
	POUŽITÉ ZKRATKY A VYSVĚTLIVKY	545
	PRAMENY A LITERATURA	547

PŘEDMLUVA

Odvětví energetiky bylo vždy považováno za vysoce centralizované strategické odvětví, stabilní a v průběhu let neměnné. Specifika odvětví daná fyzikálními zákony a důležitostí elektřiny v moderní společnosti se zdála být garancí stability i ve vlně liberalizace, která od osmdesátých let ovlivňuje světové hospodářství. Nicméně v roce 2000 byla v České republice zahájena liberalizace odvětví, která po deseti letech vedla k zavedení plně tržního prostředí do výroby a dodávky elektřiny, spolu s propojením domácího trhu s evropským trhem s touto komoditou. Liberalizace zásadně změnila role a aktéry v sektoru, vazby mezi jednotlivými hráči, podílejícími se na výrobě, přenosu, distribuci a dodávce elektřiny a dala vzniknout řadě nových institucí. Výsledkem je mízející role státu v tomto sektoru, závislost cen elektřiny na zahraničních a světových trzích a možnost podílet se na trhu s elektřinou ať již jako spotřebitel, či jako aktivní účastník trhu na straně výrobce, obchodníka či některé z tržních institucí. Původně jednoduché vztahy, kdy jeden subjekt zodpovídal za cestu elektřiny od výrobce ke spotřebiteli a za její dodávku včetně její spolehlivosti a kvality, se staly mnohem složitějšími a znalost tohoto prostředí, fungování trhu a schopnost orientace na něm se stává nutností pro velké množství lidí pracujících v energetice a výhodou pro mnohem širší okruh spotřebitelů, kteří mohou díky znalostem ovlivnit svůj stále rostoucí účet za energii. Liberalizace byla odstartována přijetím energetického zákona v roce 2000.

Zavádění nových pravidel a legislativní změny se děly takou rychlostí, že nebyl čas na jejich popis. Prvním pokusem o ucelenější soubor informací o prostředí liberalizovaného trhu s elektřinou byly dvě publikace, které v letech 2001 a 2002 vydala poradenská společnost Taures, a. s. – Obchodování s elektřinou a Otevírání trhu s elektřinou. V roce 2011 pak vydala Asociace energetických manažerů první vydání publikace Úvod do liberalizované energetiky – Trh s elektřinou. Na základě této publikace začala Asociace energetických manažerů pořádat kurzy, které byly vysoce ceněny ze strany účastníků těchto kurzů. Od roku 2012 jsme jich uspořádali šest. A právě na těchto probíhajících kurzech jsme začali spolu s přednášejícími a autory jednotlivých kapitol pocítovat jistou zastaralost informací. Proto jsme požádali autory jednotlivých kapitol v původní publikaci, aby provedli revizi svých textů z hlediska aktuálnosti. Zjistili jsme, že téměř každá kapitola by si vyžadovala nějakou korekci.

Z tohoto důvodu jsme se rozhodli, že pokud tato kniha má i nadále být považována za „černou bibli energetiky“, jak ji někteří kolegové nazvali, potřebujeme informace zaktualizovat.

Ke spolupráci na knize jsme vyzvali stávající i nové autory – špičkové energetické experty, kteří se významně podíleli na vývoji pravidel a tržních mechanismů a současně zastávali či zastávají vysoké manažerské pozice v největších energetických společnostech či státní správě, takže se u nich spojuje jak znalost tvorby tržních mechanismů a pravidel a vývoje evropské a české legislativy, ale i praktické zkušenosti z fungování trhu s elektřinou. Všichni projevíli velkou vstřícnost a velké pracovní nasazení, jehož výsledkem je tato nová aktualizovaná podoba publikace.

Ráda bych vyslovila poděkování autorům této knihy, kteří zde soustředili všechny své vědomosti a znalosti a kteří při svém velkém pracovním vytížení ještě byli ochotni věnovat svůj volný čas a úsilí aktualizaci jednotlivých kapitol.

Poděkování patří také panu Miloši Mojžišovi ze společnosti Unicorn Systems, který obětoval mnoho svého volného času redakci této knihy.

Velké poděkování patří panu Pavlu Šolcovi, poradci ministra průmyslu a obchodu, který je duchovním otcem myšlenky vydání této publikace v roce 2011 a který věnoval velkou pozornost i její současné aktualizaci.

Závěrem chci, vážení čtenáři, vyslovit naději, že publikace, kterou právě držíte v ruce, splní vaše očekávání stejně jako její první vydání a stane se pro Vás pomocníkem ve světě liberalizované energetiky.

Dovolte mi také vyslovit poděkování a velkou vděčnost všem, kteří nás finančně podpořili a umožnili nám toto aktualizované druhé vydání zrealizovat, zejména generálnímu partnerovi – Skupině ČEZ. Dalšími partnery jsou společnosti SEPS, a. s., AGC Flat Glass Czech a. s., člen AGC Group, Amper Market, a. s., OTE, a. s., TEDOM a. s., Euroenergy, spol. s r. o., MicroStep – HDO s. r. o. a Unicorn Universe a. s., kterým patří nemenší poděkování.

Asociace energetických manažerů, která vydává tuto knihu, je sdružením energetických profesionálů. Působí od roku 1992 a klade si za cíl podporovat výměnu znalostí a zkušeností mezi energetickými odborníky, vzdělávání odborné i široké veřejnosti v energetice, organizování diskusí a hledání řešení při liberalizaci i dalším rozvoji energetiky. Mezi členy Asociace patří 118 kolektivních členů-společností působících v energetice a 138 individuálních členů-energetických profesionálů. Kromě pořádání řady konferencí a odborných seminářů organizuje Asociace i pracovní setkávání, formulování společných postojů energetických odborníků a působí i jako mediátor složitějších diskusí. Protože Asociace má jako jedno ze svých hlavních poslání právě edukaci v oblasti energetiky, cítili jsme povinnost aktualizovat informace o trhu s elektřinou jako výzvu.

Zuzana Šolcová
výkonná ředitelka Asociace energetických manažerů
leden 2016

1 ELEKTŘINA JAKO KOMODITA A JEJÍ SPECIFICKÉ VLASTNOSTI A POROVNÁNÍ S OBCHODOVÁNÍM NA KAPITÁLOVÝCH TRZÍCH

Pavel Šolc, Jiří Michalík

1.1 Elektřina jako komodita a její specifické vlastnosti

Elektroenergetika patří ke skupině síťových odvětví spolu s dodávkou plynu, vody a telekomunikačních služeb, nicméně i mezi nimi představuje nejsložitější systém. Elektrizace soustava je definována jako vzájemně propojený soubor výrobních, přenosových, distribučních a spotřebních zařízení, přičemž všechna zařízení se vzájemně ovlivňují.

Elektřina je „hromadná“ komodita, která se dopravuje po sítích, podobně jako plyn a voda. Také způsob odběru je obdobný; na rozdíl od běžného zboží, u kterého dodavatel dodává právě objednané množství a v okamžiku převzetí již objednávku nelze měnit, síťové komodity si spotřebitel ze sítě „bere“, takže o své objednávce rozhoduje neustále v reálném čase svým skutečným odběrem. Budování sítí je náročné jak investičně, tak i věcně, časově a s nároky na okolí (veřejný prostor). Návratnost investic v prostředí energetiky je obvykle nad 10 let, naopak fyzická i ekonomická životnost obvykle vysoce přesahuje 20 let (u jaderných elektráren až 60 let). Z těchto důvodů není ekonomicky smysluplné ani společensky žádoucí, aby byly k zákazníkům budovány paralelní distribuční sítě. Přeprava elektřiny je tedy svojí podstatou přirozený monopol. V klasickém předliberalizačním pojetí byl jako monopol vnímán celý řetězec výroby, přenosu a distribuce elektřiny ke spotřebitelům, který byl považován nejen za fyzicky, ale i obchodně nedělitelný celek. Zejména z toho důvodu, že první elektrizační soustavy vznikaly jako síť vázaná na konkrétní elektrárnu a dopravující elektřinu jejím zákazníkům po vlastní dopravní cestě. Postupně se soustavy zvětšovaly, do jedné sítě pracovalo více zdrojů, elektrárenské společnosti se spolu propojovaly a jako přirozený monopol začaly být státem regulovány. Vznikly tak regionální a státní monopoly. Při jejich pozdějším propojování mezi sebou, které mělo za cíl zejména výpomocné dodávky a větší efektivitu (úspory z velikosti) pak vždy platila zásada, že k výměně elektřiny docházelo mezi dvěma monopoly/soustavami, nikoliv dodávkou z jedné soustavy přímo zákazníkovi v jiné soustavě. Postupnou integrací pak vznikly regionální vertikálně integrované elektrárenské společnosti zajišťující výrobu a distribuci elektřiny na daném souvislém území s odpovědností za dodávku elektřiny i dlouhodobé plánování pokrytí potřeb.

Když později převládl názor, že přirozeným monopoem je jen přeprava a různí připojení výrobci mohou být na přepravní síti nezávislí a dodávat prostřednictvím této sítě různým zákazníkům, bylo nutno se organizačně vypořádat s řadou specifických vlastností tak, aby bylo jasné kdo, kdy, komu a kolik elektřiny vlastně dodává, a dodávka či odběr, případně nedisciplinovanost jednoho neohrožovaly dodávku či odběr druhého.

Rychlost šíření a (prakticky) nulové dopravní zpoždění je zásadní vlastností elektřiny, kterou jí odlišuje od ostatních hromadných komodit. Znamená to, že elektřina musí být vyrobena právě v okamžiku, kdy se spotřebovává (neboť je „ve stejném okamžiku“ dopravena). Z této skutečnosti vyplývá řada komplikací. Jednak musí být v každém okamžiku vyrobeno právě tolik elektřiny, kolik je spotřebováváno, jinak by elektřina v síti chyběla (či přebývala) a důsledkem by bylo nejprve prudké zhoršování její kvality (frekvence) a posléze kolaps soustavy. Druhým důsledkem je skutečnost, že jakékoliv poruchy se šíří extrémně rychle, takže výpadek elektrárny (či spotřeby) v jednom místě znamená okamžitě nedostatek (či přebytek) elektřiny a zhoršování parametrů pro všechny a všude v celé síti. Všichni tedy čerpají v zásadě stejnou dodávku a stejnou kvalitu elektřiny. Tato specifika vyvolávají potřebu složitého mechanismu dispečerského řízení, které zajišťuje v každém okamžiku rovnováhu mezi výrobou a spotřebou. Spotřeba milionů odběrních míst lze však řídit jen velmi omezeně, jednak z technických důvodů, jednak proto, že jednou z největších hodnot elektřiny jako energie je její okamžitá dostupnost a variabilita dodávky dle potřeb spotřebitele. Proto se (doposud) řízení odehrává převážně na straně výroby a vyžaduje, aby část elektráren měla k dispozici rezervní (nedotížená) výkony a na základě povelů z dispečinku zvyšovala či snižovala dodávku k zajištění rovnováhy. Toto řízení se děje v řádu sekund a spolu s mohutností soustavy danou počtem odběrních a výrobních míst a velikostí odběru/dodávky představuje základní prvek stability. Kolísání odběrů a dodávek se totiž částečně vzájemně vyrovnává, takže čím větší soustava a více spotřebitelů a výrobních zdrojů, tím větší stabilita a relativně menší nároky na řízení rovnováhy a udržování regulačních rezerv.

Elektřina má na výstupu z výrobního zařízení stejný charakter z hlediska technické kvality (každá watthodina je „stejná“ a každý výrobce dodává identický produkt. Nelze jí zatím ve větším měřítku skladovat. Další z komplikovaných vlastností elektřiny je, že sítěmi protéká elektricky nejkratší cestou (elektrický odpor), která nemusí být i vzdálenostně nejkratší, a protéká mezi místem výroby a spotřeby současně všemi dostupnými cestami. Prakticky to znamená, že všichni výrobci a spotřebitelé jsou na sobě v každém okamžiku závislí a výpadek jedné části sítě může způsobit přetížení a výpadek sítě na jiném místě, a to i stovky kilometrů vzdáleném a prakticky okamžitě. Proto podmínkou zapojení se do podnikání v elektroenergetice je přistoupení k podrobným a striktním pravidlům, jejich trvalé vynucování a soubor mechanismů, kterými je zajišťována nepřetržitá koordinace výroby, dopravy a spotřeby elektřiny.

1.2 Elektřina jako komodita a její specifické vlastnosti ve srovnání s největším trhem světa

Teorie podobnosti říká, že pokud je několik různých systémů navzájem podobných, stačí umět popsat (není důležité, zdali teoreticky nebo experimentálně) jeden z nich a k popisu ostatních stačí použít jednoduchých operací na základě vhodných definic. Na základě znalosti jednoho systému lze sestavit modely procesů, na základě kterých lze pak předpovídat chování reálného systému při různých změnách podmínek.

1.2.1 Dokonalý trh s dokonalou konkurencí

V tomto abstraktním světě platí tyto předpoklady:

- Existuje velký počet kupujících a prodávajících, z nichž žádný nemůže ovlivnit cenu nebo velikost výstupu odvětví.
- Produkce odvětví je homogenní.
- Neexistují bariéry do vstupu do odvětví a výstupu z něj.
- Neexistují patenty, ochranné a obchodní známky, individuální podmínky nebo práva, která by zvýhodňovala jeden prodávající subjekt v prodeji daného typu nebo skupiny zboží před ostatními.
- Všichni prodávající a kupující mají dokonalé informace o cenách a množstvích zboží směňovaných na trhu.
- Firmy maximalizují zisk, spotřebitelé maximalizují užitek.
- Neexistují daně, úvěrové riziko, transakční náklady
- Je možný neomezený krátký prodej.
- V dokonalé konkurenci jsou jednotlivé subjekty na straně nabídky (ať už výrobci nebo distributoři) prakticky zaměnitelní, tedy je pro ně téměř jedno, od kterého z nich si zákazník daný produkt koupí (může se rozhodovat i podle kritérií, které s kvalitami výrobku nesouvisí). Z toho důvodu je objem nabídky určen pouze objemem poptávky, a pokud dojde k saturaci daného zboží, na nabízející subjekty v převisu nabídky, kteří prodali nejméně, dopadne zákon alokace trhu.

Ve skutečnosti trhy nejsou dokonalé a týká se to i trhu s elektřinou. Přesto je představa dokonalých trhů dobrým východiskem pro další studium a úvahy o dalších změnách fungování trhu. Srovnáním podmínek vývoje na trhu s elektřinou s vývojem jiných, mnohem starších a větších trhů, lze učit možný směr vývoje trhu s elektřinou nebo upravit podmínky fungování procesů na tomto trhu tak, aby „neviditelná ruka trhu“ mohla fungovat i zde a to i přes specifické vlastnosti elektřiny a bez vnějších systém deformujících zásahů jako jsou například dotace.

1.2.2 Forex jako srovnávací základna

Pojmem „Forex“ (FOReign EXchange) je v oblasti kapitálových trhů označován trh s měnami a je největším trhem v rámci finančního systému. Každou vteřinu se na Forexu zobchodují aktiva v hodnotě 60 milionů dolarů. V každém obchodním dni se zde pak zobchodují měny v hodnotě zhruba 5,3 bilionu dolarů. Jedná se tedy o nejlikvidnější a nejtransparentnější trh na světě, bez kterého se neobejde žádná zahraniční investice. FX obchodníci a tvůrci trhu z celého světa jsou navzájem propojeni 24 hodin denně prostřednictvím telefonů, počítačů a faxů a vytvářejí jeden ucelený trh. Odhaduje se, že okolo 15 % objemu obchodů na Forexu provádí finanční instituce, korporace a vlády, které nakupují a prodávají zboží a služby v zahraničí. Dalších 85 % obchodů tvoří investice s cílem dosažení zisku na pohybu měn, kterých se účastní především investiční banky, hedgeové fondy brokerské společnosti nebo pojišťovny a pouze ze 4–6 % malí retailoví obchodníci. Celý trh je tzv. trhem OTC (Over The Counter), což znamená, že neexistuje žádná centrální burza a vypořádací středisko, kde by se párovaly objednávky. Pouze v případě intervencí je pozice těchto hráčů omezena a tvůrcem trhu se stávají centrální banky (například intervence ČNB

vůči kurzu EUR/CZK).¹ Centrální banky jsou tvůrcem trhu nejen při intervencích. Určují směrování měnového páru i při floatingu, a to svými komentáři a nástroji (např. změna sazeb). Tím do značné míry ovlivní nejen další vývoj měny, ale také likviditu na měně, dostupnost měny (např. zvýšením povinných minimálních rezerv bank ztíží přístup k měně) atd.

Čísla mohou být nicneříkající, dokud se s nimi nespojí konkrétní obsah. V rámci České republiky se na měnových trzích zobchoduje zanedbatelných 0,08 % forexového objemu, z čehož lze vyvodit, že slouží především k lokálním účelům, pro převody měn bank, státu a průmyslových podniků. Žádné významné vysokorychlostní obchodování, při kterém počítače zobchodují několik stovek příkazů za sekundu zaměřených na titěrné rozdíly v kurzech, tedy v Česku nenajdeme. I tak dosahuje přepočtený objem domácího měnového trhu slušných 120 miliard korun denně, což znamená zhruba 200krát vyšší likviditu, než s jakou disponuje pražská akciová burza.

Pokud vezmeme v úvahu, že průměrný roční obrat na trhu s elektřinou v ČR je cca 82 TWh a průměrná cena elektřiny na příští rok činí cca 900 Kč/MWh, pak průměrný roční obrat na trhu s elektřinou je cca 72 mld. Kč, tj. necelých 0,06 % denního obratu na Forexu.

Rostoucí objem zahraničního obchodu navíc bude tvořit nové klienty bankám pro měnové konverze a zajišťování kurzů. Předpokládá se proto, že z 6,7 bilionů USD se do roku 2020 zvýší každodenní obchodovaný objem na Forexu minimálně na 10 bilionů USD. Pokud by ČR vstoupila do eurozóny, část zajišťovacího byznysu by v ČR zmizela s tím, jak by čeští obchodníci nemuseli řešit kurzové výkyvy CZK/EUR.

Zatímco Forex je globální a nejrychleji rostoucí trh na světě, trh s elektřinou je místně omezený trh s ročním přírůstkem cca 2–3 % v závislosti na stavu místní ekonomiky. Toto však platí pro stabilní vývoj ekonomiky a nikoliv finanční krize. Ta poslední způsobila pokles spotřeby elektřiny v důsledku poklesu výroby o cca 30 %.

1.2.3 Charakteristika prostředí

Měnový trh je prostředí, které je charakteristické nestálostí a výraznými cenovými pohyby. Na měnovém trhu sice promlouvá dlouhodobý efekt makroekonomických fundamentů jednotlivých států, v krátkodobém a střednědobém období to jsou ovšem samotní obchodníci a jejich aktuální nálada, která diktuje směr trhu. Nálada jednotlivce a davu je přitom proměnlivý faktor, který rychle vzniká, rychle se mění, případně zaniká.

Forex je trhem, kde probíhá obchodování 24 hodin denně a je doménou AOS (automatizovaných obchodních systémů). Podle konzultantské společnosti Aite Group, která zevrubně prozkoumala data Banky pro mezinárodní platby v Basileji, 66 % všech měnových obchodů v roce 2013 proběhlo prostřednictvím systémů řízených sofistikovaným softwarem, zatímco v roce 2001 tento podíl dosahoval jen 20 %. Analytici Aite odhadují, že nastoupená tendence bude zesilovat, přičemž do roku 2018 by mělo 81 % všeho spotového trhu s měnami probíhat elektronicky. V důsledku technologie obchodování probíhají změny trendů obchodování na celém trhu téměř najednou ve stejném časovém okamžiku.

Forex a komoditní trh mají velmi blízko k dokonalé konkurenci a často se uvádí jako učebnicový příklad. Na trhu totiž existuje v jeden okamžik pouze jedna cena a prostor pro arbitráž je velmi

¹ Forex, největší trh v rámci finančního systému, časopis Bankovníctví 6/2015

malý. Ceny se vyrovnaly a jsou téměř totožné po celém světě právě díky rozvoji technologií a vysokorychlostního obchodování. Další podobností s dokonalou konkurencí je tzv. homogenní produkt – dolar nakoupený v Japonsku je stejný jako ten v Londýně. Od dokonalé konkurence naopak FX trh odlišuje fakt, že všichni nemají stejné informace.

Regulace prostředí trhu a obchodování na Forexu provádí národní centrální banky na základě odpovídajících zákonů z oblasti kapitálových trhů. Základem nové evropské regulace obchodování s mimoburzovními (OTC) deriváty je stanoveno nařízením Nařízení EP a Rady (EU) č. 648/2012 o OTC derivátech, ústředních protistranách a registrech obchodních údajů (dále jen „EMIR“).

Elektroenergetika spolu s dodávkou plynu, vody a telekomunikačních služeb patří ke skupině síťových odvětví a jako všechna tato odvětví je prostředím přirozeného oligopolu. Oligopol je taková struktura trhu na straně nabídky, kdy v oboru existuje jen velmi málo výrobních firem, respektive těchto pár subjektů dohromady zabírá většinový podíl nabídky. Tento stav je způsoben investiční, technickou a časovou náročností realizace jednotlivých prvků systému.

Elektrizační soustava je definována jako soubor vzájemně propojený výrobních, přenosových, distribučních a spotřebních zařízení, přičemž všechna zařízení se vzájemně ovlivňují v reálném čase. V důsledku technických podmínek obchodování probíhají změny fundamentů obchodování na celém trhu téměř najednou ve stejném časovém okamžiku.

Elektroenergetika se bez výpočetní techniky neobejde, ale automatické obchodní systémy jako u Forexu se zde vyskytují málo. Důvodů je několik a patří mezi ně například velmi vysoká váha vlivu fundamentálních změn na cenotvorbu nebo mnohem nižší likvidita trhu.

Regulace prostředí trhu a obchodování na trhu s elektřinou se provádí nejprve na základě fyzikálních zákonů (zajišťuje ČEPS), a teprve poté na základě odpovídajících zákonů z oblasti energetiky a kapitálových trhů (zákonů lidské společnosti, zajišťuje ERÚ a OTE). Povinnost účastníků trhu oznamovat obchody z organizovaných tržních míst je stanovena Nařízením parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (Nařízení REMIT) a Prováděcím nařízením Komise č. 1348/2014 ze dne 17. prosince 2014 o oznamování údajů za účelem provedení čl. 8 odst. 2 a 6 nařízení EP a Rady (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (Prováděcí nařízení REMIT).

1.2.4 Základní model trhu

Forex je decentralizovaný trh, který vznikl „odspodu“. Jeho základem je mezibankovní trh, jehož předmětem je řada smluvních vztahů o dodávkách likvidity, o účtovaných spreadech, nasmlouvaných objemech, o smlouvách, od čeho se budou odvíjet swapové body, délka sjednaných forwardů apod. Jedná se o dlouhodobě budovaný systém, kde banky obchodují výhradně na základě dobrých vztahů, které si mezi sebou vybudovaly na základě vzájemné důvěry. Všechny banky mohou vidět ceny, za které všichni obchodují. Nicméně každá banka musí mít specifický vztah důvěry s jinou bankou, aby mohla obchodovat za nabízené ceny. Toto je nejvyšší patro trhu. Na dalších „patrech“ Forexu potom nalezneme menší investiční banky, velké nadnárodní společnosti, hedgefondy a retailové obchodníky.²

² Kathy Lien, FOREX – Ziskové intradenní a swingové obchodní strategie.

Trh s elektřinou je budován shora, role jednotlivých hráčů na trhu vymezuje energetický zákon. Stejně typy účastníků trhu mají stejné nebo velmi podobné podmínky pro obchodování. Rozdílná bonita (velikost a spolehlivost dodávek) jednotlivých účastníků velkoobchodního trhu je zohledněna ve výši nároků na finanční zajištění nebo zúčtování obchodních operací. Přímý přístup obchodníkům z oblasti retailu na velkoobchodní trh s elektřinou je umožněn jen v případě, že tito účastníci trhu splní zákonem stanovené podmínky.

Vyhodnocování dodávek je založeno na decentralizovaném modelu sběru dat, avšak s centrálním vyhodnocováním a zúčtováním realizovaných fyzických dodávek elektrické energie, jehož provoz zajišťuje energetickým zákonem stanovený subjekt, společnost OTE. Obchodování s finančními deriváty se řídí zákony z oblasti kapitálových trhů.

1.2.5 Základní atributy obchodování

Díky propojení a návaznosti jednotlivých světových obchodních center, velikosti a likviditě Forexu je možno na tomto trhu obchodovat prakticky nepřetržitě 24 hodin bez omezení. Všichni obchodníci trhu se stejnou specializací vycházejí při zpracování fundamentální analýzy ze stejného typu informací a podíl váhy fundamentální analýzy na celkovém rozhodnutí je ve výši cca 20 %. Je to trh, kde lze nejlépe uplatnit možnosti technické analýzy, která hraje při rozhodování obchodníků klíčovou roli. K realizaci obchodu dochází v případě sesouhlasení nabídky a poptávky v daném čase.

Ceny na trhu jsou celosvětově ovlivněny především relativní silou a výkonností národních ekonomik a průběžných zpráv o jejich vývoji. V největším objemu jsou pak na Forexu obchodovány měny jako je \$, €, £, ¥, CAD, CHF, NZD a AUD.

Při obchodování na Forexu je investory velmi často využívána páka, což je finanční nástroj, který umožňuje investorovi zvýšit svou tržní expozici až za hranici jeho vlastního obchodního kapitálu. Většinou brokeri v retailu nabízí finanční páku 1 : 100, což v praxi znamená, že lze otevřít obchodní pozici, která je stokrát větší než množství peněz, které je jinak potřebné k zajištění realizace obchodu. Tato páka může být i 1 : 300 nebo 1 : 500.

Je možno říci, že i na trhu s elektřinou lze obchodovat 24 hodin, ale pouze tak, že se přechází mezi jednotlivými trhy se zkracujícím se termínem pro realizaci fyzické dodávky. V případě kontinuálního obchodování mohou všichni účastníci velkoobchodního trhu vidět ceny, za které všichni obchodují. V případě aukčního obchodování jsou všechny nabídky a poptávky vyhodnoceny tak, aby byl uspokojen maximální objem poptávky za nabízené ceny. Proces sesouhlasení nabídek a poptávek v tomto režimu je anonymní.

Fundamentální analýza obchodníků tradingu a obchodníků retailu se zásadním způsobem liší. Zatímco v případě tradingu je předmětem zkoumání celý energetický systém, v případě retailu jsou předmětem zkoumání parametry chování odběrného místa. V případě tradingu je podíl váhy fundamentální analýzy na celkovém rozhodnutí ve výši cca 50 % a se zkracujícím se termínem pro realizaci fyzické dodávky narůstá podíl váhy fundamentální analýzy na rozhodnutí až do 100 %. V případě retailu hraje prim spíše technická analýza, jejímž úkolem je analýza dodávek pro konečného odběratele s cílem co nejlepší skladby nákupu/prodeje prostřednictvím standardních produktů tak, aby byly pokryty potřeby konkrétního odběratele na pozadí portfolia všech dodávek dodavatele a s ohledem na předpokládaný vývoj cen. Podíl její váhy na celkovém rozhodnutí ve výši je cca 80 % a s časem se nemění.

Na standardizovaném trhu s forwardy a futures, organizovaných PXE, lze zobchodovat elektřinu pouze v případě sesouhlasení nabídky a poptávky v daném čase, obchody jsou finančně zajištěny

u PXE. Obchodník realizující fyzickou dodávku však může nakoupit nebo prodat více nebo i méně elektřiny, než obdrží od výrobce nebo dodá spotřebiteli, doveze nebo vyveze z České republiky. Dorovnání je provedeno automaticky formou podpůrných služeb a zúčtováno prostřednictvím ceny odchylky. Velikost předpokládané dodávky a předpokládané odchylky je finančně zajištěna u OTE. Páka v obchodě s elektřinou doposud uplatněna nebyla.

V současnosti ovlivňuje ceny na trhu s elektřinou celá škála faktorů – ceny paliv (uhlí, ropa, zemní plyn, uran), ceny povolenek EUA CO₂, výrobní náklady jednotlivých zdrojů energie, jejich dostupnost a spolehlivost, ceny a dostupnost přeshraničních přenosových kapacit, poruchy národního energetického systému, poruchy okolních zahraničních energetických systémů, nevyžádané fyzikální přeshraniční toky energie, produkce z obnovitelných zdrojů, roční období, denní doba, geografická poloha, počasí (intenzita slunečního svitu, vítr, oblačnost, teplota), cena peněz a kurzy měn.

1.2.6 Myšlenka na konec

Peter Drucker ve své knize Sedm návyků vůdčích osobností napsal: „Vše začínejte s myšlenkou na konec.“ Sílu tohoto přístupu lze ukázat na následujícím příkladu.

Každoročně se ponoří Česko do tmy v rámci největšího celosvětového happeningu Hodina Země (Earth Hour). Kvůli „špinavé“ energetice v březnu v sobotu po deváté hodině zhasnou obce, kulturní památky, podniky, domácnosti i jednotlivci po celém světě na hodinu své osvětlení. To vše ve snaze upozornit na snahu o lepší ochranu životního prostředí a probíhající globální změny klimatu. Akce se každoročně účastní nejnámější kulturní památky světa jako například Eiffelova věž v Paříži, londýnský Big Ben nebo Opera v Sydney, celkem přes 7 000 měst ve 162 zemích planety.

Z technického hlediska se jedná o okamžité snížení výkonu v ČR v řádech stovek, celosvětově pak v řádech tisíců megawatt. A za hodinu skokově obnovení dodávek na původní hodnotu. Kapacita rychle startujících obnovitelných zdrojů, jako jsou přečerpávací vodní elektrárny, je velmi omezená a tyto musí být připraveny především pro regulaci neočekávaných výpadků v síti. Zbývají již jen ty klasické – jádro, plyn a uhlí. Jádro se používá především v základním zatížení a jeho regulační schopnosti jsou malé. Rychle startující zdroje na plyn jsou, je jich taky málo. Startují do deseti až patnácti minut, ale tento typ provozování prudce zhoršuje jejich životnost, tzn. cena regulační elektřiny je velmi vysoká. Situaci zachraňují špinavé klasické zdroje na uhlí. K tomu, aby bylo vyregulováno 10 MW, je však potřeba mít v točivé rezervě 100 MW (tzn. připraveny k okamžité výrobě). Klasické zdroje je totiž potřeba najet s mnohahodinovým předstihem, jinak to technicky není možné. K tomu je potřeba počítat, že klasický zdroj dosahuje projektované účinnosti při jmenovitém výkonu, kdy dosahuje i nejnižších emisí. S každým snížením výkonu prudce klesá účinnost, stoupá spotřeba paliva a stoupají emise škodlivých plynů.

Jaké jsou důsledky „otočení vypínačem“ na hodinu? S kurzem koruny či jiné měny to ani nehne. Tento „viditelný ekologický protest“ však vede k prudkému několikahodinovému zhoršení ekologických podmínek pro všechny obyvatele. Demonstrující navíc neušetří, ale zdraží elektřinu nejen sobě, ale i těm ostatním. Zdražení dodávek se projeví hned dvakrát – jednou ve vyšší ceně silové elektřiny, podruhé v ceně podpůrných služeb.

Prosím, až příště budete mít ruku na vypínači, vzpomeňte si na to.

2 VÝVOJ TRHU S ELEKTŘINOU V EVROPSKÉ UNII A KLIMATICKO- ENERGETICKÁ POLITIKA EU

Pavel Šolc

2.1 Historický vývoj trhu s elektřinou (vývoj v Evropě 1945 až 1995)

V poválečném období se postupně integrovaly elektroenergetické systémy. V Evropě se ve většině států vyvinuly národní energetiky, integrované na bázi národních států, případně v mezích regionů (např. spolkové země). Důvodem pro to byla ve všech případech významná ingerence státu do elektroenergetiky vyplývající z pojetí elektřiny jako komodity sui generis. Výrazným impulsem pro integraci národních systémů bylo ve většině zemí Evropy znárodnění tohoto sektoru po druhé světové válce.

Zvláštní chápání elektřiny kromě jejích technických charakteristik vyplývá též z její nezbytnosti a těsného spojení s vývojem hospodářství jako celku. Fungující elektroenergetika je základním prvkem infrastruktury státu. Elektřina je navíc chápána i jako veřejná služba (právo na připojení a dodávku elektřiny za rozumné ceny). Zdroje orientované na uhlí a vodní elektrárny byly investičně náročné celky s dlouhým životním cyklem. To vyvolávalo potřebu stabilního prostředí a garancí pro investory v případech nestátního vlastnictví. Způsob regulace vycházel z přesvědčení o výlučně monopolním charakteru a nezbytnosti vertikální integrace síťových odvětví. Zatímco v evropských zemích byly společnosti buď vlastněné, nebo regulované státem a stát určoval i tarify, v USA to byly zejména od šedesátých let investory vlastněné společnosti, jejichž význam začal zastíňovat původní municipální či státní energetické společnosti. Způsob regulace těchto odvětví byl obvykle založen na regulaci výnosovosti. Ve stabilním makroekonomickém prostředí s nízkou inflací a stabilní cenou vstupů byly dlouhodobě stabilní i konečné ceny.

Stabilizovaná a rostoucí energetika byla vychýlena z rovnováhy první a zejména druhou ropnou krizí. První ropná krize vyvolala kromě rozkolísání cen vstupů zejména větší pozornost vlád problémům zabezpečení zdrojů energie a dlouhodobému plánování a významně oživila rozvoj jaderné energetiky. Tím současně položila ještě větší akcent na integraci a monopolizaci odvětví. Druhá ropná krize s sebou přinesla hospodářskou krizi a inflaci (stagflace) a ještě větší nestabilitu cen primárních energetických zdrojů. Ve státem vlastněných či řízených ekonomikách byl vytvořen přímý či nepřímý polštář přes státní rozpočet a ještě větší příklon k centralizované a plánované energetice. U soukromých, státem regulovaných společností ovšem skončila éra stability a hladkých vztahů s regulátorem. Společnosti eskalaci vstupů promítaly do požadavků na zvýšení tarifů, což byla politicky citlivá věc. Ceny pro konečné spotřebitele byly zvyšovány, ale současně nedocházelo k rostoucímu zisku v odvětví. Hledalo se východisko a tím se stala liberalizace trhu.

V telekomunikacích, jakožto síťovém odvětví, které „vyspělo“ nejdříve a v němž monopolní praktiky byly nejobtížněji zvladatelné, proběhla vlna deregulace a liberalizace počátkem osmdesátých

let a stala se inspirací i pro odvětví elektroenergetiky, které přestalo být považováno za přirozený monopol jako celek, ale pouze jeho síťová část.

Základní změnou, kterou příklon k trhu přinesl, bylo přehodnocení přístupu investorů ke strategii investování v odvětví. Rozhodovací kritéria byla posunuta k ukazatelům doby návratnosti a relativní ziskovosti. Tento přechod též s sebou přinesl otázku, co s ještě neuhrazenými investicemi z nedávné minulosti, které v novém paradigmatu nenacházejí ospravedlnění. Takzvané uvízlé investice (stranded investments) a způsob jejich řešení zásadním způsobem odlišil jednotlivé tržní modely a determinoval jejich úspěchy. V některých zemích (UK) byla tato otázka zpočátku odložena s tím, že problematické investice byly ponechány ve státních rukách (Nuclear Power). Jinde (např. Kalifornie) byly uvízlé investice hrazeny prostřednictvím zvláštní regulované položky na konečném účtu zákazníka.

2.2 Liberalizace trhu s elektřinou v EU

2.2.1 První zkušenosti s liberalizací – Velká Británie a Skandinávie v devadesátých letech

V roce 1990 se vláda Velké Británie rozhodla privatizovat výrobce a distributory elektrické energie, a to po vzoru privatizace v sektoru telekomunikací. Do té doby výrobu a přenos zastřešoval kvazimonopolní státní podnik CEBG vlastníci cca 90 % výroby a dvanáct státních distributorů. V roce 1991 vláda rozdělila CEBG na tři výrobní společnosti a jednu přenosovou společnost (National Grid). Tyto společnosti byly posléze rychle zprivatizovány kromě speciální jaderné společnosti provozující britské jaderné elektrárny. Byla vytvořena konkurence ve výrobě a současně spotový trh na den dopředu. Členství na trhu bylo pro výrobce elektřiny povinné, trh byl spravován přenosovou společností. Cena byla tvořena jako marginální, půlhodinová a za ní byla elektřina prodávána dodavatelům. Byl vytvořen nezávislý regulační orgán – Office of Electricity Regulation (OFFER).

Prvotní ceny, které byly vytvářeny na poolu, byly velmi vysoké zejména díky oligopolu dvou velkých elektrárenských společností. Jejich tržní podíly v roce 1990 činily 48 % a 30 %. Atraktivita výroby elektřiny v té době však přilákala do odvětví další výrobce a ti začali intenzivně budovat nové zdroje (zásadně paroplynové elektrárny). Tržní podíly NP a PG v Anglii a Walesu klesly na 32 % a 23 % a zároveň začaly klesat i reálné ceny elektřiny. Ceny byly ovlivněny i rozhodnutími regulátora, který přikázal v roce 1994 společnostem, aby odprodaly část svých kapacit a snížily podíl na trhu. Zavádění konkurence v dodávce elektřiny bylo rozloženo do třech kol v období od roku 1990 (zákazníci s příkonem přes 1 MW) až po domácnosti v roce 1999. V roce 1998 byla provedena revize pravidel obchodování. Revize dospěla k závěru, že pool funguje v mnoha ohledech uspokojivě (kvalita a bezpečnost dodávek elektřiny je zachována, cenové poměry motivují nové výrobce ke vstupu na tento trh, pravidla trhu umožnila zavedení konkurence do oblasti dodávky elektřiny). Součástí nových pravidel bylo bilaterální obchodování mezi výrobcí, dodavateli, obchodníky a zákazníky s těmito prvky.

Reforma trhu s elektřinou ve Švédsku začala na jaře 1994, kdy parlament rozhodl o liberalizaci elektroenergetického sektoru, a fakticky od 1. ledna 1996. Burzu elektřiny pro celou Skandinávii s označením Nordpool založili společně systémoví operátoři Švédska a Norska na počátku liberalizace. Postupně se obchodní oblast rozšířila na Finsko a západní část Dánska. Přestože systém byl

postaven na bilaterálních smlouvách, vyznačuje se Nordpool dodnes nejvyšším podílem spotového trhu na světě (s výjimkou povinných poolů) a v současné době činí podíl spotového trhu přes 50 % objemu dodávek. Hlavním důvodem je od počátku vysoký podíl flexibilní výroby ve vodních elektrárnách (50 %). V rámci Nordpoolu se začaly obchodovat i deriváty, které hrají významnou roli ve stabilizaci cen elektřiny a minimalizaci rizik pro účastníky trhu.

Dlouhodobá zkušenost s trhem ve Skandinávii a ve Velké Británii přispěla k tomu, že přes velký vývoj trhů v ostatních státech EU jsou tyto dvě tržní oblasti dodnes považovány za nejlépe fungující a nejvyspělejší.

2.2.2 Liberalizace v EU a formování vnitřního trhu s elektřinou (1996 až 2012)

V rámci koordinace hospodářských pravidel a politik v budovaném evropském prostoru byla vydána již v roce 1990 Směrnice Evropské Rady č. 90/547 týkající se přenosu elektřiny přenosovými sítěmi a minimálních standardů organizace mezinárodních výměn. Návazně na to v oblasti regulace cen byla ve stejném roce vydána Směrnice Evropské rady č. 90/377 upravující postupy pro transparentní stanovování cen elektřiny a plynu pro konečné průmyslové odběratele. Tyto direktivy měly za cíl postupně sjednotit pravidla a prostřednictvím tlaku na ceny energií zvýšit konkurenceschopnost evropského průmyslu. Vytváření společného ekonomického prostoru zemí Evropského společenství bylo urychleno přijetím Maastrichtské smlouvy v roce 1992 a vytvořením Evropské unie. Při postupu liberalizace energetiky ve Velké Británii a rozpracování pravidel trhu, a současně s postupem vytváření jednotného prostoru zemí EU bylo nezbytné začít odstraňovat bariéry mezi uzavřenými národními energetikami a vytvořit i v této oblasti jednotný celoevropský konkurenční prostor – evropský vnitřní trh s elektřinou. Rozhodnutí o liberalizaci trhu s elektřinou padlo v roce 1996 a bylo kodifikováno Směrnicí 1996/92/EC.

2.2.2.1 První liberalizační směrnice a otevření trhu

Směrnice stanovila minimální požadavky na otevřený trh, ale k naplnění těchto požadavků ponechala velký prostor pro variantní řešení v rámci principu subsidiarity. Základní okruhy, pro které nastavila pravidla, byly:

- způsob zajištění přístupu k sítím – tři základní možnosti: sjednaný přístup k sítím založený na dohodě o ceně a podmínkách s operátorem, regulovaný přístup k sítím a jediný kupující, který za transparentních a nediskriminačních podmínek nakupuje elektřinu od výrobců a dodává jí zákazníkům;
- způsob zajištění rozvoje zdrojů – tendrový a autorizační přístup;
- nezávislý dohled nad odvětvím a regulace monopolních činností – regulační orgán nezávislý na energetickém průmyslu (ale nikoliv samostatný úřad);
- zajištění závazků veřejné služby – zajištění odpovědnosti za dodávku a povinnosti připojení a dodávky ve stanovených případech a za stanovených podmínek;
- zavedení nezávislých provozovatelů sítí – jasné oddělení výroby od dopravy elektřiny a její dodávky;
- oddělené účetnictví za jednotlivé regulované činnosti – zajišťující průhlednost a kontrolovatelnost postupů stanovení cen monopolních činností;

- minimální postup otevírání trhu pro oprávněné zákazníky – zajištění srovnatelné rychlosti otevírání trhu ve všech zemích EU.

Směrnice vstoupila v účinnost v lednu 1996 a podle ní byla první fáze otevření trhu provedena počátkem roku 1999. Přes určitá prodlení byl trh nějakým způsobem otevřen ve všech zemích.

2.2.2.2 Druhý liberalizační balíček a jeho implementace

Poznatky z procesu, jakým jednotlivé státy EU implementovaly zásady direktivy do svých národních legislativ a nastavovaly model trhu, vedl Komisi k úvaze o prohloubení požadavků a pravidel. Tak, jak byl přístup k přijetí Směrnice jednotlivými státy determinován historickým postavením národní energetiky a mírou vlivu státu na řízení, tak se stejným směrem ubíral i přístup těchto států k implementaci direktivy. Z tohoto pohledu lze státy rozdělit do tří skupin:

- státy s rychlým a faktickým postupem liberalizace a otevírání trhu – zvolily si přístup regulovaného TPA, ustavily nezávislého regulátora a oddělily provozování sítí. V těchto státech obvykle existovaly prvky tržního prostředí již dříve a trh neměl jasně dominantního výrobce (Skandinávie, Španělsko, Nizozemí, Velká Británie);
- státy s formálním přístupem – otevřely trh pro všechny zákazníky, ale zůstaly bariéry bránící fakticky konkurenci (zpočátku Německo);
- státy odmítající rychlý postup k liberalizaci, které požadavky směrnice promítly částečně nebo pouze formálně – státní energetiky investičně náročné a historicky silně akcentující postavení elektřiny jako veřejného statku (Francie, Itálie).

Tento postup samozřejmě znamenal rozvírající se nůžky mezi fakticky otevřenými trhy a trhy, na které byl vstup omezen a znamenal nefér konkurenční výhodu pro výrobce ze zemí druhé a třetí skupiny. Z těchto důvodů, po vyhodnocení prvních třech let otevírání trhu a splnění první etapy, kterou mělo být otevření trhu pro zákazníky s roční spotřebou nad 40 GWh, připravila EK novou Směrnici č. 54/2003/EC, kterou doplnila a rozšířila závazné podmínky s vyšší mírou podrobnosti. Ta vstoupila v účinnost v červenci 2004 jako součást balíčku legislativních předpisů spolu s Nařízením o přeshraničních přenosech, a rozhodnutím o Transevropských energetických sítích.

Její obsahem byly zejména:

- existence nezávislého regulátora,
- právní oddělení systémových operátorů od výroby a obchodu,
- oddělení provozovatelů distribučních soustav od dodavatelů elektřiny,
- jednotné tarify pro všechny uživatele soustavy (regTPA),
- otevřený a jednotný režim a zrušení tarifů za přeshraniční přenos a zavedení kompenzace nákladů mezi provozovateli sítí,
- garantovaný přístup k sítím pro všechny odběratele a ochrana zranitelných zákazníků, závazné termíny plného otevření trhu,
- odpovědnost členských států za udržení spolehlivosti dodávky a dostatečných kapacit.

Implementací této Směrnice došlo ke skutečnému otevření velkoobchodního trhu ve všech státech EU, i když stále s určitými odlišnostmi. Obrovským impulsem bylo úplné otevření přeshraničního obchodování. Důležitým prvkem byl požadavek na otevřený a nediskriminační přístup k přenosovým kapacitám formou aukcí a postupné standardizace jejích pravidel.

Otázku pravidel pro přístup k přeshraničnímu obchodování řešila Evropská komise pomocí Nařízení č. 1228/2003/EC, které bylo součástí druhého liberalizačního balíčku. Nařízení jako přímo účinná právní norma stanovovalo povinnosti pro provozovatele přenosových soustav a další účastníky trhu ve vztahu k přístupu ke kapacitám. Součástí Nařízení bylo též zrušení poplatků za přeshraniční přenos a zavedení kompenzačního mechanismu, který vyrovnává náklady související s přeshraničními přenosy mezi plátcí, kterými jsou exportní a importní země, a příjemci, kterými jsou tranzitní země.

Tento přístup zpřístupnil mezinárodní obchodování a zajistil jeho vyšší flexibilitu. Na druhé straně „bezplatnost“ přenosů a obtížné diskuse o rozdělení výnosů mezi příjemci vedly k tomu, že kompenzační mechanismus zdegeneroval na pokrytí proměnných nákladů a prakticky rezignoval na zohlednění stálých nákladů přenosu zavedením stropu na celkový objem kompenzací. Jinými slovy, stimulace k rozvoji sítí byla vyňata z úloh kompenzačního mechanismu tím, že bude řešena jiným způsobem. Část přeshraničních kapacit byla blokována dlouhodobými mezistátními smlouvami na dodávky elektřiny, které vznikly před liberalizací a jejichž doba platnosti byla často přes dvacet let. Na mnoha propojeních tyto dlouhodobé smlouvy blokovaly většinu dostupné kapacity. Uvolnění přinesl průlomový rozsudek Evropského soudního dvora v roce 2005, který nadřadil potřeby hospodářské soutěže a liberalizace trhu nad zásadu nedotknutelnosti smluvních vztahů. Dlouhodobé smlouvy se pak konvertovaly na standardní tržní nástroje a kapacita sítí se postupně stala plně dostupná, nyní již pod kontrolou národních regulátorů. Do roku 2007 se zavedl přístup k přeshraničním kapacitám a obchodování prostřednictvím aukcí ve všech státech a začaly se připravovat mechanismy pro úplné propojení trhů. Všude vznikla organizovaná tržní místa.

2.2.2.3 Třetí liberalizační balíček a integrace trhů

Přestože se v letech 2007 a 2008 výrazně urychlil proces integrace trhů, stále se jednalo spíše o propojení národních trhů než o jednotný trh. Členské státy se jen neochotně vzdávaly možnosti regulovat národní trhy. Řada národních regulátorů byla pod politickým vlivem, tarify stanovovala nebo schvalovala ministerstva a rozsah ochrany zákazníků byl politizován a sloužil k nepřímé podpoře konkurenceschopnosti podniků v daném státě. Provozovatelé přenosových soustav byli sice v souladu s druhým liberalizačním balíčkem účetně a právně odděleni, ale jako součást vertikálně integrovaných podniků stále zůstávali ve vleku přání jednotlivých koncernů, případně ovlivňování přáními národních vlád v rámci politického cyklu.

Na základě rozsáhlého sektorového šetření prováděného v letech 2006 až 2008 navrhla Evropská komise další posílení harmonizace a liberalizace evropského energetického trhu. V roce 2009 byl schválen tzv. třetí liberalizační balíček. Ten tentokrát již obsahoval právní normy pro liberalizaci trhů s elektřinou i s plynem a dále konstituoval vznik agentury regulátorů, která má hrát koordinační roli. Původním záměrem EK bylo dokonce vytvořit evropský regulační orgán, který by stál nad národními regulátory a sjednocoval jejich postupy včetně rozhodovací pravomoci směřující dovnitř členských států a tvorby závazných norem. To se ukázalo být ale nad rámec možností daných i Lisabonskou smlouvou, a tak agentura, která byla ustavena, má koordinační a metodickou roli, poradní roli při vzniku nových předpisů a rozhodovací pravomoci ve vymezených přeshraničních otázkách. Schvalování nových předpisů stále zůstává v rámci komitologického procesu.

Třetí liberalizační balíček obsahoval celkem pět norem:

1. Směrnici č. 2009/72/EC o vnitřním trhu s elektřinou, která kodifikovala pravidla pro:
 - a. ochranu zákazníka – pravidla směřující k otevření maloobchodního trhu;
 - b. technické předpisy – směřující k harmonizaci pravidel interoperability;

- c. regionální spolupráci zajišťovanou zejména spoluprací regulačních orgánů;
 - d. autorizaci a tendrování kapacit zajišťující pravidla pro nové kapacity;
 - e. oddělení TSO umožňující ve třech formách zajištění plné nezávislosti provozovatele přenosové soustavy (vlastnické oddělení, oddělení nezávislého operátora soustavy a nezávislý operátor sítě);
 - f. rozvoj sítě prostřednictvím desetiletých plánů rozvoje na evropské i národní úrovni pod dozorem regulačních orgánů;
 - g. oddělení provozovatelů distribučních soustav zajišťující jejich faktickou přístupnost pro nové dodavatele konečným zákazníkům;
 - h. a nakonec nezávislost národních regulačních orgánů a přesné vymezení jejich rolí a kompetencí.
2. Nařízení 714/2009/EC o elektřině definující:
- a. zřízení organizace provozovatelů přenosových soustav a definování její role v procesu plánování a koordinace provozu a přípravy technických předpisů (ENTSO-E);
 - b. harmonizaci technických a obchodních pravidel trhu prostřednictvím sít'ových kodexů;
 - c. vyrovnávací mechanismus mezi provozovateli přenosových soustav;
 - d. regionální spolupráci provozovatelů přenosových soustav;
 - e. pravidla pro řízení přetížení a přístup k přeshraničním kapacitám;
 - f. transparentnost trhu.
3. Nařízení 713/2009/EC upravující vznik a působnost Agentury regulátorů ACER a její úkoly, organizaci a správu.
4. Směrnici 2009/73/EC o plynu upravující fungování trhu pro plyn.
5. Nařízení 715/2009/EC upravující přeshraniční spolupráci na trhu s plynem analogicky k elektřině.

Legislativa třetího balíčku, přestože ve své úplnosti nebyla dodnes ve všech detailech a ve všech zemích implementována, přinesla významný pokrok ve vytváření shodného tržního prostředí s elektřinou ve většině států EU. Již od roku 2007 se začaly národní trhy jednotlivých zemí propojovat do větších celků. V současné době existují v Evropě prakticky čtyři uskupení propojující národní trhy. Největším z nich je společný trh severozápadní Evropy (NWE market coupling) propojující trhy Francie, Německa, Nizozemska, Belgie, Dánska, Švédska, Finska a Norska a prostřednictvím společné tržní zóny s Německem i Rakouska. Vznikl původně jako třístranný projekt (FR, NL, BE) v roce 2008, v roce 2010 byl propojen s trhy dalších dvou zemí (DE, DK) vznikem tzv. pentalaterální skupiny a v roce 2014 bylo dokončeno propojení s trhy ve Skandinávii, které spolu jako jeden trh fungovaly již od roku 2004. Ve střední Evropě vznikl v roce 2009 společný trh propojením českého a slovenského denního trhu. K němu se v roce 2012 připojilo Maďarsko a v roce 2014 Rumunsko. Tato skupina označovaná jako 4MMC usiluje o propojení s trhem NWE v horizontu let 2016/2017.

2.3 Energetická strategie EU

Odpovědnost za dodávky energie nezbytné pro fungování společnosti nesly a nesou národní vlády, které si vytvářejí své energetické strategie zajišťující v dostatečném předstihu předpoklady pro dostatek výrobních a přepravních kapacit, případně dovozu. V první fázi liberalizace byla přijata liberalizační směrnice a předpokládalo se, že její implementace sama o sobě povede k postupné liberalizaci a integraci trhu s elektřinou a že fungující trh s elektřinou a tržní signály zajistí jak bezpečnost dodávek, tak i dostupnost a konkurenceschopné ceny energie. S ohledem na výlučnou kompetenci národních vlád, co se týká energetické politiky, ani více nebylo možné.

Energetickou strategií EU byla tedy jako první plná liberalizace trhu s elektřinou a jeho integrace přes celou Evropskou unii. V reakci na přijetí druhého energetického balíčku v roce 2003 a námitky investorů nad častými změnami legislativy a vysokou mírou nejistoty odrazující investice byla v roce přijata střednědobá strategie rozvoje trhu s elektřinou. Ta definovala jako cílový stav integraci trhů na společných pravidlech do roku 2010 a jako mezistupeň harmonizace a integrace pak integraci trhů na úrovni regionů. Definovala celkem osm budoucích regionálních trhů v EU: Iberijský trh (ES, PT), Britské ostrovy (UK, IRL), Západní Evropa, Východní Evropa, Skandinávie, Itálie, Jihovýchodní Evropa a Pobaltí a jejich vznik do roku 2008, na kterou naváže integrace těchto regionů do roku 2010 na principu implicitních koordinovaných aukcí (market coupling). Postupně se ukázalo, že integrace trhů je mnohem obtížnější a národní vlády se stále nejsou ochotny zbavit vlivu na své národní energetiky, k čemuž regionální integrací nepochybně dochází. Proto v roce 2011 Evropská komise přišla s novým strategickým dokumentem, který jednak definoval podrobněji cílový tržní model propojených trhů a jeho parametry (flow-based market coupling) ale také nový harmonogram, podle kterého mělo do konce roku 2015 dojít k plné integraci krátkodobých trhů v EU. Cíl opět nebyl splněn, nicméně došlo k vytvoření několika integrovaných regionů. Největším z nich je trh severozápadní Evropy (FR, BE, NL, LUX, DE, SE, FI, NO, DK) následovaný trhem UK a Irsko, Iberijským trhem (ES, PT, FR), Itálií a Střední Evropou (CZ, SK, HU, RO). Očekává se integrace těchto trhů do jednoho v průběhu let 2016 a 2017.

Dalším nepřímým prvkem energetické strategie se stala série směrnic o podpoře obnovitelných zdrojů, energetických úspor a kogenerace z období let 2000/2001, která již definovala jednotné směrování pro tyto kategorie zdrojů. V roce 2008, v návaznosti na vývoj klimatických jednání, přišla Evropská unie s ambiciózním plánem být lídrem v oblasti snižování emisí CO₂, rozvoje obnovitelných zdrojů a energetických úspor a výsledkem bylo přijetí klimatického balíčku v roce 2008, které definovalo cíle EU známé jako 20–20–20 do roku 2020, tedy 20 % snížení emisí CO₂ oproti roku 1990, dosažení 20% podílu obnovitelných zdrojů na dodávce energie a dosažení 20 % energetických úspor oproti očekávanému vývoji.

Zatímco cíl v oblasti CO₂ byl definován částečně nepřímo, prostřednictvím systému obchodování s povolenkami a pravidel pro jejich postupně nabíhající aukce, a částečně přímo, prostřednictvím závazků členských států v sektorech nezařazených do obchodování, cíle v oblasti podílu OZE byly stanoveny závazně pro každý stát a cíle v oblasti úspor byly stanoveny indikativně s tím, že závazná budou opatření, která budou na unijní úrovni pro naplnění přijímána. Přijetí cílů, které směřovaly energetiku jinam, než byl její přirozený ekonomický vývoj, si samozřejmě vyžadovalo přijetí různých legislativních či administrativních opatření intervencí do přirozeného vývoje, ať už to byly administrativní nástroje (přednostní přístup k síti či k dodávce energie pro některé zdroje, vyjmutí z některých odpovědností výrobců) či ekonomické nástroje (dotace, daňová či tarifní zvýhodnění, křížové dotace atd.). Opatření byla velmi razantní a stimulovala jak technologický vývoj, tak i masivní rozvoj OZE. S tím ale rostly i náklady a pokřivení, která tyto intervence na trhu vyvolávaly.

V oblasti bezpečnosti dodávek byl zlomovým momentem blackout v Itálii v roce 2003, který odhalil nejen deficit v oblasti koordinace propojených soustav na liberalizovaném trhu, ale přitáhl pozornost i k faktu, že samotné tržní signály nemusí být dostatečně robustní či včasné, aby zajistily budování nových kapacit a že monitoring vlád a případně i jejich zásahy jsou nezbytné. Výsledkem byla směrnice č. 2005/89/EC o bezpečnosti dodávek elektřiny, která definovala odpovědnost členského státu za dlouhodobou výrobní přiměřenost a odpovědnost provozovatele přenosové soustavy za bezpečný provoz a zajištění provozních rezerv a současně položila základy ke společným závazným pravidlům interoperability, včetně minimálních solidárních mechanismů. Nástroje k zajištění bezpečnosti dodávek pak byly zahrnuty i do třetího energetického balíčku v roce 2009.

V roce 2011 přijala Evropská rada dlouhodobou energeticko-klimatickou strategii pod názvem Roadmap 2050. Základním cílem je dekarbonizace energetického sektoru do roku 2050 a dosažení poklesu emisí CO₂ o 80 % oproti roku 1990 s cílem zabránit oteplování atmosféry o více než dva stupně Celsia oproti předindustriální době. Protože nejvýznamnějším sektorem v produkci emisí skleníkových plynů je právě energetika, soustředila se strategie na ní.

Energetická strategie je postavena na třech vrcholových strategických cílech a jejich vyvažování a koherentním rozvoji, neboť často jsou vzájemně protikladné. Je založena na shodném přístupu jako koncept Energetického trilematu Světové energetické rady (WEC).

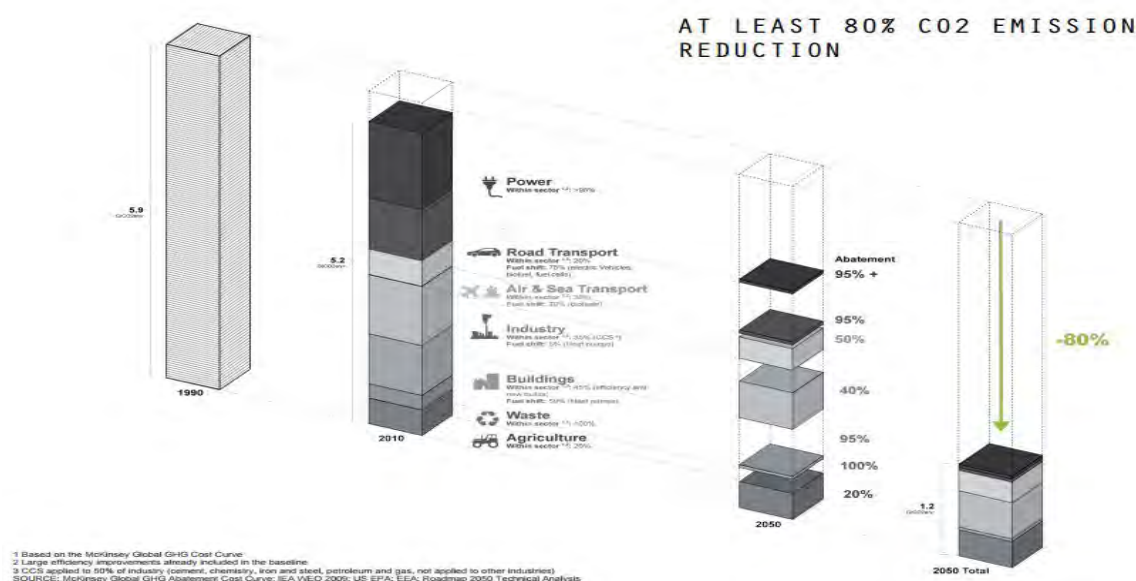
Obrázek 2.1



Cestovní mapa definuje podíl sektorů na produkci emisí a žádoucí změny. S výjimkou zemědělství vyžaduje prakticky úplnou dekarbonizaci, a to buď odchodem od využívání fosilních zdrojů, nebo využitím odlučování CO₂ a jeho ukládáním. Změny ukazují obrázek 2.2.

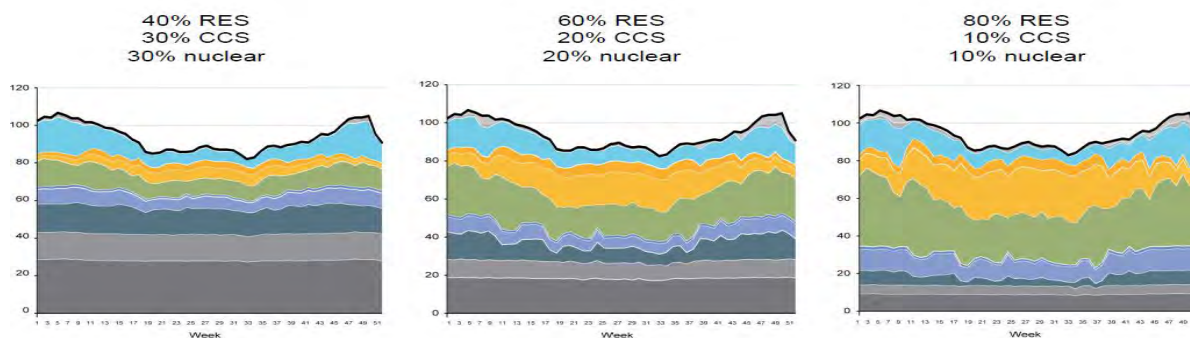
V energetice definuje cestovní mapa několik scénářů lišících se podílem obnovitelných zdrojů od 40 % až do 80 % včetně souvisejících nákladů. Struktura výroby elektřiny v jednotlivých scénářích je znázorněna na obrázku 2.3.

Obrázek 2.2 (zdroj: Roadmap 2050)



Obrázek 2.3 (zdroj: Roadmap 2050)

THREE SPECIFIC PATHWAYS MODELED INCLUDING BOTH GENERATION AND GRID COSTS



Energy production mix over the year, TWh per week

Ve střednědobém horizontu vede ale tato strategie ke zvýšení nákladů na energii, a je tak v rozporu s cílem konkurenceschopnosti. Dokonce i v cílovém horizontu jsou úplné náklady na 1 MWh vyšší než v základním scénáři (v případě rozvoje technologií využívajících fosilní zdroje dokonce podstatně). Navíc vyvolané systémové náklady byly zjevně podhodnoceny a vývoj cen fosilních paliv naopak nadhodnocen. Ze srovnání tedy vyplývá spíše závěr, že dekarbonizace je technicky možná, ale poměrně nákladná a vede v každém případě ke zvýšení cen energie. Srovnání variant vývoje signalizuje obrázek 2.4.

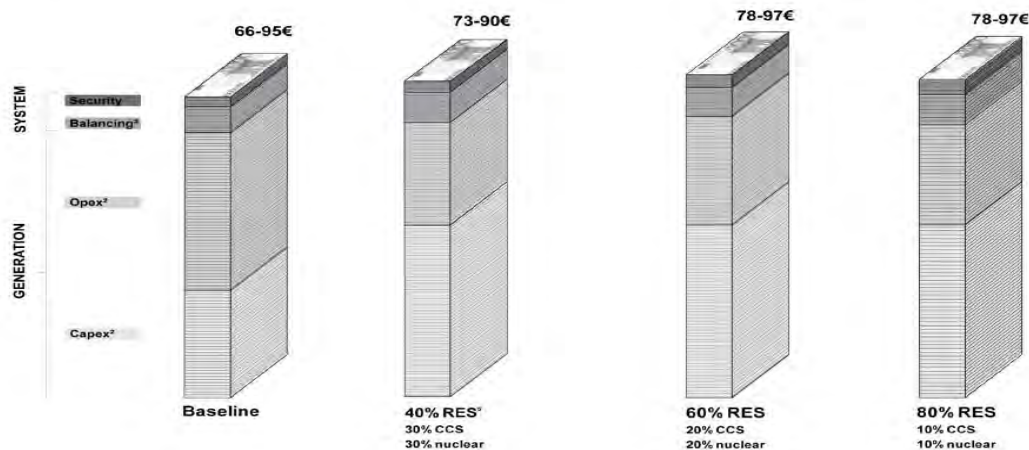
Ještě významnější je očekávaný průběh kapitálových nákladů, které zachycuje obrázek 2.5 a které budou znamenat velké nároky na zdroje a finanční systém.

Klíčové pro tempo naplňování cílů určitě bude, v jaké ekonomické situaci se bude EU nacházet a jaké finanční zdroje bude schopna na naplnění těchto cílů vynaložit s ohledem na další priority společenství.

Obrázek 2.4 (zdroj: Roadmap 2050)

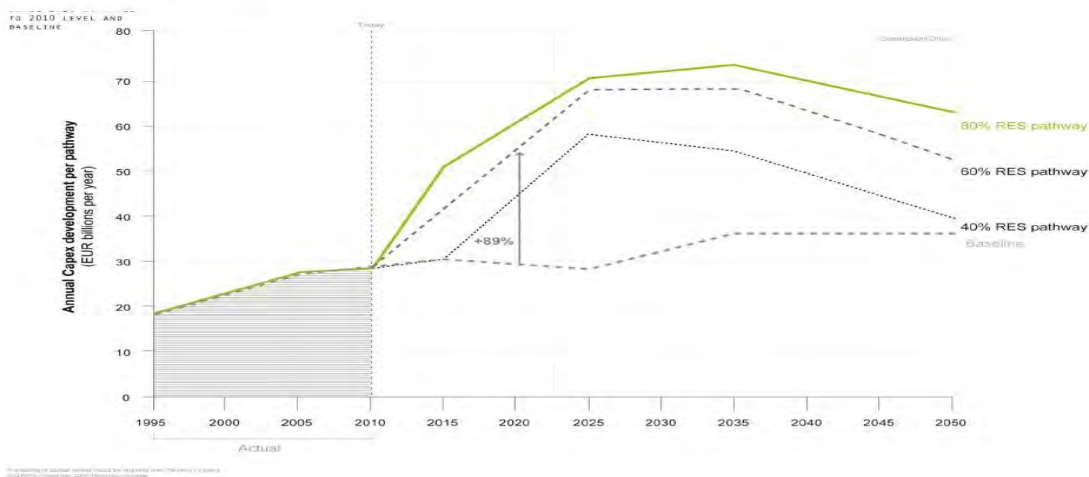
COST OF ELECTRICITY

Average new built CoE from 2010 to 2050¹, EUR/MWh (real terms)



Obrázek 2.5 (zdroj: Roadmap 2050)

ANNUAL CAPEX DEVELOPMENT



Naplnění této strategie i ve středním scénáři znamená mimo jiné:

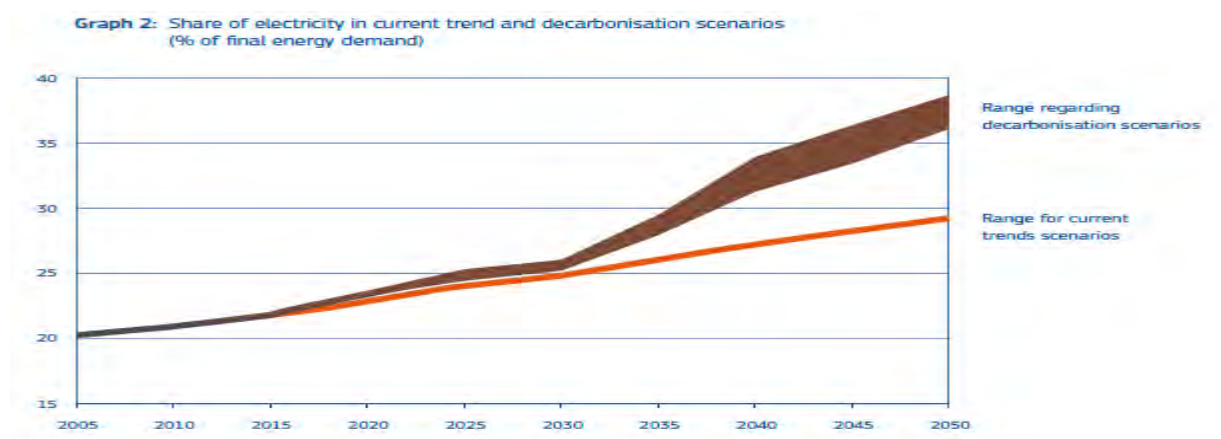
- instalaci přes 5 000 km² nových fotovoltaických panelů;
- instalaci 100 000 nových větrných turbín;
- ztrojnásobení kapacit přenosových sítí;
- zvýšení kapacity záložních zdrojů (včetně skladovacích kapacit) ze 190 na 270 GW, přičemž jejich využití (load factor) bude jen mezi 5 až 8 % (jejich pořizovací náklady tedy budou muset být uhrazeny v cenách špičkové energie nebo kapacitními platbami);

- cca 200 GW nových jaderných zdrojů;
- až 200 milionů elektromobilů a vodíkových pohonů a až 100 milionů tepelných čerpadel;
- celkem dodatečné náklady přes sedm bilionů eur do roku 2050.

At' již bude realizován kterýkoliv scénář vývoje, je zřejmé, že v energetice dojde k zásadním změnám, které se projeví na všech aspektech jejího fungování – organizaci trhů, struktuře cen, chování spotřebitelů, obchodních strategiích dodavatelů a mezisektorovým vazbám. Jaké hlavní změny se dají očekávat?

1. Na rozdíl od celkové spotřeby primární energie, která by měla stagnovat či dokonce klesnout (díky aktuální metodice výpočtů už jen samotný přechod na OZE znamená pokles), spotřeba elektřiny bude nadále růst, neboť elektřina nahradí v řadě moderních technologií fosilní zdroje v konečné spotřebě (elektromobilita a vodíkové hospodářství v dopravě, tepelná čerpadla a řízená cirkulace ve vytápění a chlazení, záměna fosilních paliv v technologických procesech).

Obrázek 2.6 (zdroj: Roadmap 2050)

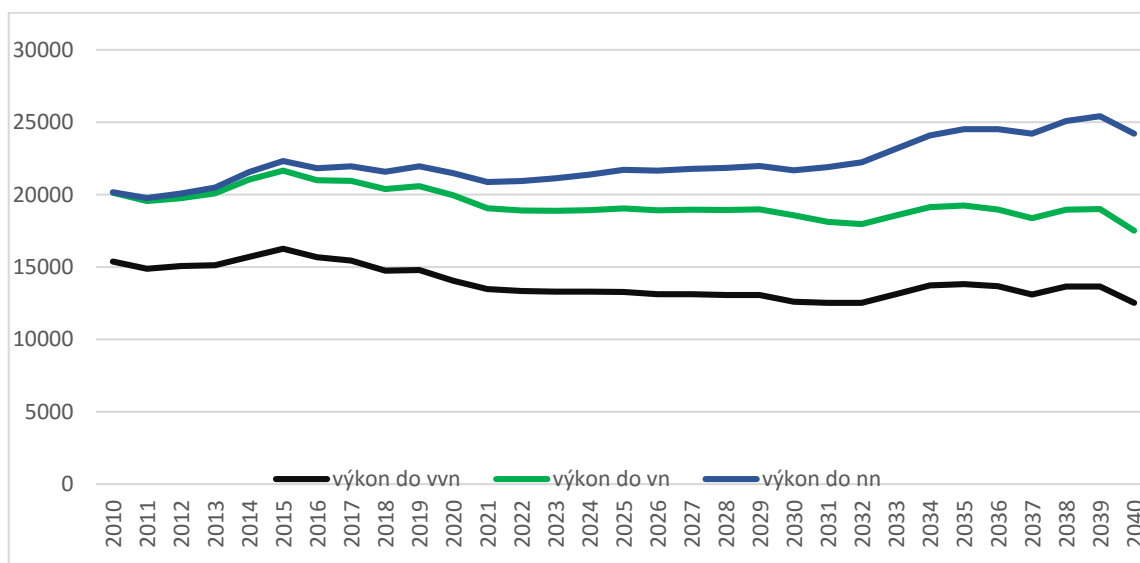


2. Decentralizovaná výroba využívající buď obnovitelné zdroje (slunce, vodu, vítr, biomasu, vodík, teplo prostředí) nebo zemní plyn (mikrokogenerace) bude významným prvkem výroby elektřiny a její podíl postupně vyrovná nebo dokonce převýší podíl velkých zdrojů. Decentralizovaná výroba bude vyvedena do sítí vysokého a nízkého napětí, což vyvolá rozsáhlé požadavky na úpravy těchto sítí, a to zejména zvýšení transformačního výkonu, automatizace ovládání rozvodů i trafostanic, automatizované systémy řízení napětí v uzlech distribuční soustavy, mřížová struktura vn a někde i nn sítí zajišťující vyšší odolnost, řídicí systémy pro řízení bilance na úrovni distribučních soustav, případně jednotlivých uzlů DS. Představu o rozsahu dává obrázek 2.7 indikující jen v podmínkách ČR do roku 2040 vývoj výrobních kapacit připojených do jednotlivých napěťových hladin (Podle Národního akčního plánu chytrých sítí).
3. **SMART GRIDS VČETNĚ SUPERGRID.** Významná orientace na obnovitelné zdroje spolu s akcentem na jejich nákladovou efektivnost vede samozřejmě k jejich umístění do klimaticky vhodných oblastí. Ve větrných oblastech severního Německa je výroba stejné větrné elektrárny až dvakrát vyšší než v ČR. Stejně tak umístění fotovoltaických elektráren do středomoří znamená až o 40 % vyšší výrobu a tedy levnější produkci. To už v současné době vede k masívnímu rozvoji větrné energetiky v příbřežních oblastech Severního a Baltského moře a solární energetiky na Iberijském poloostrově, v Itálii a Řecku. Tyto oblasti

jsou ale obvykle vzdáleny od míst spotřeby a je nutno je přenášet na dálku. Současná přenosová síť nedostačuje a vzniká řada přetížení. Tak jak budou odstavovány konvenční zdroje, budou transevropské přenosy narůstat. Proto se uvažuje kromě posilování současné přenosové sítě i o vybudování nadřazené transevropské sítě tzv. „supergrid“, která by byla založena na stejnosměrných kabelech, měla spíše charakter tranzitního vedení než mřížovou strukturu a v omezeném počtu bodů by se napojovala na existující přenosovou síť. Navýšení potřeb sítě je znázorněno na obrázku 2.8.

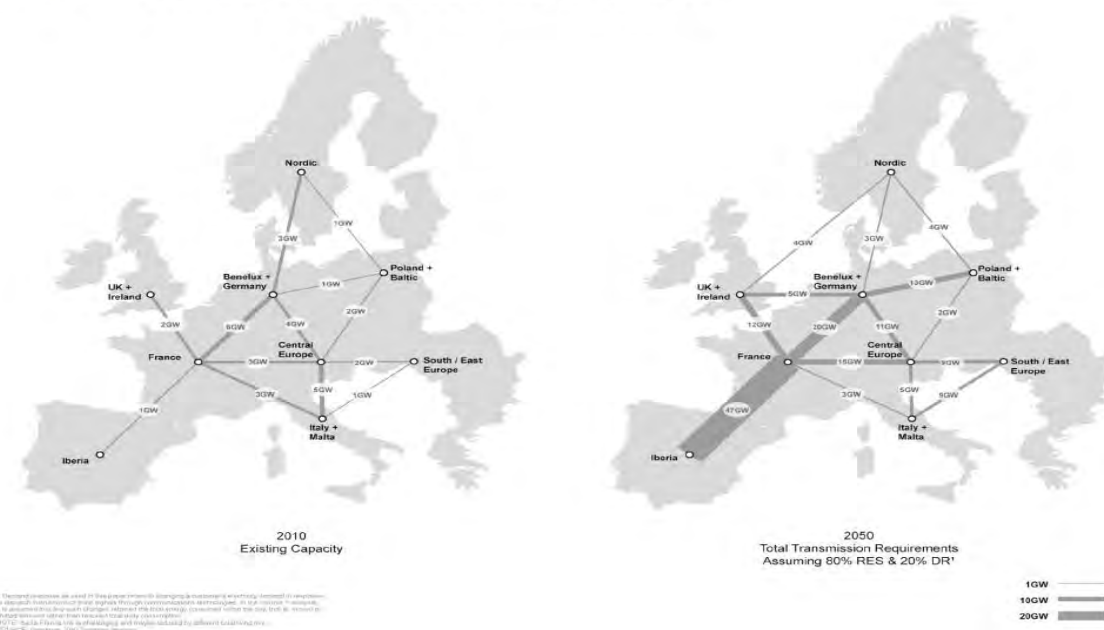
4. Symbióza ICT a energetiky – propojení služeb (telekomunikační služby, elektřina, plyn, služby).

Obrázek 2.7



Obrázek 2.8 (zdroj: Roadmap 2050)

INTER-REGIONAL TRANSMISSION REQUIREMENTS



Budoucí energetika s vysokou mírou decentralizovaných zdrojů, dálkovými přenosy a velkou variabilitou výroby předpokládá úzké sepětí informačních technologií a energetických zdrojů a spotřeby v rámci chytrých sítí, a to na všech stupních: od řídicího systému spotřeby a výroby energie v domácnosti, přes řízení sítí, optimalizaci obchodu, až po průběžnou komunikaci mezi spotřebitelem a obchodníkem, který mu zajišťuje dodávku elektřiny, odebírá jeho výrobu, případně využívá schopnost zákazníka měnit spotřebu a výrobu v místě a využívat akumulaci. To vše přináší obrovské toky dat, koordinaci a nároky na řídicí systémy a jejich vzájemnou komunikaci a současně spolu úzce propojuje dodávky různých forem energie a řízení jejich užití v čase včetně změn spotřebitelského chování.

2.4 Energetická unie

S myšlenkou vytvořit energetickou unii přišel poprvé tehdejší polský premiér, nyní stálý předseda Evropské rady (tedy evropský „prezident“) Donald Tusk na jaře 2014 v reakci na ukrajinskou krizi a ohrožení bezpečnosti dodávek plynu pro středovýchodní Evropu. Měla se týkat společného postoje k zabezpečení plynu pro Evropu. Následující diskuse vyústila v komplexnější návrh, který představila Evropská komise v únoru 2015 na Evropské radě a dostala od premiérů všech zemí souhlas k realizaci tohoto konceptu. Tento projekt integruje jednotlivé strategie EU týkající se energetiky do jednoho komplexního a vzájemně provázaného dlouhodobého strategického projektu, který by měl vyústit ve svobodný pohyb energie v EU jako pátou svobodu společenství. Projekt je postaven na pěti základních pilířích, které představují dosavadní samostatné strategie, a hlavně na jejich propojení a harmonizovaném naplňování. Tyto pilíře jsou:

1. Dekarbonizace ekonomiky zajišťující udržitelný rozvoj:
 - a. shrnuje klimatické cíle definované v rámci Roadmap 2050;
 - b. zajišťuje snížení emisí CO₂;
 - c. směřuje k nižší závislosti na dovážených fosilních zdrojích a tím vyšší energetickou bezpečnost.
2. Dokončení vnitřního trhu s elektřinou. Směřuje právě k vytvoření páté svobody – volného pohybu energie v zemích EU. Mělo by zajistit:
 - a. rovné tržní podmínky (odstranění dotací, preferencí, cenových regulací a fungování tržních cenových signálů);
 - b. integrace trhů (propojení všech tržních oblastí v EU, ale také propojení všech druhů trhů – denního trhu s elektřinou i trhu s regulačními výkony a s energií);
 - c. stabilitu a předvídatelnost regulace jako podmínku pro důvěryhodné prostředí pro investice;
 - d. integrace obnovitelných zdrojů na tržních principech a stimulace zapojení spotřeby do trhu i řízení rovnováhy;
 - e. tržní signály pro nové investice.
3. Energetická bezpečnost, solidarita a důvěra:
 - a. nový systém řízení evropských sítí;
 - b. společné havarijní procedury;

- c. společné plánování výkonové rovnováhy a rozvoje sítí.
4. Zvyšování energetické účinnosti transformace a spotřeby energie – splnění cílů energetických úspor k roku 2020 I 2030.
5. Výzkum, inovace a konkurenceschopnost – koordinace všech výzkumných programů EU v energetice a klimatu.

Je zřejmé, že naplnění strategie ve všech pilířích by vytvořilo skutečně společnou a nízkouhlíkovou energetiku napříč Evropskou unií. Současně ale role národních vlád by byla minimalizována včetně možnosti operativních zásahů i národních energetických politik. To bude také prubířským kamenem realizace tohoto projektu – ochota národních vlád vzdát se tak významných kompetencí, jako je ovlivňování energetiky.

3 VNITŘNÍ TRH S ELEKTŘINOU PODLE ENERGETICKÉ LEGISLATIVY EU

Vratislav Košťál, Petr Flášar, Patrik Walas

3.1 Základní rámec trhu s elektřinou v EU podle lisabonské smlouvy

Evropská unie („EU“ či „Unie“) vznikla v roce 1993 na základě Smlouvy o Evropské unii, známější jako Maastrichtská smlouva. EU je politická a ekonomická unie, kterou od posledního rozšíření v roce 2013 tvoří 28 evropských států s více než 500 miliony obyvatel (přibližně 7,3 % světové populace). V roce 2007 byla v Lisabonu dohodnuta významná revize starších smluvních dokumentů zakládajících původní evropská společenství s historií směřující až do počátku padesátých let minulého století. Lisabonská smlouva sjednotila a zjednodušila všechny dosavadní, vícekrát revidované mezinárodní smlouvy a po odsouhlasení všemi členskými státy vstoupila od počátku roku 2010 v účinnost.

Základ evropské právní úpravy je tak stále primárně dán dvojicí smluvních dokumentů tvořící primární pilíř evropské právní úpravy – **smlouvou o Evropské unii a lisabonskou Smlouvou o fungování Evropské unie**. Především pak druhý z obou výše zmíněných základních právních dokumentů dnešní Unie vymezuje pevný rámec i pro předpokládaný **vnitřní trh s elektřinou**.

Právní úprava trhu s elektřinou se na evropské smluvní úrovni projevuje ve vícero podobách, které v sobě věrně zobrazují komplexní a **multidisciplinární povahu účasti na obchodování s elektřinou**, do níž se promítají pravidla společné energetické politiky a společné politiky transevropských sítí, ale například i pravidla ochrany hospodářské soutěže či ochrany spotřebitele a životního prostředí včetně zajištění udržitelného rozvoje členských států Unie. Základním pojmem ekonomické a potažmo i politické integrace na evropské úrovni je samotný **pojem vnitřního trhu** a jednotlivých svobod, které jej obsahově vyplňují tak, aby byl vytvářen jednotlý prostor bez překážek založených na rozdílnosti jednotlivých členských států Unie a jejich vnitrostátních autonomních politik. **Vnitřní trh** je již poměrně velmi dlouho stabilně interpretován jako prostor, v němž vládne volný pohyb zboží (jakým je i elektřina), služeb (jakou je obchod s elektřinou či distribuce elektřiny), osob a kapitálu.

Lisabonská smlouva přinesla řadu dílčích vylepšení, která výrazně posilují evropské integrační snažení posílením pravomocí Evropské komise jako hlavního iniciátora poměrně četných legislativních změn. Kromě toho rovněž vymezila oblasti **výlučné pravomoci Unie**, kam není dovoleno členským státům Unie bez jejího výslovného svolení vůbec vstupovat, a na oblasti, kde je pravomoc na nadnárodní úrovni **sdílena** s pravomocí národní v souladu s principy její přiměřenosti a především podpůrnosti ve vztahu k primární rovině pravomoci na úrovni členských států Evropské unie. Právě **ochrana hospodářské soutěže** se v důsledku provedených změn ocitla mezi výlučnými pravomocemi Evropské komise, a tak prakticky celé právo ochrany soutěže před kartelovými dohodami, zneužíváním dominance, spojováním podniků či v oblasti poskytování veřejných podpor a zadávání veřejných zakázek v současnosti kontroluje a řídí Brusel.

Naopak mezi sdílené oblasti zájmu Unie a jejích jednotlivých činitelů-členských států byla zařazena oblast vnitřního trhu, ochrany spotřebitele, životního prostředí, transevropských sítí, a nikoliv v poslední řadě i samotné energetiky, čímž tyto oblasti sice zůstaly v dispoziční sféře členských států včetně České republiky, na straně druhé se však tímto zařazením všechny tyto zájmové oblasti dostaly do hledáčku Evropské unie. Členským státům byl tak zúžen prostor jen na tu část energetiky, k níž se Unie sama legislativně nevyjádřila v souladu se **zásadami subsidiarity** (podpůrnosti právní úpravy) a **proporcionality** (přiměřenosti právní úpravy). Členským státům tak zůstala zachována určitá zbytková pravomoc do značné míry nesamostatného hráče na regulaci evropského energetického trhu při vědomí toho, že se ve všech těchto oblastech rozhoduje kvalifikovanou většinou, čili nad hlavou nesouhlasící kvalifikované menšiny hlasujících členských států Unie. Tím spíše je důležité se oblastí evropského právního rámce důkladněji zabývat, a to především ve světle tzv. sekundárního práva Unie. Toto právo je souhrnem dalších, od shora uvedených smluv odvozených evropských právních předpisů, jimiž jsou především přímo aplikovatelná **nařízení** a pak alespoň teoreticky větší prostor dávající **směrnice** jako obecné rámce pro jednocení pravidel v určité konkrétní oblasti. Ovšem i směrnice procházejí neustálým vývojem a právě ten prostor, který přenechávají členským státům pro svou implementaci do národních právních řádů, se neustále zmenšuje, a když už je zachován, spíše se projevuje v tom, že národní právní úprava může být v některých případech i přísnější, než co přikazuje samotná směrnice. Vždy však platí, že ani nařízení, ani směrnice nesmí vykládány tak, aby byly v rozporu se zakládajícími smlouvami Unie. Zároveň domácí právní předpisy na úrovni toho kterého členského státu nesmí popírat své evropské právní vzory, které v dovoleném rozsahu doplňují (nařízení), nebo transponují (směrnice). Národní právní předpisy zároveň musí být i na národní úrovni vykládány tzv. **eurokonformním způsobem**, tj. souladně s evropskými právními předpisy, z nichž jejich úprava vychází.

Součástí nastavení energetické politiky je však v důsledku těchto změn i výraznější navázání energetiky na oblast ochrany životního prostředí, ochrany spotřebitele a další nástroje povahy sociálně-politické, které mají za cíl udržet určitou vnitřní integritu Unie. Mezi tyto nástroje byly zařazeny i **služby tzv. obecného hospodářského významu**, které mají přinést vyšší míru přidané hodnoty integrace včetně energetických jistot občanům Unie. Korektiv pro rovné poskytování těchto služeb často monopolní povahy představuje smluvní zakotvení zákazu diskriminace zahraničních subjektů v přístupu k těmto monopolně poskytovaným službám, mezi něž lze zařadit především provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribučních soustav v elektroenergetice. Obchodníkům s elektřinou tak musí být zpřístupněny domácí sítě za stejných podmínek, které svědčí tuzemským obchodníkům s elektřinou.

Nejdůležitější oblastí promítající se do každodenní obchodní reality na vnitřním trhu s elektřinou z evropské úrovně jsou předpisy **práva ochrany hospodářské soutěže**, které reflektují především zákaz zneužívání dominantního tržního podílu, ať již držení v rukách jednoho subjektu majícího například přirozený monopol (přenos elektřiny, distribuce elektřiny), či v případě historicky existujícího dominantanta bez přirozeného monopolního postavení (např. výroba elektřiny). Obojí pak ve zneužití tohoto postavení brání **zákaz zneužívání dominantního postavení**. Rovněž v případě, že se trh, kde soutěž možná je, má stát hostitelem nově vznikajícího dominantního subjektu, nastupuje právo ochrany hospodářské soutěže s institutem **kontroly čili přivolování fúzí**. Pravidla soutěže mají rovněž bránit vzniku situací, kdy vícero původně hospodářsky nezávislých subjektů mezi sebou uzavírá vzájemně výhodné dohody o rozdělení či jiném narušení trhu (**zákaz uzavírání kartelových dohod**). Cílem těchto předpisů je tedy zachování plurality tržních subjektů ve prospěch spotřebitelské obce. Vcelku novým fenoménem je však v poslední době frekventovaná regulační chuť Evropské komise vůči transparentnímu a nediskriminačnímu **nakládání s informacemi na evropském trhu s elektřinou**. Právě tuto oblast specificky vztaženou k právu ochrany hos-

podářské soutěže charakterizuje určitý souboj mezi **transparentností a nediskriminací poskytovaných informací** na straně jedné, a na straně druhé obavou ze **zneužívání důvěrných informací**, především v rámci velkoobchodního trhu s energií. Výsledkem tohoto soupeření mezi dvěma póly regulatorního uchopení nakládání s obchodně využitelnými informacemi v rámci trhu s elektřinou jsou pak dvě nařízení, která byla v poslední době na evropské úrovni přijata. Prvním z nich je **nařízení Evropské komise č. 543/2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou**, kde roli toho, kdo údaje zveřejňuje, hraje organizace ENTSO-E, druhou tendenci pak reprezentuje **nařízení REMIT č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií**.

Rovněž z důvodu zajištění spotřebitelského užitku a k potlačení chuti na provádění negativních zásahů do tržní reality především **ze strany státu** doplňují právo ochrany hospodářské soutěže na evropské úrovni další regulační předpisy. Jedná se zejména o **právo o zadávání veřejných zakázek a obecný zákaz veřejných či státních podpor**. Obě tato právní odvětví jsou velmi podrobně rozváděna na úrovni sekundární evropské legislativy, a co se týče veřejných zakázek, jsou nastavena i pro použití vůči tzv. **sektorovým zadavatelům**, mezi něž patří v realitě České republiky kromě všech provozovatelů soustav v energetice taktéž dominantní výrobce elektřiny. Ti všichni tedy musí respektovat poněkud zmírněnou právní úpravu zadávání všech svých zakázek na zboží, služby i stavební práce, nicméně pouze v rozsahu tzv. relevantní činnosti, což je dominantní část infrastrukturního podnikání jako **provozování přenosové či distribuční soustavy**.

Spotřebitelská obec je však evropským právem chráněna i prostřednictvím samotných **norem ochrany spotřebitele**. Jedná se o soubor administrativních opatření vedoucích k vyrovnávání předjímaného slabšího postavení spotřebitele ve srovnání s nabídkovou stranou trhu při obchodování elektřinou, ale i při poskytování jiných služeb v elektroenergetice. Primární evropské právo tak spotřebitelům dává právo na informace, vzdělání a sdružování se v účelově zakládaných sdruženích na ochranu spotřebitelů. Zakládací smlouvy udělují Unii poměrně široký mandát k zajištění prospěchu spotřebitele prostřednictvím nástrojů na úrovni sekundárního práva. Z těchto důvodů i předpisy Unie upravující oblast energetického sektoru velmi výrazně akcentují ochranu práv spotřebitelů. Každopádně je třeba připomenout, že **spotřebitelská obec je evropskými předpisy vnímána v poloze domácností**, nikoliv fyzických, či dokonce právnických osob provozujících podnikatelskou činnost, jejichž ochrana ve srovnání s domácnostmi pro jejich silnější postavení potřebná není. Členským státům je umožňováno, aby na úrovni národní vydávaly předpisy zajišťující spotřebitelům ochranu přísnější, případně i plošnější co do okruhu zvýhodňovaných subjektů, nesmí však vést k nelogickému šíření ochrany v rovině rozšiřování okruhu spotřebitelů i na další zákazníky s odlišným faktickým postavením čili v zásadě na podnikatelské subjekty typu např. obchodních korporací.

Kromě zacílení na spotřebitelský užitek však zakládací dokumenty Unie podtrhují i snahu o zmírňování dopadu průmyslové, energetické a jiné činnosti do životního prostředí. Právě **společná politika ochrany životního prostředí** má směřovat nejen k ochraně životního prostředí, ale i k jeho zkvalitňování včetně ochrany zdraví obyvatelstva a racionálního využívání přírodních zdrojů. Zcela samostatnou kapitolu pak tvoří oblast **boje proti klimatickým změnám**. Zakládací smlouvy výslovně při této příležitosti zmiňují řadu zásad a kritérií, které by měly být naplňovány při realizaci této politiky. Tak je zde zakotvena povinnost znečišťovatele platit za jím způsobená znečištění životního prostředí (např. emisní povolenky), nebo uplatňovaná zásada přihlížení k přírodním podmínkám panujícím v různých regionech Unie např. při využívání tzv. **obnovitelných zdrojů**. Z textu zakládacích smluv lze v souvislosti s komunitární politikou ochrany životního prostředí odvodit i současné cílení na sociální soudržnost jednotlivých regionů a na efektivitu prováděných opatření. Přijímaná opatření by tak měla být ekonomicky odůvodnitelná a neměla by přinášet příliš vysoké náklady, aby nedocházelo k nárůstu sociálních rozdílů v Unii.

Politika ochrany životního prostředí, obdobně jako oblast energetické politiky, je dnes procesně ovládána **zásadou rozhodování kvalifikované většiny**. Ve vztahu k energetice existuje však několik málo oblastí, kde jednomyslnost v rozhodování členských států zůstala zachována – jedná se zejména o schvalování veškerých opatření týkajících se stanovení **domácího energetického mixu zdrojů** (výroba elektřiny), **územního plánování** (výstavba energetické infrastruktury), **nakládání s vodami a půdou** (výroba elektřiny – např. výstavba fotovoltaických elektráren na orné půdě). Je podivuhodné, že Unie oblast stanovení domácího mixu energetických zdrojů svou politikou, resp. právní úpravou podpory obnovitelných zdrojů energie fakticky prolamuje, zatímco u tolik potřebné výstavby sítí důsledně respektuje pravomoc členských států a jeho územně samosprávných jednotek stanovovat politiku využití území.

Konečně je třeba se zastavit u **společné evropské energetické politiky v užším smyslu**, kam by spadaly oblasti evropské politiky energetiky a částečně i transevropských sítí. Tato společná politika se opět řídí procesní zásadou rozhodování kvalifikované většiny a má vést k vytvoření vnitřního trhu s energií, k zajištění bezpečnosti dodávek energie a v neposlední řadě i k rozvoji propojení energetických soustav v Evropě. Právě v tomto naposledy zmíněném bodě se prolíná společná energetická politika s **politikou budování transevropských sítí**. Právě energetická infrastruktura je výslovně zmiňována vedle dopravních a telekomunikačních sítí s tím, že má být dosaženo **přeshraniční interoperability jednotlivých národních sítí v rámci Unie** a zajištěn rovný přístup všech jejich potenciálních unijních uživatelů. Právě tato politika dává řadu nástrojů k možné podpoře výstavby sítí společného zájmu, ať se jedná o zadávání studií proveditelnosti, či o poskytování úvěrových záruk či dotací na úročení poskytnutých úvěrů. S ohledem na ochranu životního prostředí pak má mezi cíle evropské energetické politiky náležet i podpora energetické účinnosti a úsporám a rozvoj nových a obnovitelných zdrojů energie. Zde je namístě zdůraznit, že nejen obnovitelné zdroje mají být předmětem podpory, ale **rovněž nové zdroje** jiné než obnovitelné povahy.

Lisabonská smlouva z prosince roku 2007 způsobila poměrně výrazný posun v dělbě moci ve prospěch supranárodních institucí v čele s **Evropskou komisí**, která nejvíce posílila právě v oblasti normotvorné iniciativy ve vztahu k většině komunitárních politik, resp. i ve vlastní, odvozené normotvorné činnosti v režimu tzv. **komitologie**, jejíž zvlášť široké uplatnění se již ukazuje v oblasti **přijímání síťových kodexů** v rámci společné energetické politiky. Podařilo se jí tím rovněž prosadit další snížení vlivu států na chod Unie mimo jiné i proto, že většina rozhodování se přesunula od zásady jednomyslnosti k rozhodování kvalifikovanou většinou. Taktéž **Soudnímu dvoru Evropské unie** jako strážci zakládacích smluv a komunitárního prvku při jejich závazném výkladu byly vcelku výrazně navýšeny kompetence. V současnosti lze tedy čekat pokračování trendu **intenzivní evropské regulační aktivity** modifikující její národní období. Prostor pro efektivnější legislativní proces v oblasti sekundární legislativy je tedy vytvořen a lze očekávat rychlejší přijímání nových nařízení a směrnic.

3.2 Třetí liberalizační balíček

Evropské primární právo po posledním lisabonském zásahu do zakládacích smluv vytvořilo velmi široký prostor pro **sekundární evropskou legislativu**, v níž jednoznačně dominuje Evropská komise jako komunitární orgán nadaný způsobilostí iniciovat normotvorbu. Liberalizace, jak je proces regulativně řízené tvorby vnitřního trhu s elektřinou obvykle nazýván, je ze strany Evropské komise skokově probíhající posun ze souboru mnoha národních trhů s elektřinou na úroveň jednolitého **vnitřního trhu s elektřinou**, který prostupuje všemi státy Unie bez rozdílu. Skokovost se

projevuje na „balíčkovém“ způsobu přijímání nových legislativních změn, kdy po prvním liberalizačním balíčku v roce 1996 a druhém liberalizačním balíčku v roce 2003 přichází v roce 2009 nejaktuálnější **třetí liberalizační balíček**. Ohledně všech těchto souborných právních opatření lze souhrnně konstatovat, že primárně slouží k restrukturalizaci současné stále deficitní podoby vnitřního trhu s elektřinou, na jehož konci má být trvalé snížení konečných cen spotřebitelům benefičujícím z plurality na nabídkově neomezené straně trhu.

Zároveň s těmito opatřeními povahy vpravdě **liberalizační**, které mají za svůj cíl uvolnění trhu i jiným než stávajícím poskytovatelům, však tyto balíčky přinášejí i řadu opatření čistě administrativně-regulačního charakteru s cílem rozbití historické převahy dominantních dodavatelů elektřiny. Kromě nich pak Evropská komise stejnou metodou balíčkových opatření přichází i s dalšími **opatřeními čistě regulační povahy**, které mají směřovat k víceméně netržnímu zahrnutí určitých, jinak ekonomicky nekonkurenceschopných, výrobních zdrojů. V této souvislosti se pak níže zmíníme zejména o **tzv. klimaticko-energetickém balíčku** z roku 2008. Třetí liberalizační balíček je třeba v první řadě považovat za nástupce obou předchozích legislativních balíčků a jejich další zpřísnění. Třetí balíček tvořený ve vztahu k elektřině trojicí právních norem – nařízením o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou (dále jen „druhé nařízení“), nařízením o zřízení Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů („ACER“) a směrnicí o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (dále též jen „třetí směrnice“) – pak v tomto světle přináší těchto pět zásadních nových či prohloubených vývojových tendencí:

1. posílení regulačního dohledu národních regulačních autorit,
2. podporu regionalizace přeshraničních aktivit v oblasti energetiky,
3. další posílení postavení spotřebitelů,
4. hlubší strukturální opatření nařizovaná na straně přirozených monopolů na trhu s elektřinou,
5. zakotvení nového, procedurálně jednodušeji přijímaného formálního nástroje pro celounijní řízení trhu s elektřinou – tzv. sítových kodexů vydávaných Evropskou komisí.

Ad 1) V oblasti **posilování regulačního dohledu** nelze pominout dvě dominantní tendence. V první řadě je zřejmá snaha Unie donutit členské státy k posílení postavení národních regulačních úřadů tak, aby byly vybaveny **standardizovaným vějířem koncentrovaných pravomocí**, a mohly tak jednodušeji spolupracovat na úrovni regionů a jednak i na úrovni celé Unie. Nadto na úrovni Unie ke dni 3. března 2011 zahájil za tímto účelem činnost i nový orgán, jímž je již zmíněná **Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů** jako svým způsobem zastřešující a z metodologického pohledu jednotící instituce pro cenovou i necenovou regulaci na evropské úrovni. Mnozí v její existenci spatřují zárodek budoucího evropského regulačního úřadu. Její současná role je však (bráno ve vztahu k Evropské komisi) víceméně **poradní** a do značné míry i **kontrolní a koordináční** ve vztahu k jednotlivým národním regulátorům, ale i k provozovatelům přenosových (elektroenergetika) a přepravních (plynárství) soustav.

Národním regulačním úřadům nicméně třetí směrnice celkem zásadním způsobem rozšiřuje a prohlubuje působnost i pravomoci tak, že budou i orgány efektivního dohledu při současné podpoře rozvinuté hospodářské soutěže v elektroenergetice, tj. že budou mít oprávnění nejen provádět samostatné kontroly a dozor, ale budou disponovat i oprávněním účinně postihovat za protiprávní jednání jednotlivé účastníky trhu s elektřinou dostatečně odrazujícími sankcemi. Posílení regulačního dohledu musí být ovšem podpořeno současným výrazným nárůstem **záruk nezávislosti národních regulátorů**. Jednou z nezanedbatelných garancí nezávislosti a zároveň i náležitě ve-

řejné kontroly fungování úřadu se jeví především požadované **navýšení transparentnosti a předvídatelnosti** činnosti národního regulačního úřadu. Nezávislost by měla být zajišťována i dostatečnými **organizačními zárukami** – požadavky třetí směrnice se v tomto směru soustředí hlavně na **zajištění kolektivního vedení národního regulačního úřadu a jeho personální obměnu v čase**, a tudíž na odbourání snadněji ovlivnitelného monokratického vedení národního regulačního úřadu. Rovněž zaměstnanci úřadu by měli být předmětem speciální regulace garantující u nich náležitou míru nezávislosti na jakýchkoliv politických či tržních zájmech. **Nezávislost** je tak zcela klíčovým instrumentem vyvažujícím za jiných okolností zcela neobvyklý evropský požadavek na nárůst standardizovaných pravomocí národního regulátora při současné koncentraci jeho působnosti bez ohledu na charakter moci, kterou vykonává (normotvorba, exekutiva, kontrolní činnost, rozhodování sporů).

Ad 2) Unie využívá pro efektivnější realizaci třetího liberalizačního balíčku velmi vhodně svou **politiku stupňovité integrace** čili integrace vedené z vícera předem vybraných regionálních ohnisek a doplněné centrálním koordinačním dozorem na úrovni Unie na principu zdánlivého rovnostářství, které je předstupněm pro následnou integraci jednotlivých, již takto dříve stmelených regionů. V těchto souvislostech je právě **institut podpory regionalizace** výhledově komunitárních aktivit chápán jako velmi vhodný instrument k méně „šokovému“ propojování takto vybraných kompetencí na úrovni jednotlivých členských států s úrovní celounijní. Brusel tak prostřednictvím druhého nařízení zcela jednoznačně sází na překonání přirozeného odporu členských států k předávání konkrétních pravomocí jejich prvotní koordinací v rámci regionů, čímž je ve výsledku v první řadě redukován počet adresátů a potenciálních odpůrců změn a celkově dochází i k nastavení vhodnějších podmínek pro efektivní vertikální komunikaci. Důkazem tohoto přístupu Unie je řada povinností spolupráce a **koordinace aktivit od povinností informační povahy až po spolupráci na investičních plánech**, dispečerském řízení, koordinování obchodních postupů na přeshraničních profilech, a to právě na regionální úrovni.

Obdobné povinnosti regionálního provazování však podléhají rovněž jednotlivé národní regulační úřady, a to opět na dvou rovinách působení – jednak je tato povinnost adresována každému z nich konkrétně, jednak je podřízena určité vyšší formě koordinace, kterou právě na unijní úrovni reprezentuje evropská agentura pro spolupráci regulátorů ACER.

Konečně závěrem k tomuto bodu lze doplnit i skutečnost, že třetí směrnice zcela zřejmě usiluje o zbourání národních monopolů v oblasti dodávek elektřiny, když naprosto jednoznačně požaduje, aby měl každý zákazník právo na výběr svého dodavatele nikoliv jen ve vztahu k subjektům působícím na tom kterém vnitrostátním trhu, ale i ve vztahu k dodavatelům ze zahraničí.

Ad 3) V souladu s primárním evropským právem třetí liberalizační balíček výrazně přihlíží a dále vylepšuje **právní postavení spotřebitelů v poloze domácností**. V zásadě slabší postavení domácností je v krajní poloze dokonce vnímáno až v tom duchu a intenzitě, že mají být speciálně chráněni **zranitelní spotřebitelé** – tedy sociálně slabší vrstvy v kritických obdobích potřeby elektrické energie. Třetí směrnice sice následně umožňuje členským státům svou domácí legislativou rozšířit dobrodiní z ní vyplývající na domácnosti rovněž na další subjekty. Toto přivolení však z povahy věci není bezbřehé a nemůže být vykládáno tak, že za spotřebitele budou národní právní úpravou označováni například i velcí podnikatelští zákazníci. Formálním požadavkem třetí směrnice je pak definiční vymezení těch zákazníků, které je vedle spotřebitelů žádoucí prohlásit za chráněné. Tak se nabízí například ochrana těch fyzických osob, které jednotlivě samostatně podnikají a dosahují takového ekonomického postavení, které je obdobné postavení domácností žijících ze závislé práce.

Problematicke spotřebitele se konkrétně třetí směrnice věnuje ve svém článku 3 a dále v rozsáhlé odkazované příloze I. třetí směrnice. Opatření chránící spotřebitele zahrnují opravdu **širokou**

škálu ochranných opatření, které se mají promítnout do jednotlivých národních právních rádu. Jedná se primárně o **zajištění povinnosti veřejné služby** (povinnost připojit každého k síti) pro spotřebitele, kterou mohou, ale nemusí členské státy Unie uvalit na některé podnikatele v energetickém sektoru s cílem zajištění bezpečnosti dodávek. Třetí směrnice dále prosazuje myšlenku tzv. **univerzální služby**, tj. zajištění dodávky elektřiny i za situace, kdy stávající dodavatel není schopen dostát svých závazků, a to za přiměřené, srovnatelné, transparentní a nediskriminační ceny. Samotná třetí směrnice přitom uvádí jako možný nástroj řešení **institut dodavatele poslední instance**. Nelze opominout institut **energetického ombudsmana** v poloze mediátora (ne však rozhodce) pro řešení sporů mezi spotřebitelem a jeho dodavatelem. Tato nezávislá instituce by pak měla doplnit a navázat na účinné vnitrofiremní mechanismy řešení stížností u jednotlivých obchodníků s elektřinou a zároveň snížit potřebu spotřebitele být časově a finančně zatěžován formálním sporem u soudu či správního orgánu. Jedná se tedy o instituci zprostředkovávající mimosoudní řešení sporů ve vztahu mezi spotřebiteli a jejich dodavateli.

Spotřebitelům však třetí směrnice přikazuje i řadu dalších dílčích práv, a to zvláště v oblasti **práva na informace**. Právě třetí liberalizační balíček představuje řadu nástrojů zajištění alespoň potenciálně větší informovanosti domácností, především zvýšené požadavky na obsah vyúčtování dodávek elektřiny či na propagační materiály dodavatelů elektřiny ve vztahu k celkové skladbě zdrojů dodavatele či ohledně prostředků řešení případných sporů.

Důležitou oblastí evropského hájení spotřebitelů představuje soubor **povinných obsahových náležitostí smluv**, které mají spotřebitele jako v zásadě slabší smluvní stranu dále a programově chránit. Jedná se zejména o právo spotřebitele na odstupování od smlouvy v případě jednostranných změn takových smluv, jestliže s takto změněnými podmínkami nesouhlasí. Zakázáno je i zpoplatňování změny dodavatele nebo například i stanovování neúměrných záloh nezohledňujících pravděpodobnou spotřebu.

Ad 4) **Provozovatelé přenosových soustav** v jednotlivých členských státech Unie jsou v případě třetího liberalizačního balíčku regulatorně asi nejdotčenější účastníci trhu s elektřinou. Jejich regulace ze strany Unie začíná zavedením **nového procesu certifikace**, jenž slouží k prokázání nezávislosti provozovatele přenosové soustavy. Ten již nadále nebude moci být spjat s výrobcí či obchodníky s elektřinou nebo plynem, čímž má být administrativně nastaven **mechanismus nezávislosti na komoditním tržním zájmu**, tj. na výrobě elektřiny a plynu a na obchodování s těmito energetickými médii.

Pro tyto účely třetí směrnice zavádí i **tři povolené modely vlastnické struktury provozovatelů přenosových soustav**, kteří musí být buď zcela vlastnický oddělení od komoditních odvětví v elektroenergetice a plynárenství, nebo jim nezbyvá, nežli zavést **model tzv. ISO či ITO**. První z nich – **ISO (nezávislý provozovatel soustavy)** cílí na oddělení samotného provozování přenosové soustavy od vlastnictví infrastruktury, zatímco druhý model – **ITO (nezávislý provozovatel přenosové soustavy)** je víceméně výsledkem kompromisu a představuje uspořádání, kde vlastnictví, jakož i provozování přenosové soustavy zůstává subjektivně vázáno na jednu ekonomickou entitu (koncern). Nicméně tento naposledy uvedený ústupek je draze vykupován zavedením velmi obsáhlého **souboru omezujících regulativních opatření** a zesíleným dozorem národního regulačního úřadu, potažmo i Evropské komise. V případě modelu ITO se navíc velmi pravděpodobně jedná jen o přechodnou variantu koncernového začlenění provozovatele přenosové soustavy, a to i s ohledem na nikoliv bezvýznamné „vrozené“ těžkosti a neefektivnosti, resp. zvýšené náklady při provozování takového podnikatelského subjektu. Právě promyšlená programová ekonomická nepřitažlivost tohoto modelu v dlouhodobém horizontu spolu s jinými nástroji Evropské komise (zejména v oblasti ochrany hospodářské soutěže) činí tuto variantu dlouhodoběji ekonomicky neživotaschopnou. Tímto předpisem je tedy fakticky založeno strukturální přestavění majetkově zúčastněných vlastníků podílů v provozovatelských přenosových soustav.

Přeskupení akcionářů však není jediným kýženým výsledkem třetího liberalizačního balíčku. Ten totiž navíc vytváří nový prvek paralelní hierarchizované struktury na ose národní provozovatelé přenosových soustav – Unie. Tímto novým prostředníkem kontaktu Unie s národními provozovateli přenosové soustavy prvkem a „samoregulační“ nadstavbou čistě evropského zaměření je pak **síť provozovatelů přenosových soustav** jako zvláštní právní subjekt blíže neurčené povahy, jenž vytváří svodnou instituci pro jednání a spolupráci s orgány Unie, zejména pak vlastní odborné ekonomické zázemí pro fungování unijního „protoregulačního“ orgánu ACER. Síť ENTSO-E slouží k závazné koordinaci činností všech evropských provozovatelů přenosových soustav a lze ji asi vnímat jako předstupeň vyšší integrační jednotky (čili evropského provozovatele páteřní unijní přenosové sítě) v bližší či vzdálenější budoucnosti. Měla by přispět k jednocení rozvojových plánů přenosových soustav napříč Evropou i ke standardizaci provozních a jiných pravidel při provádění řízení soustav, připojování zdrojů, rozvoji soustav, ale i při konstrukci tarifů za přenos elektřiny apod. Co do účelu lze však její založení interpretovat i jako unijní podemflání příliš velkého vlivu členských států právě na provozování domácích elektrizačních soustav.

Ad 5) Od spotřebitelů elektřiny se nyní přesuňme ke zcela novému právnímu nástroji, jenž má zcela zásadně změnit poměr sil mezi kompetencí jednotlivých členských států Unie na jedné straně a Unii jako celkem na straně druhé. Řeč je o **tzv. síťových kodexech či pravidlech**, které mají na hladině provozovatelů soustav vstoupit do regulace tržního prostředí, aniž by bylo nutno procházet složitou procedurou přijímání obecně závazných aktů Unie.

S kodexy počítá hlavně druhé nařízení, které stanoví jejich obecný obsahový záběr počínaje pravidly bezpečnosti a spolehlivosti sítě, pravidly pro připojování zdrojů či distribučních soustav, pravidly pro případ stavů nouze, transparentnosti a konče pravidly týkajícími se energetické účinnosti či jednocení přenosových tarifů u provozovatelů přenosových soustav. Síťové kodexy budou společným dílem organizace ENTSO-E, tedy agregátu evropských provozovatelů přenosových soustav, a dvou orgánů Unie – agentury národních regulátorů ACER a rozhodující Evropské komise. Právě ta je nadána tzv. **komitologií** čili jakýmsi zjednodušeným procesem přijímání legislativních aktů Unie, který lze předepsat pro oblast, v níž Evropské komisi svědčí příslušné zmocnění – **delegace z řádného právního aktu Unie**. Toto zmocnění nalzáme přímo ve druhém nařízení, prostřednictvím něhož bude konkrétnější pravidla na vnitřním trhu s elektřinou významnou měrou určovat přímo a jen Evropská komise. Síťové kodexy se tudíž stanou obecně závaznými předpisy pouze díky formálnímu souhlasu Evropské komise.

Limitem pro zpracování síťových kodexů bude již samotné rámcové zadání Evropské komise, které bude mít formu **tzv. rámcových pokynů**. Další limit a významný element pak bude vytvářet **účast veřejnosti**, zejména té odborné, která bude mít v rámci procesu přípravy rámcových pokynů i vlastních síťových kodexů možnost participovat svými připomínkami na konkrétní textové podobě souboru těchto předpisů. Je třeba si přitom uvědomovat, že tyto předpisy do značné míry dotvářejí detaily pro jednocení jednotlivých národních trhů s elektřinou do integračně vyššího celku – nejprve regionu a pak i celé Unie, a jejich připomínkování je tedy pro všechny domácí účastníky trhu s elektřinou záležitostí značného významu.

Obdobou síťových kodexů, které se dotknou především provozu přenosových soustav napříč celou Unii, bude pro oblast rozvoje soustav rozhodující institut plánu rozvoje sítě pro celou Unii. Ten bude komplementární k domácím a regionálním plánům rozvoje a měl by přispět k jejich koordinaci tak, aby byly řádně propojeny evropské politiky energetiky a transevropských sítí.

3.3 Klimaticko-energetický balíček a elektroenergetika

Unie, jak již bylo výše zmiňováno, svou politiku v oblasti energetiky sleduje vícero cílů, které ovšem nejsou vždy vzájemně zcela kompatibilní. Základním pilířem evropského integračního procesu sice stále zůstává liberalizovaný vnitřní trh, nicméně vedle níže probírané otázky zachování jeho fyzické či technické podstaty především politikou zachování bezpečnosti dodávek do trhu s elektřinou vkládá a poměrně **regulatorně zasahuje** problematikou **tzv. obnovitelných zdrojů energie**, jejichž podporu či, chcete-li, ekonomické zvýhodnění zcela nepokrytě a otevřeně deklaruje i v legislativním rámci Unie, zvláště pak **klimaticko-energetickém balíčku**. Stejně jako u třetího liberalizačního balíčku, i tento výsledek legislativní činnosti Unie tvoří několik vzájemně provázaných předpisů různé právní síly i účinků. V zásadě jde o **tři směrnice a dvě rozhodnutí Evropské komise**, která tyto směrnice doplňují ve větším detailu. Cílem tohoto balíčku je především ochrana klimatu **snížením produkce skleníkových plynů**, zejména pak oxidu uhličitého. Konkrétně se pak jedná především o tzv. klimaticko-energetickou směrnici či směrnici o podpoře OZE (dále jen „KES“) rozvedenou rozhodnutím Komise, kterým se stanovuje závazný vzor národního akčního plánu („NAP“), směrnici regulují obchodování s emisními povolenkami, doplněnou rozhodnutím Komise o stanovení konkrétních hodnot snížení emisí skleníkových plynů pro jednotlivé členské státy, a směrnici o geologickém skladování oxidu uhličitého.

Znamená to poměrně radikální **zásah do charakteru výroby**, která se v důsledku prioritizace obnovitelných zdrojů energie a dalších, svou povahou malých **výrobních zdrojů** připojovaných primárně do distribučních soustav (např. KVET) mění na decentralizovanou výrobu elektřiny. Klíčové jsou dvě hlavní oblasti regulace klimaticko-energetického balíčku ve vztahu k trhu s elektřinou, a to jednak **zavedení podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů** („OZE“) obsažené v KES a jednak oblast regulace vypouštění oxidu uhličitého (především na straně konvenční výroby elektřiny v tepelných elektrárnách) zavedením schématu obchodování s emisními povolenkami.

Jádro radikální přestavby energetického výrobního mixu nalézáme ve třech základních oblastech upravených KES. Ta zavádí primárně **podporu výroby energie z OZE** a vyšší využívání OZE (zejména biopaliv a biokapalin) v dopravě. Právě podpora výroby energie v OZE je směrnicí členským státům nařizována v rozsahu jimi **přijatých národních akčních plánů**, které byly povinny notifikovat Komisi. V nich je stanovena unijním státem schválená trajektorie dosažení **závazně přílohou č. I KES stanoveného podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie**, který se opět rozpadá zejména na oblast výroby elektřiny z OZE, oblast vytápění a chlazení a na oblast dopravy, jejímž leitmotivem je elektromobilita a biopaliva.

KES dále členským státům nařizuje, aby k dosažení závazných cílů zavedly **náležitá opatření ekonomické podpory OZE** tím, že např. sníží administrativně náklady na její výrobu, sníží daňovou zátěž takové výroby, zavede dotace či investiční pomoc výrobcům nebo dokonce zavede povinnost třetích osob využívat energii z OZE. KES zároveň podporuje i **mezistátní nástroj podpory OZE** v podobě spolupráce jak mezi členy Unie, tak se třetími zeměmi tak, aby bylo dosaženo celkových cílů stanovených pro jednotlivé členské státy, a to včetně mezistátních statistických převodů či zavedení společných režimů podpory OZE.

Ve článku 13 KES je pak představena **úprava požadavků na co nejjednodušší administrativní povolovací řízení a procedury při výstavbě výroben** elektřiny z OZE. Podpora KES ve vztahu k OZE by však v oblasti výroby elektřiny nebyla úplná, kdyby kromě mechanismů finanční podpory takové výrobě neexistovaly i jisté **záruky, že elektřina z výroben OZE bude dopravena ke spotřebiteli**. Tyto záruky jsou představeny právě článkem 16 KES. Dalšími jsou pak nástroje dispečerského řízení

provozovatelů, jimiž má docházet k **zaručenému přepravování elektřiny vyrobené ze zdrojů OZE**, a to v případě distribučních soustav dokonce ve formě přednostní distribuce elektřiny z OZE před „ostatní“ elektřinou. I článek 16 KES však uznává, že **kritérium technické bezpečnosti dodávky** elektřiny je přednější před výrobou z OZE, a toto kritérium klade před povinnost zajištění přednostní distribuce „zelené“ elektřiny. Provozovatelům elektroenergetických soustav tak dává možnost i k omezování výroby elektřiny z OZE, vyžaduje-li to **potřeba udržení bezpečného a spolehlivého provozu soustavy**.

Na zasedání Evropské rady v roce 2007 byla stanovena dlouhodobá nízkouhlíková energetická politika, která stanoví za cíl snížit do roku 2050 emise skleníkových plynů nejméně na 50 % úrovně z roku 1990. Tato Evropská rada zveřejnila záměr snížit emise skleníkových plynů v EU alespoň o 20 % do roku 2020 s potenciálním navýšením o dalších 10 procentních bodů v případě, že se ke srovnatelnému snížení emisí zaváže nejen další rozvinuté země, ale i země rozvojové a to úměrně ke své odpovědnosti a schopnosti. Vzhledem k úspěšnému plnění stanovených cílů ve výše popsané energetické politice se Evropská rada v roce 2014 shodla na stanovení dalších neméně náročných cílů s výhledem do roku 2030. Komise tak navrhla například snížení emise skleníkových plynů o 40 % v porovnání s rokem 1990 či navýšení podílu využití OZE na celkové energetické spotřebě na 27 %.

Evropská unie také zahrnuje do klimaticko-energetického balíčku **Rozhodnutí Evropského parlamentu a Rady č. 406/2009/ES o úsilí členských států snížit emise skleníkových plynů, aby byly splněny závazky Evropského společenství v oblasti snížení emisí skleníkových plynů do roku 2020**. Toto rozhodnutí stanoví určitý minimální příspěvek členských států ke splnění závazku Unie v oblasti snížení emisí skleníkových plynů (zejména oxidu uhličitého, metanu a oxidu dusného) během období 2013 až 2020. Upravuje však pouze redukční cíle pro jednotlivé členské státy Unie v sektorech, které nejsou zahrnuté do systému emisního obchodování. Konkrétně se jedná např. o energie ze spalování paliv, průmyslové procesy, zemědělství či odpady. Rozhodnutí pak upravuje podrobný mechanismus pro výpočet řady indikativních ukazatelů týkajících se emisí skleníkových plynů, které jsou členské státy povinny reflektovat a implementovat do svých vnitrostátních opatření. Další povinnosti (spíše administrativního charakteru) členských států vůči Evropské komisi spočívají v podávání řady zpráv a hodnocení. Jedná se např. o analýzy předpokládaného pokroku při plnění povinnosti podle tohoto rozhodnutí (včetně informací o vnitrostátních politikách a opatřeních) nebo o specifikované údaje o ročním snižování emisí.

Dalším významným nástrojem Unie v oblasti snižování emisí skleníkových plynů je **evropský systém emisního obchodování (EU ETS)**. Je založen na poznatku, že stanovení ceny uhlíku nabízí nákladově nejefektivnější způsob, jak dosáhnout snížení emisí v tak zásadní míře, aby změna klimatu nedosáhla nebezpečných rozměrů.

Tento systém byl vytvořen již **směrnici č. 2003/87/ES o vytvoření systému pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů ve Společenství**. Směrnice stanovuje náležitosti a podmínky fungování tohoto systému pro první a druhé obchodovací období. První období bylo určeno jako tříleté a probíhalo od roku 2005 do roku 2007. Druhé období je již pětileté, vymezené lety 2008–2012 (reflektuje také požadavky na dosažení kjótských redukčních cílů v oblasti emisí).

Členské státy mají pravomoc vytvářet národní alokační plány na základě vlastní metodiky a rozhodovat tak o požadavcích na celkovou alokaci povolenek na stát, stejně jako o konkrétním množství povolenek pro jednotlivé provozovatele. Konečné slovo má však vždy Evropská komise, která finálně plánovaný objem povolenek schvaluje.

V rámci klimaticko-energetické balíčku byla tato právní úprava aktualizována **směrnicí Evropského parlamentu a Rady č. 2009/29/ES, kterou se mění směrnice 2003/87/ES s cílem zlepšit a rozšířit systém pro obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů ve Společenství**. Směrnice navazuje na zkušenosti získané během prvního obchodovacího období a za cíl má především zefektivnění systému EU ETS jak z hlediska nákladové efektivity, tak z hlediska efektivity environmentální. Významnou změnou je nahrazení stávajícího systému národních stropů pro emisní povolenky jediným stropem pro celou Unii a hlavně postupný přechod k plnému dražení povolenek namísto stávajícího systému jejich bezplatného přidělování (od roku 2013 musí být alespoň 50 % povolenek nakupováno v dražbě, přičemž cílem je dosáhnout systému plného dražení do roku 2027). Směrnice tak legislativně zakotvuje zahájení tzv. třetí fáze systému obchodování s emisními povolenkami (jež započala v roce 2013). Působnost systému se nadto rozšiřuje o další průmyslová odvětví a více druhů skleníkových plynů (na základě kategorií činností, které obsahuje příloha č. 1 směrnice). Podrobněji je popsáno v kapitole 20.

Nově se pak upravuje provázanost se systémem na **zachycování, přepravu a geologické skladování emisí CO₂**. Směrnice se naopak nevztahuje na zařízení nebo části zařízení, které se používají k výzkumu, vývoji a zkoušení nových výrobků a postupů, a zařízení, jež používají pouze biomasu. Systém EU ETS tak bude od roku 2013 výrazně posílen a rozšířen, a měl by dle Unie hrát ústřední roli při plnění klimatických a energetických cílů EU pro rok 2020.

Do budoucna **lze očekávat další legislativní vývoj v oblasti OZE, který bude reagovat na pokračující podporu využití OZE v Unii**. Přestože již uplynulo od vydání klimaticko-energetického balíčku více než pět let, i nadále zůstává podstatou legislativní regulace využití OZE v unijním právu. V průběhu uplynulých let můžeme mluvit spíše o politickém, technologickém, environmentálním a mediálním vývoji ve vztahu k OZE než o vývoji ryze právním. S ohledem na uplynulých pět let od vydání klimaticko-energetického balíčku je třeba říci, že Unie (resp. její členské státy) poměrně úspěšně plní stanovené cíle ve vztahu k využití OZE. V návaznosti na vyřčené v předcházející větě ovšem musíme také zmínit, že plnění těchto cílů je často na úkor efektivního fungování trhu s elektřinou. Regulace (ve smyslu podpory) OZE přispěla významně k deformaci trhu s elektřinou. Stejná podpora, jejímž důsledkem je i nekonkurenceschopnost tradičních zdrojů pro výrobu elektřiny, v kombinaci s odklonem od využití jádra (v případě Německa), má za následek zvyšující se riziko tzv. black-outu, tedy výpadku dodávky elektřiny v části či celé přenosové síti.

Nelze pominout ani výše popsanou problematiku obchodování s emisními povolenkami, která dosud funguje spíše neuspokojivě. Původní odhad, dle kterého byly přiděleny emisní povolenky jednotlivým subjektům, se ukázal jako nepřesný, díky čemuž došlo k přehlčení celého systému obchodování volnými emisními povolenkami. Obchodované emisní povolenky tak spadly až na desetinu své původně přepokládané ceny. Prvním krokem k reformě celého systému je tzv. backloading, tedy postupné stažení emisních povolenek z trhu a jejich následné vrácení po roce 2019.

3.4 Bezpečnost dodávek elektřiny

Liberalizace trhu přináší do dodavatelského řetězce mezi počáteční výrobou a konečnou spotřebou přes naprosto efemérní a časově zanedbatelnou (tj. okamžitou) fyzickou dobu přepravy elektřiny z místa výroby do místa spotřeby poměrně složitý ekonomický a právní spletenec vztahů mezi jednotlivými účastníky trhu s elektřinou, počínaje výrobcem, přes provozovatele distribučních soustav a provozovatele přenosových soustav a opět přes provozovatele distribuční soustavy ke spotřebiteli. Ovšem většinou situaci z pohledu dodavatele „komplikují“ jednotliví vstupující obchodníci s elektřinou na nejrůznějších úrovních trhu s elektřinou, používající řadu

nástrojů víceméně virtuálních manipulací s komoditou – od prostého fyzického obchodování s elektřinou na spotovém trhu až po nákupy různých komoditních derivátů.

Bezpečnost dodávek elektřiny je zajišťována jako **základní předpoklad pro fungování vnitřního trhu a soutěže na něm**, je tedy zásadně podmínkou řádného fungování dále formulované tržní nadstavby fungování jednotlivých prvků systému. Tento fakt byl prvně ze strany Evropské komise akcentován ve směrnici č. 2005/89/ES z roku 2006 (dále jen „bezpečnostní směrnice“), která reálně doplnila tuto chybějící pevnou, systému vlastní mimo jiné jako reakci na rozsáhlý blackout který v srpnu 2003 ochromil celou Itálii.

Druhou dimenzi narušené bezpečnosti citovaná směrnice přináší procitnutí v oblasti masívního **decentrálního** (či dekoncentrovaného) **připojování obnovitelných zdrojů energie**, zejména pak ale těch, jejichž výroba je závislá na momentálních přírodních podmínkách. Zde je prvně, byť stále vcelku opatrně, v evropských normách představeno zajištění bezpečnosti a spolehlivosti sítí před regulační (čili mimotržní) podporu využívání obnovitelných zdrojů energie.

Bezpečnostní směrnice je jako každá směrnice primárně orientována na členské státy, jimž stanoví některé povinnosti, z nichž za zmínku stojí obzvláště povinnost zavedení opatření na národní úrovni, která povedou k zajištění dostatečné výrobní kapacity a rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou, a to generálně ve prospěch odběratelů. Omezování spotřeby je stanoveno až na poslední místo při fungování propojeného elektrického systému v Unii. Členské státy by svými opatřeními měly zabezpečit vysokou úroveň dodávek elektřiny a zavedení **stabilního investičního prostředí**. Členským státům EU je zároveň podsunuto několik závazných i fakultativních kritérií, která musí, nebo mohou při realizaci zmiňovaných opatření dodržovat – mezi nimi figurují kritéria nepřetržitosti dodávky (mandatorní), ale i např. diverzifikace použitých výrobních zdrojů elektřiny (fakultativní) nebo úspornosti a energetické účinnosti, resp. potřeby urychlit odbourání administrativních překážek pro investice do infrastruktury a výrobních kapacit (všechna fakultativní).

Členské státy by na základě bezpečnostní směrnice měly vytvořit rovněž regulační **rámec**, který poskytuje zúčastněným provozovatelům v elektroenergetice investiční signály k rozvíjení soustav a který usnadňuje obnovu i údržbu jejich soustav. Konečně je členským státům příkazováno i přijímání opatření k udržení rovnováhy (bilance) mezi nabídkou (výrobou) a poptávkou (spotřebou).

Na bezpečnost dodávky elektřiny se dívají v poloze jednotlivých zvláštních institutů časově mladší předpisy evropského práva, zejména pak **třetí směrnice a druhé nařízení**, které již bezpečnost dodávky elektřiny vzaly do určité míry za svou pevnou integrální součást. Představují **jednotlivé dílčí nástroje**, které závazně nabízí členským státům k zavedení do praxe. V zásadě lze úpravu ohledně bezpečnosti prováděnou třetí směrnicí rozdělit do dvou základních skupin: a) zajištění systémové technické funkčnosti vzájemně propojeného systému dopravní infrastruktury na ose výroba–spotřeba jako celku (**technická bezpečnost**) a b) zajištění bezpečnosti eliminací negativních důsledků zavádění liberalizovaného trhu s elektřinou, jenž v sobě implikuje určité „vrožené“ vady, které potenciálně ohrožují dostupnost elektřiny pro konečné odběratele z netechnických čili obchodních důvodů (**obchodní bezpečnost**).

Zcela zvláštní úpravu představuje oblast zajištění „tvrdé“ či fyzické ochrany tzv. kritické infrastruktury proti **mimořádným bezpečnostním rizikům** jako je např. teroristický útok. Tato oblast je na úrovni evropské koordinace podchycována směrnicí č. 2008/114/ES o ochraně evropské kritické infrastruktury z roku 2008.

Ad a) Co se týče zvláštních požadavků třetí směrnice na vyšší bezpečnosti dodávek elektřiny, zastavíme se nejprve u některých zásadních nástrojů **ochrany technické bezpečnosti dodávek**

elektřiny. Nástroje jsou směřovány především k systémovým provozovatelům vzájemně propojených soustav, primárně pak v rovině přenosu elektřiny.

Členské státy mají podle třetí směrnice povinnost definovat bezpečnostní kritéria ohledně minimálních technických, konstrukčních a provozních požadavků na připojování výrobců k sítím či k zajištění interoperability vzájemně propojených národních přenosových soustav.

Většina těchto povinností zůstává přičítána těm subjektům, které jsou k zajištění technické bezpečnosti nejpovolanější – **provozovatelům přenosových soustav**, resp. provozovatelům distribučních soustav. Těm je nařizováno zajištění vzájemné provozuschopnosti soustav přes hranice včetně integrace odpovídajících informačních systémů, řízení toků v soustavě a zajištění podpůrných služeb pro řádnou činnost soustavy. Stěžejní úpravu pak nalézáme ve článku 12 třetí směrnice (resp. články 12 a 15 druhého nařízení), v němž se uvádí katalog základních povinností každého provozovatele přenosové soustavy. Tak se provozovatel musí především snažit o zajištění dlouhodobé schopnosti soustavy uspokojovat přiměřenou poptávku po přenosu elektřiny a hlavně **zajistit bezpečné, spolehlivé a efektivní provozování přenosové soustavy a dále i její údržbu a rozvoj.** Zrcadlově obdobná povinnost, ovšem na úrovni jejich distribučních soustav, svědčí i provozovatelům distribučních soustav. Důležitým nástrojem je pak i povinnost k výměně informací a koordinace zaváděných opatření ohledně provozu soustav jak mezi provozovatelem přenosových soustav navzájem, tak mezi provozovatelem přenosové soustavy na straně jedné a k němu připojených provozovatelů distribučních soustav na straně druhé.

Druhé nařízení v tomto směru ve své příloze I na několika místech zmiňuje potřebu minimalizace nepříznivých dopadů na vnitřní trh při provádění **řízení přetížení sítí** s tím, že toky v síti musí odpovídat bezpečnostním normám sítě. Žádná přijímaná opatření by však neměla být diskriminační a musí být dopředu definovaná a navzájem mezi provozovatelem přenosových soustav odsouhlasená s tím, že obecně jsou přípustná pouze taková opatření, která jsou tržně obvyklá.

Třetí směrnice konečně v tomto ohledu členskými státy předepisuje **monitorovací povinnost** ve vztahu k bezpečnosti dodávek elektřiny. Příslušná zjištění ohledně posouzení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou po elektřině, úrovně očekávané budoucí poptávky a předpokládaných dalších výrobních kapacit, které se plánují či jsou již ve výstavbě, úrovně údržby sítí, opatření na pokrytí poptávky v době špičky a na řešení jednoho nebo více dodavatelů jsou tak odrážena do pravidelných zpráv. Taktéž národnímu regulačnímu úřadu třetí směrnice svěřuje některé pravomoci ve vztahu k bezpečnosti dodávek, např. ve vztahu k investičním aktivitám jím regulovaných provozovatelských subjektů tak, aby docházelo k řádné stimulaci rozvoje jednotlivých soustav. Ve zcela obecné rovině musí národní regulační úřad hledisko bezpečnosti dodávek zobrazovat do veškeré své činnosti.

Ad b) Druhou oblastí zajištění vyšší míry bezpečnosti dodávek elektřiny je **zajištění obchodní bezpečnosti**, tj. ekonomického fungování dodávky elektřiny tak, aby odběratel mohl v kterémkoliv okamžiku spotřebovat elektřinu, nehledě na skutečnost, že některý obchodní prvek systému zkolaboval. Nejzřetelnějším nástrojem takového zabezpečení je existence **institutu veřejné služby** ve vztahu k dodávce odběratelům včetně velmi konkrétního nástroje, který již nějakou dobu registrujeme i v našem právním řádu, a tím je **dodavatel poslední instance** jako garance neporušitelnosti dodávky konečným odběratelům za přiměřené ceny. Poskytovatelé veřejné služby tohoto určení by tak měly být jednoznačnou a transparentní pojistkou pro případy náhlého selhání tržních mechanismů. Třetí směrnice jde však ve vztahu k veřejné službě do určité míry dále, když se pokouší do tohoto zajišťovacího instrumentu kromě hledisek ekonomických vnášet i sociální aspekty a alespoň na úrovni domácností zavádět dokonce **službu povahy univerzální.** V tomto směru zatěžuje některé subjekty na nabídkové straně trhu – konkrétně provozovatele distribučních soustav (připojení) a dodavatele elektřiny (dodávka elektřiny), aby, splní-li členským státem

stanovené podmínky, tyto služby při zajištění veřejné kontroly takových poskytovatelů zabezpečovaly, počínaje reflexí práva na připojení k soustavě a konče dodávkou určitých konkrétních kvalit, především cenových.

Jinou pojistkou je rovněž primárně jinam cílený mechanismus **rychlé, bezplatné a účinné změny dodavatele**.

Dalším, byť poněkud zpochybňovaným nástrojem alespoň relativně vyšší bezpečnosti dodávek elektřiny, je jako výsledek tlaku pobaltských republik povinné **vložení kritéria bezpečnosti do certifikačních procesů provozovatelů přenosových soustav**. Ti mohou (po splnění zásadních podmínek nezávislosti na komoditních účastnících trhu s elektřinou) získat příslušný certifikát na základě této až po současném bezproblémovém posouzení bezpečnostních hledisek. V případě, že by kontrolu nad příslušným provozovatelem přenosové soustavy měl v rámci zahraniční akvizice získat subjekt ze státu mimo Unii, měl by být garantem spolehlivosti při obhospodařování přenosové soustavy především s ohledem na svou vnitřní strukturu (tedy především nesmí chybět provedení vlastnického oddělení infrastrukturních a komoditních činností), ale i s ohledem na zachování veřejného pořádku a blahobytu evropských občanů.

Konečně třetí směrnice přichází s regulačními nástroji řízení strany výroby elektřiny ovlivňováním postupu ve výstavbě elektráren, které mají **smíšenou povahu** – míří tedy nejen k zajištění obchodní bezpečnosti, ale i k nastolení samotné technické bezpečnosti elektrizačních soustav. K tomu rozeznává v zásadě dva základní instrumenty. Jednak se jedná o **povolovací (autorizační) procedury** pro případ, že rozvoj zdrojů je spíše excesivní a je třeba jednotlivé zamýšlené výrobní elektřiny posoudit s ohledem na různé veřejné zájmy a potřeby. Třetí směrnice také pro tyto účely zavádí řadu kritérií, která musí členské státy při povolování výstavby nových elektráren respektovat, počínaje právě zajištěním fyzické bezpečnosti soustavy. Mezi další kritéria jsou však řazena i taková, která vychází z požadavků klimaticko-energetického balíčku (ochrana životního prostředí, závazné podíly výroby z obnovitelných zdrojů energie, snížení emisí apod.), kritéria účinnosti a jiných.

Opakem je pak situace, kdy na straně výroby elektřiny zdroje chybí, a je tak ohroženo fungování systému. V takovém případě třetí směrnice členským státům EU umožňuje **vypisování pobídkových soutěžních řízení či tendrů na výstavbu** takových společensky potřebných výroben elektřiny, které jsou nutné „v zájmu bezpečnosti dodávek“. Podmínky takových soutěží o výrobní kapacity musí být zveřejňovány. Článek 8 třetí směrnice však vedle výběrových řízení na kapacitu přináší i možnost vyhlášovat tendry na opatření pro řízení účinnosti a spotřeby elektřiny.

Podkapitolu o bezpečnosti dodávek bychom rádi uzavřeli evidentním (byť poněkud opatrným) důkazem o **uznání přednosti zajištění bezpečnosti dodávek elektřiny před bezpodmínečnou instalací liberalizovaného trhu s elektřinou**. Článek 42 třetí směrnice počítá totiž i s naprosto mimořádnou situací, kdy v případě náhlé krize nebo ohrožení fyzické bezpečnosti osob, přístrojů, zařízení nebo celistvosti soustavy dává členskému státu volné ruce k přijímání dočasných ochranných opatření, která dokonce směřují, jsou-li oznámeny, narušovat hospodářskou soutěž.

3.5 Evropská právní úprava týkající se energetických úspor

Zvyšování energetických úspor považuje Unie za důležitý prostředek k dosažení cílů v oblasti emisí skleníkových plynů i obecně v boji proti klimatickým změnám. Úspora energie je nadto považována za nákladově nejefektivnější způsob zvyšování bezpečnosti dodávek elektřiny. Unie se

tak primárně touto politikou snaží motivovat producenty k vyvíjení energeticky účinnějších technologií a produktů a současně pobízet spotřebitele, aby tyto produkty kupovali.

Energetická účinnost pak patří jako jeden z pilířů do tzv. „iniciativy 20–20–20“, která znamená cíl Unie dosáhnout do roku 2020 snížení spotřeby energie (tedy zvýšení energetických úspor) o 20 %, snížení emisí skleníkových plynů o 20 % a zvýšení podílu obnovitelných zdrojů energie na 20 % celkové výroby energie v EU v porovnání s rokem 1990.

Tento cíl Unie je pak reflektován v mnoha nezávazných koncepčních dokumentech i v řadě unijních právních předpisů, které mají být implementovány do právních řádů jednotlivých členských států. Mezi ty významnější v oblasti koncepčních dokumentů můžeme zmínit **Akční plán pro energetickou účinnost**, který Evropská komise představila v roce 2006 jako jeden z významných kroků ke splnění náročných úkolů v oblasti energetiky. Plán obsahuje mnoho prioritních opatření, která zahrnují celou řadu nákladově hospodárných iniciativ v oblasti energetické účinnosti. Patří do něj např. ustanovení o zvýšení účinnosti elektrických spotřebičů, budov, dopravy a výroby elektrické energie. Tyto cíle by měly být naplněny nejen vydáváním právních předpisů, ale také informováním podniků a jedinců, na kterých tíha odpovědnosti v této oblasti z velké části leží. Největší možnosti jsou spatřovány v oblasti domácností a obchodních budov (úspory v této oblasti by dle Unie mohly dosáhnout až 30 %). V rámci průmyslového odvětví (potenciál úspor je okolo 25 %) se možnosti úspor hledají hlavně v možnostech přídatných zařízení, jako jsou motory, ventilátory či osvětlení. V případě dopravy (úspory až 26 %) se vkládají největší naděje do přechodu k novým a úspornějším technologiím. V roce 2008 pak navázal **Akční plán pro udržitelnou spotřebu, výrobu a udržitelnou průmyslovou politiku**, který primárně obsahuje dynamický rámec pro zlepšení energetické a environmentální výkonnosti výrobků. V roce 2011 byl Evropskou komisí vydán **nový akční plán k přechodu ke konkurenceschopné nízkouhlíkové ekonomice do roku 2050**.

Jedním z významných vytyčených cílů Unie v oblasti energetických úspor je **snížování energetické náročnosti budov**. V souladu s principem trvale udržitelného rozvoje se jedná hlavně o přechod k nízkoenergetickým a pasivním domům. První směrnice o energetické náročnosti budov byla vydána již v roce 2002 a byla více či méně úspěšně implementována mezi členskými státy Unie. V roce 2010 pak bylo vydáno přepracované znění této směrnice pod označením 2010/31/EU, ve které jsou jednak úpravy směrnice původní a dále jsou definovány nové administrativní nástroje ke snížení energetické náročnosti budov. Dle úvodních ustanovení směrnice by se měly zohledňovat ekonomické a technické možnosti jednotlivých členských států i vlastníků budov, minimalizovat administrativní zátěž a zaměřit se na ta opatření, která jsou nákladově efektivní. Členské státy mají základní povinnost vypracovat vnitrostátní plány, které by měly reflektovat cíle této směrnice, a to hlavně se zaměřením na zvýšení počtu budov s téměř nulovou spotřebou energie. Jedná se o budovy, jejíž energetická náročnost určená dle přílohy č. I směrnice je velmi nízká a její stanovení bude na každém členském státu po individuálním zvážení místních podmínek. Téměř nulová či nízká spotřeba požadované energie by pak měla být ve značném rozsahu pokryta z obnovitelných zdrojů energie. Obecně vzhledem k vysokým předpokládaným nákladům na tato opatření lze považovat za pozitivní, že část nákladů na splnění těchto kritérií může být financována z rozpočtu Unie.

Na základě směrnice mají členské státy klíčovou povinnost zajistit, aby od roku 2018 nové budovy užívané a vlastněné orgány veřejné moci a od roku 2020 i všechny nové budovy, byly budovami s téměř nulovou spotřebou energie. Přísné podmínky však budou muset plnit i již postavené budovy. Minimální energetickou náročnost budou muset splnit všechny budovy, které projdou tzv. větší rekonstrukcí (ta je ve směrnici podrobně definována pomocí řady indikativních ukazatelů). Směrnice pak vymezuje řadu dílčích povinností, které mají pomoci výše zmíněných cílů dosáhnout.

nout. Zavádí tzv. energetické standardy při rekonstrukci budov, motivuje trh rozšířením a zveřejňováním energetických průkazů budov a stanoví kontrolu potenciálu z hlediska využití obnovitelných zdrojů energie v budovách.

Směrnici vymezené skupiny budov by měly být vybaveny tzv. **průkazem energetické náročnosti budov**. V nich by měla být uvedena energetická náročnost budovy a řada dalších referenčních hodnot (např. minimální požadavky na energetickou náročnost, využití obnovitelných zdrojů energie apod.). Tyto údaje pak umožní vlastníkům i nájemcům budovy porovnání a posouzení její energetické náročnosti. Certifikát by měl mít platnost deset let a vlastník by jej měl předkládat při prodeji či pronájmu budovy nebo její ucelené části.

Další oblastí, v které se Unie snaží o prosazení politiky energetických úspor, je **vybavování výrobků energetickými štítky**. Již v roce 1992 byla přijata na úrovni Unie první směrnice o energetických štítcích spotřebičů pro domácnost. Zavedla povinné označování a zařazování výrobků pro domácnosti do energetických tříd tak, aby podpořila rozšíření energeticky účinných elektrospotřebičů. Oblast energetických štítků je upravena ve směrnici č. 2010/30/EU o uvádění spotřeby energie a jiných zdrojů na energetických štítcích výrobků spojených se spotřebou energie a v normalizovaných informacích o výrobku, z roku 2010. Určité změny do této materie přinesla směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU o energetické účinnosti, o změně směrnice 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES (dále jen „směrnice 2012/27/EU“).

Předpisy týkající se přesných, věcných a srovnatelných informací o specifické spotřebě energie spotřebičů pro domácnost mohou ovlivnit veřejnost v tom smyslu, že při výběru dají přednost spotřebičům s nižší spotřebou energie. To by pak mělo motivovat výrobce k opatřením ke snížení spotřeby energie u vyráběných spotřebičů. Nepřímo by se tím dle Unie mělo podpořit účinné a racionálnější využívání energie u těchto spotřebičů. Energetické štítky mají dále sekundárně podporovat a stimulovat poptávku po lepších výrobcích a ulehčit spotřebitelům orientaci při koupi. Směrnice se totiž vztahuje na výrobky spojené se spotřebou energie, které mají významný přímý nebo nepřímý dopad na spotřebu energie nebo případně jiných hlavních zdrojů během používání. Platí tak nejen pro spotřebiče pro domácnost, ale také pro všechny výrobky spojené se spotřebou energie, včetně výrobků, které mají na spotřebu energie významný vliv (například okna, izolační materiály nebo některé výrobky využívající vodu, například sprchové hlavice). Směrnice se naopak nevztahuje např. na již použité výrobky nebo jakékoliv dopravní prostředky určené k přepravě osob nebo zboží. Ukládá tak základní povinnost zajistit zavedení systému označování energetickými štítky a informačních listů, které se týkají spotřeby nebo úspory energie. To by mělo být prováděno vzdělávacími, informačními a propagačními kampaněmi zaměřenými na podporu energetické účinnosti a odpovědnějšího využívání energie ze strany konečných uživatelů.

Na výrobky spojené se spotřebou energie připadá velká část spotřeby přírodních zdrojů a energie v Unii. V mnoha kategoriích výrobků, které jsou v Unii dostupné, je možné zaznamenat různorodou míru dopadu na životní prostředí (přesto, že mají třeba i podobnou funkci a výkon). Mělo by se tak podporovat neustálé zlepšování celkového dopadu těchto výrobků na životní prostředí, zejména určením hlavních zdrojů negativních dopadů na životní prostředí. K řešení tohoto jevu by měl pomoci institut tzv. **ekodesignu výrobků, které jsou spojené se spotřebou energie**. Unie tak stanoví jakýsi preventivní přístup, který by měl optimalizovat vliv výrobků na životní prostředí při současném zachování jejich funkčních vlastností. Unie regulovala tuto oblast již v roce 2005 směrnici o stanovení rámce pro určení požadavků na ekodesign energetických spotřebičů.

Poslední aktualizací této směrnice je pak směrnice č. 2009/125/ES z roku 2009 o stanovení rámce pro určení požadavků na ekodesign výrobků spojených se spotřebou energie, která primárně rozšiřuje působnost původní směrnice i na výrobky spojené se spotřebou energie. Směrnice upravuje

hlavně samotné určování požadavků, jež musí splnit výrobky spojené se spotřebou energie. Na ty se pak vztahuje řada prováděcích opatření, která podmiňují uvedení výrobku na trh nebo do provozu. Dosažení snížení dopadů na životní prostředí a úspor energie by mělo být zajišťováno hlavně lepším návrhem samotných výrobků, což by mělo nad to vést k ekonomickým úsporám a prospěchu podniků i konečných uživatelů. Ty výrobky spojené se spotřebou energie, které splňují požadavky na tzv. ekodesign, by měly nést označení „CE“, aby bylo možné zajistit jejich monitoring, uvedení na vnitřní trh a volný pohyb.

Ve zmíněných akčních plánech Unie o energetických úsporách bylo zdůrazněno, že důležitým nástrojem vedoucím k úsporám energie je zvýšení energetické účinnosti u konečných uživatelů. Základní právní rámec byl stanoven **směrnicí 2006/32/ES o energetické účinnosti u konečného uživatele a o energetických službách**, která byla nahrazena **směrnicí 2012/27/EU**. Směrnice 2012/27/EU upravuje opatření ke snižování energetické náročnosti koncové spotřeby, metodiky výpočtu i hodnocení stanovených cílů. Mezi **úsporná opatření** směrnice zařadila např. poskytování energetických služeb, systémy zateplování budov, instalaci pasivních solárních prvků do konstrukcí budov nebo výměny žárovek za úsporné zářivky. Zatímco směrnice 2006/32/ES stanovila povinnost pro členské státy dosáhnout minimálního ročního objemu úspor energie ve výši 1 % v období 2008–2016 a celkových úspor minimálně ve výši 9 %, směrnice 2012/27/EU již vychází z jiné myšlenky, podle které každý členský stát stanoví orientační vnitrostátní cíl energetické účinnosti na základě spotřeby primární energie nebo konečné spotřeby energie, úspor primární energie nebo úspor v konečné spotřebě energie nebo energetické náročnosti. Členské státy pak oznámí tyto cíle Evropské komisi. Členské státy mají dále povinnost přijmout národní akční plány pro energetickou účinnost a promítnout do nich směrnici stanovené náležitosti. Při snaze dosáhnout vyšší energetické účinnosti by se však měly členské státy vyhnout negativnímu dopadu na životní prostředí a zohlednit i sociální priority. Směrnice 2012/27/EU také klade **důraz na energetickou účinnost tzv. ústředních institucí**. Směrnice např. požaduje, aby členské státy věnovaly zvláštní pozornost renovacím budov, které skýtají významný potenciál úspor energie a aby šly příkladem subjektům soukromého sektoru. Členské státy Unie mají povinnost zajistit rekonstrukce budov ve vlastnictví a užívání ústředních vládních institucí, a to každoročně, v objemu 3 % celkové podlahové plochy těchto budov.

3.6 Právní předpisy EU o podpoře kombinované výroby tepla a elektřiny

Kombinovaná výroba tepla a elektřiny (někdy pro zjednodušení označována jako „kogenerace“) je jedním z **velmi účinných** a zároveň **ekologicky přijatelných způsobů výroby elektřiny**, který spočívá v efektivním využití odpadního tepla, jež při výrobě elektřiny vzniká. Zatímco v klasických elektrárnách se pro výrobu elektřiny použije pouze okolo 30 % energie obsažené v palivu, při procesu kombinované výroby tepla a elektřiny je energie vstupního paliva využita až z 90 %. Kogenerační zařízení se také musí nacházet poměrně blízko koncových spotřebitelů, až již domácností nebo průmyslových podniků, aby zůstávaly ztráty z přenosu a distribuce tepla z tohoto typu výroby energie nízké. Kogenerační zdroje tak mají potenciál k významným energetickým úsporám a mají bezesporu pozitivní dopad na kvalitu životního prostředí.

Již v roce 2001 Evropský parlament ve svém usnesení o akčním plánu týkajícím se energetické účinnosti vyzval Komisi, aby předložila návrhy na stanovení společných pravidel pro podporu kombinované výroby elektřiny a tepla (a to za předpokladu, že budou mít pozitivní vliv na životní prostředí). Výsledkem legislativních prací se stala **směrnice č. 2004/8/ES** z roku 2004 o podpoře

kombinované výroby tepla a elektřiny založené na poptávce po užitečném teple na vnitřním trhu s energií, která byla zrušena a **nahrazena směrnici 2012/27/EU**. Směrnice 2012/27/EU převzala většinu úpravy z předchozího, již zrušeného předpisu. Účelem této úpravy je zvýšit energetickou účinnost a hospodárnost při výrobě energie vytvořením základního právního rámce pro podporu a rozvoj vysoce účinné kombinované výroby tepla a elektřiny. Měla by motivovat k úsporám primární energie na vnitřním trhu Unie s energií, a to s přihlédnutím ke konkrétním okolnostem dané země, zvláště ke klimatickým a hospodářským podmínkám. Směrnice tak má přispět ke zvýšení samostatnosti a konkurenceschopnosti Unie v zabezpečení dodávek energií a nabízet příležitosti ekonomického rozvoje i na regionální a místní úrovni. Stanoví jednotná kritéria, platná pro všechny členské země Unie, za kterých by měly jednotlivé členské státy podpořit kombinovanou výrobu. Tento právní rámec tak bezesporu **napomáhá k vytvoření stabilního hospodářského a administrativního prostředí** pro investice do nových zařízení využívajících technologii kogenerace.

Směrnice definuje kombinovanou výrobu tepla a elektřiny jako **současnou výrobu tepelné energie a elektrické nebo mechanické energie v jednom procesu**. Demonstrativně pak uvádí např. paroplynová zařízení s rekuperací tepla, parní protitlakové turbíny, palivové články, spalovací pístové motory a řadu dalších technologií výroby, které se ve smyslu směrnice považují za kogeneraci.

Podpora se uplatňuje pouze v případě **vysoce účinné kombinované výroby tepla a elektřiny**, která musí splňovat zvláštní kritéria, která jsou stanovena v příloze směrnice. Výrobce musí zajišťovat úspory primární energie ve výši alespoň 10 % ve srovnání s referenčními údaji za oddělenou výrobu tepla a elektřiny (výpočet se provádí na základě ve směrnici definovaného vzorce). Za vysoce účinnou kombinovanou výrobu je možné kvalifikovat také výrobu kogeneračních jednotek malého výkonu (s instalovanou kapacitou nižší než 1 MW) a mikrokogeneračních jednotek (s maximální kapacitou nižší než 50 kWe), které zajišťují úspory primární energie.

Na všechny formy elektřiny vyrobené touto vysoce účinnou kombinovanou formou požaduje směrnice vydání **tzv. záruky původu (certifikace)**, která umožňuje výrobcům prokázat, že elektřina, kterou prodávají, je vyrobena formou vysoce účinné výroby. Certifikace je vydávána na žádost příslušného výrobce a musí v ní být uvedeno, jaký primární zdroj energie byl použit, jakým způsobem je užita vyrobená tepelná energie, kolik bylo při kogeneraci vyrobeno elektrické energie a jakých úspor primárních zdrojů bylo dosaženo. Tento postup zejména zvyšuje průhlednost pro spotřebitelský výběr mezi elektřinou vyráběnou kombinovanou formou a elektřinou vyráběnou pomocí jiných technologií. Provozovatelé přenosových a distribučních soustav by pak pro vysoce účinnou kombinovanou výrobu tepla a elektřiny měli zajistit na svém území **přednostní přijetí a distribuci pro tento typ energie, pokud to však umožňuje bezpečné a spolehlivé provozování vnitrostátní elektrizační soustavy**.

Směrnice dále upravuje problematiku **efektivní poptávky po teple**, která znamená ekonomicky ospravedlnitelnou poptávku po teple, jež nepřekračuje stávající potřebu a která by byla uspokojena běžně na trhu ze stávajících zdrojů (jiných než na bázi kombinované výroby tepla a elektřiny).

3.7 Právní předpisy EU upravující transparentnost a integritu trhu v elektroenergetice

Unie si klade za cíl vytvořit liberalizovaný a fungující unijní trh s energiemi. Dosavadní stav není dle unijního názoru uspokojivý a v mnoha oblastech energetiky je proto spatřován prostor pro zlepšení. Jedním z nástrojů, který má vést k liberalizaci a zlepšení fungování trhu s elektřinou

v EU, je dle úvahy Unie **zvýšení transparentnosti a uveřejňování relevantních údajů z oblasti elektroenergetiky**. Vyšší transparentnost má vést ke snížení ceny elektřiny pro konečného spotřebitele, zabránit manipulacím na velkoobchodním trhu s elektřinou, ale také posílit bezpečnost dodávek elektřiny.

Zárodky současné právní úpravy transparentnosti v unijním právu lze nalézt již v 3. liberalizačním balíčku. Konkrétně se jedná o materii obsaženou v bodě 5 rámcových pokynů přílohy I nařízení Evropského parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009 o podmínkách přístupu do sítě pro přeshraniční obchod s elektřinou a o zrušení nařízení (ES) č. 1228/2003 (dále jen „**nařízení 714**“). Nařízení 714 bylo doplněno nařízením Komise (EU) č. 543/2013 o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou (dále jen „**nařízení Market Transparency**“). Regulace obsažená v nařízení Market Transparency ve spojení s nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (dále jen „**nařízení REMIT**“) vytváří **konstrukci regulace transparentnosti a integrity v oblasti elektroenergetiky**. Oba dva zmíněné předpisy jsou potom přímo provázané v rozsahu určitých zpřístupňovaných údajů. Jestliže je uložena nařízením REMIT povinnost zpřístupnit určité údaje, považuje se toto za splněné, pokud jsou předmětné údaje zpřístupněny prostřednictvím postupu dle nařízení REMIT (viz čl. 4 odst. 4 nařízení REMIT).

Již ze samotného charakteru obou předpisů je zřejmé, že nařízení REMIT jakožto předpis s dosahem na celý trh s energií (tedy nikoli pouze na trh s elektřinou jako v případě nařízení Market Transparency), má komplexnější a významnější dopad. Úkolem nařízení REMIT ve vztahu k elektroenergetice je zajistit, aby spotřebitelé a další účastníci trhu mohli mít důvěru v integritu trhu s elektřinou, aby ceny stanovené na velkoobchodních trzích s elektřinou odrážely spravedlivou a konkurenční interakci mezi nabídkou a poptávkou a aby nebylo možné získávat výhody ze zneužívání trhu. Větší integrita a transparentnost na trhu s elektřinou by tak měla posílit hospodářskou soutěž, z čehož má mít prospěch konečný spotřebitel elektřiny.

Nařízení REMIT stanoví pravidla, která zakazují nekalé praktiky mající dopad na velkoobchodní trh s elektřinou, která odpovídají pravidlům uplatňovaným na finančních trzích a řádnému fungování velkoobchodního trhu s elektřinou při zohlednění zvláštností tohoto trhu. Dále nařízení REMIT zajišťuje **monitorování velkoobchodního trhu s elektřinou** prováděného ACER v úzké spolupráci s vnitrostátními regulačními orgány a s ohledem na vzájemné vazby mezi systémem pro obchodování s emisemi a velkoobchodním trhem s elektřinou.

Článek 2 nařízení REMIT se zabývá definicemi. Zvláště zde obsažené vymezení *důvěrných informací, manipulace s trhem, snahy o manipulaci s trhem a velkoobchodních energetických produktů* nedává jasný obraz o úmyslu normotvůrce. ACER vypracoval pro potřeby interpretace a aplikace definic v článku 2 nařízení REMIT pokyny, které jsou adresovány národním regulačním úřadům. Přestože tyto pokyny nejsou pro účastníky trhu bez dalšího právně závazné, adresáti nařízení REMIT z nich do značné míry při jeho interpretaci vycházejí.

Nařízení REMIT **zakazuje obchodování zasvěcených osob**, tj. takových osob, které mají důvěrné informace týkající se velkoobchodního energetického produktu (viz článek 3 nařízení REMIT) a **zakazuje rovněž účast nebo pokus o účast na manipulaci s trhem na velkoobchodních trzích s energií** (viz článek 5 nařízení REMIT). Citované nařízení REMIT kromě toho stanoví povinnost zveřejnit důvěrné informace účastníky trhu (článek 4 nařízení REMIT) a povinnost ACER a národních regulačních orgánů monitorovat trh (článek 7 nařízení REMIT). Z výše uvedeného je zřejmé, že nařízení REMIT klade značné nároky na účastníky trhu, ale i na ACER a národní regulační orgány. Současně také zavazuje i členské státy EU, aby vhodným způsobem upravily v národních právních rádech některé otázky tak, aby bylo nařízení REMIT aplikovatelné i na národní úrovni. Jedná se zejména o zakotvení vyšetřovací pravomoci (viz článek 13 nařízení REMIT) a stanovení

sankcí (viz článek 18 nařízení REMIT). Po poměrně dlouhé diskuzi došlo v polovině roku 2015 k potřebné novelizaci energetického zákona, která zahrnuje i potřebné změny nutné pro aplikaci nařízení REMIT v českém prostředí.

Pro reálné fungování transparentnosti a integrity na velkoobchodním trhu s elektřinou dle **nařízení REMIT bylo potřeba vypracovat i další předpisy práva EU**. Nejdůležitější je prováděcí nařízení Komise (EU) č. 1348/2014 o oznamování údajů za účelem provedení nařízení REMIT (dále jen „nařízení REMIT IA“). Nařízení REMIT IA zejména vymezuje podrobné údaje o velkoobchodních energetických produktech a základních údajích, které mají být oznamovány. Zavádí rovněž komunikační kanály pro oznamování údajů včetně stanovení termínu a pravidelnosti oznamování údajů.

Protože z pohledu Komise dosavadní opatření ve vztahu k dostupnosti údajů nezbytných pro přijímání účinných rozhodnutí o výrobě, spotřebě a obchodování, ale také pro zvýšení bezpečnosti dodávek elektřiny nesplnila svou úlohu při podpoře transparentnosti na velkoobchodních trzích, přijala **nařízení Market Transparency**. Jeho **cílem** je posílit transparentnost na trzích s elektřinou prostřednictvím systému, ve kterém budou příslušní adresáti nařízení Market Transparency povinni **předkládat vybrané údaje** v požadované formě určitému subjektu, který je následně zveřejní tak, aby byly dostupné pro širokou veřejnost. Tyto údaje zahrnují například informace o celkovém zatížení, informace týkající se nedostupnosti spotřebních jednotek, predikované disponibilní zálohy na následující rok, o nedostupnosti přenosové infrastruktury, informace týkající se odhadu, nabídky a využití kapacit mezi zónami, informace týkající se využití kapacit mezi zónami, informace týkající se opatření pro řízení přetížení, predikované a skutečné výroby, nedostupnosti výrobních bloků a výroben a o udržování výkonové rovnováhy.

Předmětem nařízení Market Transparency je stanovit **minimální společný soubor údajů týkajících se výroby, přenosu a spotřeby elektřiny, které se zpřístupňují účastníkům trhu**. Nařízení Market Transparency upravuje také centrální sběr a zveřejňování údajů nebo zřízení a provoz **centrální platformy pro transparentnost informací**, za které je odpovědné ENTSO-E. Přístup k údajům na platformě je bezplatný a tyto musí být dostupné (i stažitelné) po dobu pěti let od jejich zpřístupnění. Povinnost předkládat a zveřejňovat údaje dopadá na primární vlastníky údajů, přičemž se za takové považují i provozovatelé přenosových soustav. Primární vlastníci údajů své údaje předkládají provozovatelům přenosových soustav a tito je následně odesílají na ENTSO-E, která údaje zpřístupní na centrální platformě. Primární vlastníci údajů musí zajistit, že údaje, jež poskytují, jsou úplné, v požadované kvalitě a jsou předávány tak, aby zmíněné subjekty mohli údaje zpracovat a předat ENTSO-E s dostatečným předstihem. Pro úplnost je třeba uvést, že vnitrostátní regulační orgány mají povinnost zajistit, aby primární vlastníci údajů, provozovatelé přenosových soustav a poskytovatelé údajů splnili své povinnosti stanovené nařízením Market Transparency.

4 ELEKTROENERGETIKA A JEJÍ PRÁVNÍ RÁMEC V ČESKÉ REPUBLICE

Vratislav Košťál, Petr Flášar, Patrik Walas

4.1 Energetický zákon a jeho prováděcí právní předpisy

Oblast národní úrovně regulace elektroenergetiky má svou stěžejní část právní úpravy v zákoně č. 458/2000 Sb., **energetický zákon**, v platném znění (dále též jen „EZ“), jež doplňuje celá dlouhá řada prováděcích předpisů - **vyhlášek**, které vydává **Ministerstvo průmyslu a obchodu České republiky** („MPO“), nebo **Energetický regulační úřad** („ERÚ“). Právě tyto dva státní orgány zcela zásadním způsobem ovlivňují chod sektoru elektroenergetiky, první z nich spíše koncepčně a strategicky, druhý pak ve všech ostatních ohledech v širokém portfoliu působnosti, které zahrnuje vše od sekundární normotvorby, dohledu, cenové i necenové regulace, podpory hospodářské soutěži, ochrany zájmu spotřebitelů i regulovaných subjektů a v neposlední řadě třeba i rozhodování sporů v energetice. ERÚ tak v souladu s evropskou právní předlohou – třetím liberalizačním balíčkem – vyplnil předurčený prostor a vytlačil řadu dříve působících orgánů veřejné moci z regulace energetiky, ať již hovoříme o Státní energetické inspekci, soudech, České obchodní inspekci nebo o Úřadu pro ochranu hospodářské soutěže.

Energetický zákon, který prošel již mnohými a mnohdy důkladnými novelizacemi (naposledy s účinností od začátku roku 2016), je zákonem povahy svodné a zastřešující všechna tři zásadní infrastrukturní energetická odvětví, tedy **elektroenergetiku, plynárenství i teplárenství**. Nás však dále bude zajímat jen oblast elektroenergetiky, byť v určitých oblastech bude výklad dopadat na všechna tři odvětví jako celek. Tak tomu je zejména u společných ustanovení obecné části, sankčních, zmocňovacích, přechodných a závěrečných ustanovení zákona.

EZ je totiž co do své systematiky koncipován jako právní předpis, který po uvedení svého účelu a předmětu úpravy specifikuje definice použitých pojmů. Následuje postupnými novelizacemi stále nabývající **oblast výkonu státní správy** v energetice jako celku. Zvláštní pozici tu zaujímá problematika **oprávnění k podnikání v energetice**, ztělesněná **procesem udělování licencí** pro všechny účastníky trhu s elektřinou (vyjma zákazníků a dále nepodnikatelů např. ve výrobě elektřiny ve zkušebním provozu nebo v režimu nepodnikatelském, typicky u zákazníků, kteří si vyrábějí elektřinu pro vlastní spotřebu), resp. **procesem certifikace** pro provozovatele páteřních soustav v elektroenergetice a plynárenství. Tyto partie EZ jednoznačně přiznávají, že licencované činnosti jsou **činnosti povahy podnikání**, což znamená, že je vykonávají podnikatelé. V žádném případě tak z EZ nelze dovozovat, že by kterýkoliv z licencovaných subjektů vykonával v režimu energetického zákona výkon veřejné moci. Předmětem obecné části EZ je však v neposlední řadě i zvláštní právní **úprava ochrany práv spotřebitelů** v energetických sektorech, zejména ve vztahu k ukončování smluv, jednostranným smluvním změnám prováděným dodavatelem energie či stanovování záloh na odběr těchto energií.

Teprve pak při studiu textu energetického zákona dospíváme k **zvláštní části**, věnující se poměrně podrobně jednotlivým energetickým odvětvím, z nichž prvním je právě elektroenergetika. Většina této části EZ je formována jako **katalog práv a povinností jednotlivých účastníků trhu s elektřinou**

jdoucích logicky s tokem energie od **strany primárně nabídkové** čili výrobce elektřiny přes provozovatele přenosové soustavy, provozovatele distribučních soustav, až **po poptávkovou část trhu**, tedy zákazníky a jejich prostředníky čili obchodníky s elektřinou, kteří však stejně tak dobře jako zákazníci zastupují i zájem a postavení výrobců. Za těmito katalogy práv a povinností jednotlivých účastníků trhu s elektřinou pak nalézáme některá užitečná ustanovení vztažená k určitým specifickým záležitostem elektroenergetiky, jako jsou úpravy pyramidálně uspořádaného dispečerského řízení soustav, ochranných pásem vedení, přeložek vedení, neoprávněných odběrů, obsahových náležitostí některých smluvních vztahů (závazků) v elektroenergetice či stavů nouze a jejich předcházení. Ke všem těmto institutům se krátce zastavíme v dalším textu níže.

V závěrečných partiích EZ pak narážíme na nikoliv nepodstatná **ustanovení povahy společné pro všechna tři odvětví**. Jde především o výkon kontroly a sankční pravomoci a o stanovení jednotlivých skutkových podstat přestupků, či deliktů a výše pokut za takové činy ze strany Energetického regulačního úřadu. Nacházíme zde však i zvláštní ustanovení povahy procesní pro přijímání ráďů jednotlivých provozovatelů soustav v elektroenergetice i plynárenství, které odsouhlasuje, či dokonce stanovuje Energetický regulační úřad.

Podstatnou je pro další práci s EZ i část obsahující zmocnění MPO a ERÚ k **vydávání prováděcích právních předpisů**. S cílem dosažení větší přehlednosti si v dalším textu dovolíme jednotlivé vyhlášky provádějící energetický zákon uvést tak, aby navazovaly na adresně prováděná ustanovení EZ.

V úvodních ustanoveních EZ je řešen předmět zákonné úpravy. Zákon se zde jednak odkazuje na korespondující právní úpravu Unie, kterou má implementovat, jednak provádí shrnutí svého zaměření, a to tak, že přiznává **veřejnoprávní regulaci podnikání v energetických odvětvích a stanoví podmínky výkonu státní moci** včetně realizace cenové regulace v energetických odvětvích. **Regulace cen** je vztažena především k provozovatelům soustav v elektroenergetice a plynárenství, nikoliv však k výrobě a obchodu s elektřinou a plynem, které prošly procesem liberalizace a již regulaci cen nepodléhají. Ponovu, nicméně plně v souladu se třetím liberalizačním balíčkem jedna z posledních novel EZ zavedla kritéria transparentnosti a předvídatelnosti cenové regulační činnosti ERÚ a uzákonila proceduru **schvalování metodiky (zásad) cenové regulace**.

Navazující ustanovení § 2 EZ **definuje důležité pojmy**, které následně zákon používá. V první části jsou uvedeny pojmy povahy svodné, používané napříč jednotlivými energetickými sektory. Tyto pojmy jsou většinou navázány na zákonem prováděné evropské právní předpisy. V dalších částech je pak pojmosloví rozděleno podle jednotlivých energetických sektorů. Najdeme zde naprosto stěžejní definice toho, co je elektrizační, přenosová a distribuční soustava, kdo je subjektem zúčtování, co zahrnují podpůrné a systémové služby a jak je definována odchylka. I tato část EZ je dotčena právě přijatou novelou, která mimo jiné přichází s definicí chráněné informace či služeb přenosové či distribuční soustavy.

Právě zákonné pojmosloví pracuje s **elektrizační soustavou** jako vzájemně propojeným funkčním celkem, systémem, který je provozně řízen, udržován a rozvíjen spoluprací provozovatelů přenosové soustavy a distribučních soustav na první (regionální distribuční soustavy přímo připojené k přenosové soustavě) úrovni i na druhé a dalších úrovních (lokální, bez přímého připojení k přenosové soustavě). Tento systém je dispečersky řízen, a to již při respektování nadřazeného postavení provozovatele páteřní části elektrizační soustavy, tedy přenosové soustavy, která je přímo propojena se zahraničními elektrizačními systémy.

Podnikáním v energetických odvětvích pak EZ rozumí (ve vztahu k elektroenergetice) výrobu elektřiny, její přenos, distribuci a dále obchod s elektřinou a činnosti operátora trhu. Z celého distribučního řetězce při produkci a dopravě elektřiny k odběrateli tak jako podnikatel není ze strany

EZ určen pouze zákazník. Podnikání v energetice je **podmíněno vydáním příslušné licence Energetickým regulačním úřadem (ERÚ)**.

Licence jsou ze zákona po poslední novele EZ v zásadě udělovány **na dobu neurčitou**, výjimkou je licence na obchod s elektřinou, která se uděluje jen na pět let, a dále licence na výrobu elektřiny, která je omezoována maximální délkou trvání 25 let. Pro udělení licence musí žadatel splnit určité podmínky. Kromě obecných požadavků na zletilost, svéprávnost, bezúhonnost apod. se jedná především o nutnost ustavit **odpovědného zástupce**, nemá-li sám žadatel odbornou způsobilost. Právnícké osoby musí mít vždy odpovědného zástupce. Odpovědný zástupce pak odpovídá za vlastní výkon licencované činnosti v souladu s EZ. Dále musí žadatel doložit i **splnění finančních předpokladů** k zajištění výkonu licencované činnosti.

Zvláštními požadavky pro udělení licence spojené s provozováním určitého energetického zařízení, tedy výroby elektřiny, přenosové nebo distribuční soustavy je i prokázání **technických předpokladů** k zajištění výkonu licencované činnosti.

Licenci ERÚ uděluje na základě písemné žádosti žadatele – fyzické či právnické osoby. Žádost pak musí splňovat určitá obsahová kritéria vyjmenovaná opět v EZ a musí být rovněž řádně doložena doklady, o nichž opět výslovně hovoří EZ. O udělení licence pak úřad rozhodne správním rozhodnutím, které ve formě seznamu uveřejňuje v **Energetickém regulačním věstníku**.

Podle EZ pak licence v čase podléhá změnám, ale i zániku. Zejména u licencí udělovaných na kratší dobu, jako je tomu u licence na obchod s elektřinou, je třeba včas žádat o prodloužení. Myslitelné jsou však i jiné změny, které se dotýkají podmínek, za nichž byla původně příslušná licence udělena. O změnách licence musí opět ERÚ rozhodovat ve správním řízení k podnětu držitele licence.

Naproti tomu **zánik licence** může nastat nejen na základě rozhodnutí ERÚ o zrušení licence v zákonem vyjmenovaných případech jako je žádost držitele licence o její zrušení, ale i bez takového rozhodnutí, tj. na základě určitých právních událostí. Těmi jsou například zánik subjektu držitele licence nebo uplynutím doby, na kterou je licence udělena. Ke **zrušení licence** ERÚ musí přistoupit zejména v situaci, kdy držitel licence kvalifikovaně porušuje povinnosti podle EZ nebo podle jiných právních předpisů, souvisejících s výkonem licencované činnosti. S problematikou zániku licence pak určitě souvisí i potřeba pokračovat v provozu určitých zařízení, je-li to ve veřejném zájmu. V takovém případě ERÚ rozhodne na dobu nejdéle 12 měsíců o poskytnutí takových zařízení k provozu jinému držiteli licence, a to za úhradu. Tento náhradní režim provozování určité nutné infrastruktury je možno po poslední novelizaci při splnění zákonných podmínek dokonce prodloužit.

Institutu přenechání zařízení k výkonu licencované činnosti jinému subjektu pak odpovídá zákonem předvídaná **povinnost nad rámec udělené licence**, protože někomu musí být stanovena povinnost přenechaná zařízení provozovat. Tato povinnost je však omezena pouze na některé druhy licencí, pro oblast elektroenergetiky lze využít vidět **pouze u distribuce elektřiny**.

Podrobnosti k problematice udělování licencí ze strany ERÚ se více dozvíme z **prováděcí vyhlášky k EZ o podrobnostech udělování licencí v energetických odvětvích**, která má číslo 426/2005 Sb. a která se podrobněji zabývá jednotlivými náležitostmi žádosti a upravuje rovněž závazné formuláře, jimiž se zahajují jednotlivá správní řízení k žádosti subjektů, kteří chtějí podnikat či již podnikají v energetických odvětvích.

Energetický zákon navíc počítá s provozováním obchodu s elektřinou nebo obchodu s plynem v režimu **uznaného oprávnění uděleného příslušným orgánem členského státu Unie**. ERÚ tak svým rozhodnutím o uznání zahraničního oprávnění k obchodování s elektřinou postaví zahraniční souhlas s touto podnikatelskou činností na roveň licence udělené podle EZ. Licence tak již nebude

zapotřebí. Její zánik však bude o to více vázán na původní oprávnění k takovému podnikání – zanikne-li takové oprávnění v zahraničí, bude automaticky zanikat i rozhodnutí o uznání takového oprávnění. ERÚ je však navíc vyhrazena povinnost zrušit rozhodnutí o uznání i z obdobných důvodů, jako je tomu u zrušení licence.

EZ však přichází ještě s jedním evropským právním instrumentem, kterým je zavedení **certifikačního řízení**. EZ tento vpravdě evropský nápad přenáší pouze do vnitrostátních podmínek a v podstatě se jedná o druh správního řízení, v němž je v první řadě ze strany ERÚ zkoumáno splnění dále zákonem stanovených **podmínek nezávislosti provozovatele přenosové soustavy**. V případě shledání jeho nezávislosti v kvalifikované podobě v podmínkách ustanovení § 24a EZ Energetický regulační úřad vydá provozovateli přenosové soustavy **certifikát nezávislosti**, který je zároveň podmínkou pro vydání licence na přenos elektřiny. Certifikát nezávislosti je tak jedním z dalších předpokladů, jež bude muset tento provozovatelský subjekt naplnit pro legální výkon svého podnikání. Procedura kontroly nezávislosti provozovatele přenosové soustavy není však jednorázově vyčerpatelem instrumentem, nýbrž **nástrojem průběžné kontroly nezávislosti** tohoto subjektu tak, aby při jakýchkoliv změnách tento status nezávislosti byť potenciálně ohrožujících došlo k obnovenému vydání takového certifikátu nezávislosti. Zavedením tohoto institutu mají být dokonaleji reflektovány potřeby trhu na postavení provozovatele přenosové soustavy, který nepodléhá partikulárním tržním zájmům a v ideálním případě je zcela oddělen od komoditních činností typu výroby elektřiny či plynu, resp. obchodu s elektřinou či plynem. K tomu je však dlužno dodat, že jednou z posledních novel EZ došlo k významnému upřesnění textace EZ, která nyní lépe koresponduje s **dosazenou rozhodovací praxí Evropské komise** ve věcech již proběhlých certifikací jednotlivých provozovatelů elektroenergetických a plynárenských páteřních sítí napříč Unií. Díky této aktualizaci textu EZ je nyní za problematický vnímán toliko **relevantní (nikoliv tedy každý) konflikt zájmu** na provozování přenosové soustavy a tržního zájmu povahy komoditní. Do určité míry je tedy představitelné, že i provozovatel přenosové soustavy může být přímo či nepřímo investičně zainteresován do komoditního obchodování, a to dokonce i v rámci vnitřního trhu s elektřinou Unie.

EZ ve svých úvodních ustanoveních také rámcově upravuje **svodná práva a povinnosti** všech dále zákonem detailněji popisovaných držitelů licencí. Vedle zvláštních práv a povinností uváděných dále v katalogích pro jednotlivé podnikatele v energetice je tedy § 11 EZ zcela zásadním ustanovením, v němž jsou sdružena všem těmto subjektům společná práva a povinnosti. Dlužno však dodat, že v tomto ustanovení nacházíme přes jeho pojmenování pouze povinnosti držitelů licencí, a to zejména z oblasti **zachování odborné úrovně jejich podnikání** podpořené i povinností dodržovat při provozování svých zařízení technické normy. Obdobným nástrojem ochrany kvality je pak povinnost dodržovat stanovené parametry dodávek a služeb v energetice.

Právě v tomto citovaném ustanovení zákona se skrývá i **základ pro nakládání s informacemi v energetice**. Zde nacházíme povinnost držitelů licencí poskytovat státním orgánům v energetice informace a podklady nezbytné pro výkon jejich zákonem stanovených oprávnění a na druhou stranu **jejich povinnost mlčenlivosti** o chráněných informacích. Těmi se rozumí neveřejné informace získané příslušným účastníkem trhu s elektřinou při výkonu licencované činnosti, obvykle půjde o neveřejné skutečnosti charakteru obchodního, technického a finančního, o kterých se dozvěděl příslušný držitel licence od svých zákazníků. Povinnost mlčenlivosti se tedy zcela obecně vztahuje **nejen na informace charakteru obchodního tajemství, ale na všechny neveřejné informace obdržené od svých zákazníků** (tj. nikoliv jen zákazníků definovaných samotným EZ, ale všem svým odběratelům nabízených služeb). Obě tyto povinnosti se vzájemně doplňují a křížují, resp. i vzájemně vylučují stanovením určitých přirozených limitů jejich dopadu.

V tomto paragrafu lze nalézt rovněž **základ povinnosti transparentnosti** držitelů licencí při energetickém podnikání, kdy je držitelům licencí ukládáno, aby při výkonu licencované činnosti uváděli pravdivé a úplné informace o podmínkách dodávek energie. Ani toto ustanovení však nemůže narušovat povinnost mlčenlivosti o adresných údajích o zákaznících tak, jak se o nich zmiňujeme v předchozím odstavci.

Poměrně novou záležitostí je pak povinnost držitele licence, aby jím **smluvně podvázaný subdodavatel** – třetí osoba, která zajišťuje výkon činnosti spojený s právy a povinnostmi držitele licence, dodržoval povinnosti držitele licence. Jinými slovy je tak zachována odpovědnost za výkon licencované činnosti na straně samotného držitele licence, nikoliv jím zmocněné třetí osoby.

Novela EZ předpokládá, že se do tohoto rámcového katalogu práv a povinností držitelů licencí dostane další **sada ustanovení vztahená k ochraně spotřebitele**. Předkládaná ochranná úprava spotřebitelské obce zde jde nad rámec třetího liberalizačního balíčku tím, že tuto ochranu v některých případech vztahuje na zákazníka, nikoliv na spotřebitele. Evidentně nad míru nezbytně nutnou jsou pak jako spotřebitelé chráněni i podnikatelské fyzické osoby, což neguje obecnými předpisy stanovený rozsah subjektů, které patří mezi spotřebitele. Jde tedy o narušení jinak konzistentní úpravy nového občanského zákoníku a zákona na ochranu spotřebitele. Předmětná ochranná opatření směřují k problematice uzavírání smluv s dodavatelem elektřiny a plynu (včetně výrobců elektřiny), a jsou tak výhradně zaměřena na komoditní sektor. Tyto povinnosti doplňuje ještě zvláštní informační povinnost obchodníků a výrobců především ve vztahu ke stanovování cen dodávek elektřiny, resp. k jejich změnám či změnám jiných podmínek, které musí být uveřejněny vždy nejpozději 30 dní předem dnem jejich účinnosti.

Evropsky podmíněnou partií EZ při příležitosti každé novelizace zákona je institut **dodavatele poslední instance**, který představuje asi nejsilnější nástroj ochrany odběratelů před turbulencemi na straně dodavatelů tak, aby byla zajištěna **univerzálnost veřejné služby** dodávky elektřiny zákazníkům i pro mimořádné tržní situace. Vzhledem k mimořádnosti tohoto institutu, který je projevem regulace soutěže v energetice, je časový dosah dodávky poslední instance omezen jen na půl roku svého trvání. Je však dlužno dodat, že jedinou zajímavou spojnici, která se dodavatele poslední instance dotýká, je jeho propojení na povinně vykupujícího obchodníka elektřiny z podporovaných zdrojů energie podle zákona o podporovaných zdrojích energie.

V dalších pasážích se EZ věnuje problematice **cenové regulace v elektroenergetice**. Úprava EZ v tomto směru ovšem není bohužel komplexní a vyčerpávací a jen nikoliv s plnou právní jistotou doplňuje úpravu obecného zákona o cenách. EZ se tak zaměřuje jen na specifika využívaná právě v energetice, jakými je především určení, které licencované činnosti vůbec regulaci cen podléhají. Z povahy věci a v návaznosti na evropský právní rámec se tak jedná především o tzv. **kapacitní činnosti**, jakými jsou přenos a distribuce elektřiny, ale i např. ceny za systémové služby nebo ceny činností operátora trhu s elektřinou. Pro komoditní činnosti se nejmírnější forma cenové regulace věcně regulovanými cenami projevuje jen pro případ cen účtovaných zákazníkům ze strany dodavatele poslední instance.

Máme-li se však vrátit k cenové regulaci provozovatelů soustav v elektroenergetice, je stávající právní úprava postavena tak, aby stanovené ceny za přenos a distribuci elektřiny pokrývaly **ekonomicky oprávněné náklady na zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti**, odpisy a přiměřený zisk zajišťující mj. návratnost realizovaných investic do energetických zařízení. Tato část EZ všeobecně doznala poslední novelou EZ s účinností od 1. ledna 2016 poměrně významných změn, které by měl být ještě dále a koncepčněji rozvedeny další chystanou novelou energetického zákona. Především bylo zavedeno v zásadě **pětileté regulační období**, transparentní a předvídatelné provádění cenové regulace a v neposlední řadě i nový proces veřejného přijímání **zásad cenové regulace** pro příslušné regulační období.

Podrobnosti k úpravě cenové regulace v elektroenergetice podrobněji rozvádí **prováděcí vyhláška o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství**, která byla ve Sbírce zákonů publikována pod číslem 140/2015 Sb. Právě tato vyhláška zavedla pětiletá regulační období a regulační vzorce, podle nichž jsou pak jednotliví držitelé licencí regulováni.

Pro řádný výkon cenové regulace EZ dále počítá s vytvářením **regulačních výkazů** ze strany licencovaných subjektů s tím, že pro činnosti přenosu elektřiny i distribuce elektřiny nad 90 000 odběrných míst zákazníků počítá s oddělením účetnictví pro každou takovou činnost zvlášť. Regulační výkazy držitelé příslušných kapacitních licencí předávají Energetickému regulačnímu úřadu, jehož zásadní a typickou činností je právě zajišťování řádné cenové regulace v energetice. I na problematiku regulačního výkaznictví existuje k EZ prováděcí **vyhláška o náležitostech a členění regulačních výkazů** vydaná pod číslem 408/2009 Sb. Jejím obsahem je především typologie jednotlivých regulačních výkazů a uvedení podrobnějších pravidel pro jejich sestavování.

Výsledkem cenové regulace je **vydání cenových rozhodnutí ERÚ**, která mají při použití eurokonformního výkladu třetí směrnice buď povahu **správních rozhodnutí** a jsou tedy přezkoumatelná podle správního řádu, resp. v rámci správního soudnictví, nebo mají povahu odlišnou, asi nejlépe odpovídající institutu opatření obecné povahy. Dělitkem pro zařazení do té či oné skupiny cenových rozhodnutí je míra adresnosti, konkrétnosti subjektu, jenž je daným cenovým rozhodnutím dotčen. Tak je třeba za správní rozhodnutí považovat především ta cenová rozhodnutí, která jsou vydávána ze strany ERÚ pro příslušný regulační rok pro provozovatele přenosové či přepravní soustavy nebo pro provozovatele distribučních soustav.

Od cenové regulace je již jen malý krůček obecně **k výkonu státní správy v energetice**. Ta je pro oblast EZ rozdělena mezi dva státní orgány – ERÚ a MPO. Z dosavadního historického vývoje platného znění převážně veřejnoprávního předpisu, jaký EZ představuje, je vcelku dobře patrná tendence postupného **posilování pravomocí Energetického regulačního úřadu** na úkor MPO a Státní energetické inspekce, resp. jiných orgánů státní správy. Angažmá ERÚ se tedy stále více rozšiřuje do řady více či méně propojených oblastí, jakými je ochrana spotřebitele či ochrana hospodářské soutěže, a to nikoliv jen prostřednictvím cenové regulace v úzkém slova smyslu, ale jinými právními nástroji. Výrazně tak posiluje i jiná regulační činnost povahy necenové a povahy následné (kontrola, rozhodování sporů). Zcela zásadní postavení v elektroenergetice tedy zaujímá ERÚ. ERÚ sídlí v Jihlavě a je jedním z ústředních orgánů státní správy pro oblast regulace energetiky. Jádrem činnosti tohoto úřadu již dnes nalzáme v ochraně zájmu spotřebitelů, podpoře hospodářské soutěže, ale i v ochraně oprávněných zájmů držitelů licencí. Kromě problematiky udělování licencí a jejich následné další správy a cenové regulace ERÚ **rozhoduje i určité typy sporů vymezené EZ**. Například se tak děje, když nedojde k uzavření smluv podle EZ mezi držitelem licence či držitelem licence a jejich zákazníky nebo když není umožněn přístup k infrastrukturním zařízením. Energetický regulační úřad však také schvaluje či stanovuje pravidla provozování přenosové a distribučních soustav a působí jako arbitr v určitých dalších typech sporů vyjmenovaných v EZ. Disponuje též pravomocí vykonávat kontrolu a ukládat pokuty podle cenových předpisů, jakož i podle EZ.

Ze všech shora uvedených činností plyne, že ERÚ hraje svou činností stěžejní úlohu při hledání optimálních řešení při náležitém vážení jak veřejného zájmu, tak zájmů soukromých tak, aby trh s elektřinou náležitě fungoval. Stimuluje jednotlivé účastníky trhu k protržnímu jednání a funguje jako rozhodce jejich sporů nalézáním vhodných a vyvážených řešení, která respektují jak zájem spotřebitelské obce na bezpečné a dostupné dodávce elektřiny, tak na ekonomické prosperitě nabídkové strany trhu s elektřinou.

Samotná cenová regulace se navenek projevuje **vydáváním cenových rozhodnutí**, jimiž ERÚ pro dané roční období nastavuje ceny regulovaných činností. Tato rozhodnutí se uveřejňují v **Energetickém regulačním věstníku**. Rozsah regulovaných činností lze podle EZ v důsledku rozhodnutí ERÚ za splnění určitých podmínek měnit, ale pouze ve vztahu k provozovateli přenosové soustavy, provozovatelům distribučních soustav či ve vztahu k činnostem operátora trhu s elektřinou.

Zaměstnanci ERÚ mají ze zákona řadu zásadních oprávnění ke vstupu do objektů, kde se provádí výkon licencované činnosti a mohou nahlížet i do účetních a jiných dokladů držitelů licence a požadovat k nim vysvětlení. I proto musí zároveň titíž zaměstnanci podléhat striktní povinnosti mlčenlivosti o všech skutečnostech a údajích obchodní či ekonomické povahy získaných v souvislosti s výkonem své činnosti.

ERÚ bude až do konce července 2017 řízen **monokraticky** a v jeho čele stojí **předseda**, jehož postavení je v EZ věnováno poměrně dost místa. Právní úprava si ovšem za cíl klade zajištění nezávislosti jeho úřadu a stanoví minimální požadavky potřebné pro výkon jeho funkce. I proto se poslední novelou do EZ promítl požadavek třetí směrnice na zajištění **kolektivního vedení národního regulačního úřadu**. Obdobně jako v drtivé většině členských států EU tedy došlo k zavedení **pětičlenné regulační rady**, která bude ERÚ řídit po skončení mandátu současného předsedy ERÚ.

Poslední novelizace EZ do značné míry v souladu s evropskými závaznými vzory výrazně posílily roli ERÚ. Činí z něj orgán, který převzal podstatné části působnosti a pravomoci Státní energetické inspekce. Naposledy se tak stalo pro rozsah kontroly a trestání za porušení zákona o podporovaných zdrojích energie. Neobvykle dlouhá je též lhůta trestnosti přestupků a správních deliktů držitelů licencí i dalších osob. Zavedlo se i ustanovení o přechodu opatření i pokut na právní nástupce potrestaných subjektů. Rovněž permanentně dochází ke zpřísnování výše pokut tak, aby odrazovaly zejména regulované subjekty od páčání těchto deliktů. EZ tak stále více akcentuje zvýšenou represi jako nástroj vymáhání práva.

Úřadu se také poměrně okázale rozšířily účinné nástroje necenové regulace, kdy je mu dána rozsáhlá pravomoc provádět jednak šetření soutěžních podmínek na energetických trzích za použití **místního šetření v obchodních prostorách účastníků trhu s elektřinou** s následnými možnostmi zásahů do podoby trhu s elektřinou prostřednictvím **vydávání opatření obecné povahy**, která jsou závazná pro všechny jimi dotčené subjekty. Bezprecedentně silné postavení úřadu navíc dále posilují nové informační povinnosti a rovněž zavedení poplatku na (spolu)financování jeho činnosti, který budou hradit mj. účastníci trhu s elektřinou prostřednictvím operátora trhu.

Druhým důležitým státním orgánem v energetických odvětvích je **MPO**, jehož součástí je i **Státní energetická inspekce**, která požívá ve vztahu k MPO, hleděno prizmatem zákona o hospodaření energií, určité funkční a kompetenční autonomie. Ministerstvo je ústředním orgánem státní správy pro energetiku. Jeho činnosti jsou však zvláště silné hlavně pro oblasti záležitostí povahy koncepční či monitorovací a dále i v oblasti udělování **státních autorizací** čili administrativních přivolení s výstavbou nových výrobních zdrojů elektřiny od určité prahové hodnoty celkového instalovaného výkonu plánované výroby elektřiny (1 MW). Právě ministerstvu svědčí pravomoc zpracovávat státní energetickou koncepci a dále řada povinností povahy informační ve vztahu k evropským orgánům či povahy monitorovací a zpravodajské (např. zpracování národní zprávy o stavu elektroenergetiky a plynárenství v ČR).

EZ ministerstvu přiznává pravomoc zpracovávat **Národní akční plán pro energii z obnovitelných zdrojů** (viz níže). Ministerstvo zároveň zasahuje závaznými stanovisky do procesu schvalování investičních plánů provozovatelů přenosové a přepravní soustavy nebo třeba do procesu certifikace provozovatele přenosové soustavy v případě, že má být či již je pod kontrolou osoby pocházející ze země mimo Unii. MPO také zajišťuje **mechanismus mimosoudního urovnávání sporů**.

Orgánem dozorovým a kontrolním pro EZ i pro zákon o podporovaných zdrojích energie je tedy ERÚ. V závěrečných pasážích EZ nacházíme katalog správních deliktů, jichž se mohou dopustit kromě držitelů licencí i jednotlivé fyzické osoby (pak hovoříme o páchání přestupků) či jiné právnické osoby či podnikající fyzické osoby. Správní delikty jsou pak řazeny podle jejich určení subjektem, zdrcující část deliktů je tak vztahena k jednotlivým držitelům licencí. ERÚ jako orgán dozoru svou činnost aktivizuje buď na základě vlastního podnětu, anebo je důvodem k provedení kontroly návrh MPO, které následně s výsledky kontroly musí seznámit.

Od státních orgánů působících v energetice se krátce přesuneme k regulovaným účastníkům trhu s elektřinou, k nimž se zákon i jeho prováděcí předpisy, zejména pak **vyhláška o pravidlech trhu s elektřinou** (č. 408/2015 Sb.), často obrací. Právě EZ a právě zmíněná vyhláška jsou zcela zásadními dokumenty, které stanovují základní mantinely fungování trhu s elektřinou v prostředí České republiky. Vzhledem k pojetí této publikace se na tomto místě nemá cenu zabývat úpravou této vyhlášky a katalogy práv a povinností jednotlivých účastníků trhu s elektřinou podle textace EZ, neboť tato úprava je podrobně a ve vztahu k jednotlivým účastníkům trhu s elektřinou pojednána postupně a do detailu napříč touto publikací. Jenom krátce bychom se zmínili o nejjzákladnějších attributech logiky EZ při zpracovávání postavení účastníků trhu.

V zásadě na straně vrchnostensky řízených subjektů trhu s elektřinou vystupují techničtí operátoři. Sem náleží provozovatel přenosové soustavy a provozovatelé na něj elektricky navázaných distribučních soustav.

Vedle nich pak působí **operátor trhu**, který se jako takový v podstatě vydělil z provozovatele přenosové soustavy a uchopil pro sebe některá oprávnění a povinnosti, které evropská právní úprava přiřazuje právě k provozovateli přenosové soustavy. Provozovateli přenosové soustavy tak v podstatě zůstalo technické provozování přenosové soustavy, propojené se sousedními systémy i jednotlivými regionálními i lokálními distribučními soustavami. Naopak operátorovi trhu zůstaly přiřčeny především záležitosti obchodně-provozní, včetně organizace jednotlivých časových trhů, vyhodnocování odchylek apod.

Techničtí provozovatelé infrastruktury zanechali řadu stop i na dalších místech EZ, neboť řádně fungující infrastruktura je nutným předpokladem pro možnost organizování funkčního trhu s elektřinou. Činnosti těchto technických provozovatelů charakteru přirozených monopolistů mají totiž širokospektrální záběr do dalších oblastí práva. Na jedné straně totiž musí **postavit, opravovat, udržovat a rozvíjet technickou infrastrukturu** – elektrizační soustavu jako celek – v provozuschopném stavu. Pro tyto účely je ze strany EZ vybavován určitými oprávněními na úkor třetích osob, zejména má za tímto účelem právo vstupu a vjezdu na infrastrukturou dotčené pozemky, odstraňovat a oklešťovat stromoví a jiné porosty. V případě zřízení smluvního věcného břemene, v krajním případě vyvlastnění podle zvláštního zákona, může na cizích pozemcích provozovat zařízení přenosové, resp. distribuční soustavy.

Ochrana energetickým zařízením infrastruktury technických operátorů jako jsou nadzemní i podzemní vedení (ale např. i výroby elektřiny) v elektroenergetice je zároveň poskytována prostřednictvím instrumentu **ochranných pásem**, čili vymezených částí území, která mají zachovat nedotčené jednak takové hodnoty jako je život, zdraví či majetkové škody třetích osob, jakož i chránit elektrické zařízení jako takové.

Na druhou stranu techničtí provozovatelé mají povinnost zajistit samotný řádný přenos, resp. distribuci elektřiny prostřednictvím jimi spravované soustavy. Aby tak mohli činit, mají k dispozici svou povahou primárně technické, ale zároveň i právní nástroje pro řízení soustavy, kam náleží především dispečerské řízení výroby i spotřeby, ať již ve stavech řádného provozu, tak v případech mimořádných stavů, které jsou ze strany EZ označovány jako **stavy nouze**. Podrobnější

právní úpravu velmi technického charakteru včetně typu dispečerských pokynů pak v tomto směru upravují prováděcí **vyhlášky upravující dispečerský řád** (č. 79/2010 Sb.), resp. **o stavech nouze a jeho předcházení** (č. 80/2010 Sb.).

Dispečerské řízení jako základní předpoklad funkčnosti celé elektrizační soustavy je koncipováno tak, že v záležitostech přenosové, resp. distribuční soustavy vystupuje **technický dispečink každého z provozovatelů** pro svoji soustavu jako nervové centrum udržující kvalitu elektřiny i rovnováhu mezi nabídkou a poptávkou na trhu v části soustavy, kterou provozuje, a to ve spolupráci s ostatními provozovateli. V případě pohledu na elektrizační soustavu jako systémový celek, je však nutno mít na paměti, že **technický dispečink provozovatele přenosové soustavy je nadřízený technickým dispečinkům provozovatelů distribučních soustav** přímo připojených k přenosové soustavě a nepřímo i technickým dispečinkům provozovatelů lokálních, čili nikoliv k přenosové soustavě přímo připojených distribučních soustav. Dispečerské řízení je pak založeno na **řízení toků elektřiny v elektrizační soustavě** s možnostmi produkci či spotřebu elektřiny právě za účelem napravy nežádoucích stavů v soustavě dočasně omezit či vyloučit, a to primárně při využití standardních tržních nástrojů, jimiž provozovatelé ze zákona a v souladu s vůlí ERÚ disponují.

Ohledně kvality elektřiny existuje i v samotném EZ mechanismus kontroly a sankcí pro případ, že v důsledku provozování soustav jeho provozovateli nejsou dodrženy tzv. **standards kvality**. Avšak ty nejsou stanoveny jen pro provozovatele distribučních soustav, ale především a primárně pro celou nabídkovou čili obchodní část tržního řetězce. Jádro této úpravy pak nacházíme v **prováděcí vyhlášce k EZ č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb**.

Poslední důležitou oblastí činnosti technických provozovatelů infrastruktury je **zajišťování měření** v přenosové, případně distribučních soustavách. Měřicí zařízení umisťuje a odečítá vždy ten který provozovatel soustavy, jenž jej také zajišťuje proti neoprávněné manipulaci, udržuje a vyměňuje, v případě podezření z nesprávného měření jej nechává přezkoumávat. Ku pomoci zde úpravě EZ stojí zcela nová prováděcí **vyhláška o měření elektřiny** č. 82/2011 Sb.

Konečně nelze ve vztahu k provozovatelům infrastruktury nezmínit ani **zákonné záruky zajištění nezávislosti** jejich fungování, jakož i fungování operátora trhu. Nezávislost je v souladu s evropským právním rámcem chápána jako základní předpoklad řádného fungování volného trhu s elektřinou. Vychází se přitom z premisy, že jakékoli ovlivnění těchto držitelů licencí jen některým tržním zájmem způsobuje nerovnost – diskriminaci – mezi jednotlivými soutěžícími obchodujícími s elektřinou, případně též s plynem, a potažmo umělý nárůst cen ke škodě všeho zákaznictva. Základním nástrojem podpory nezávislosti, bohužel však s negativním vlivem na růst nákladů na udržování takového systému provozovatelů soustav, je **právní, případně též vlastnické (akcionářské) oddělení jednotlivých činností a jejich vydělení do samostatných subjektů**. České prostředí oddělování vzalo velmi vážně a po zajištění právního oddělení provozovatelů přenosové soustavy i distribučních soustav určité velikosti, nad rámec evropské právní úpravy navíc odtrhlo činnosti obchodního operátora trhu od provozovatele přenosové soustavy a věnovalo jim vlastní korporátní rámec v podobě akciové společnosti, v níž dvě třetiny akcií vlastní ze zákona stát.

V souvislosti se třetím liberalizačním balíčkem EZ posiluje **nezávislost na úrovni přenosu elektřiny**, kde zavedl povinnost oddělit tohoto technického provozovatele infrastruktury od jeho kontroly ze strany těch akcionářů, kteří jsou přímo či nepřímo zainteresováni i v oblasti komoditního podnikání na trzích s elektřinou nebo plynem. V této souvislosti se často hovoří o tzv. vlastnickém, společnickém či majetkovém oddělení přenosu elektřiny od relevantních komoditních činností, tj. těch činností, které mohou vyvolávat podstatný konflikt zájmů na provozování přenosové soustavy a zájmů povahy komoditně-tržní. EZ také provozovateli přenosové soustavy zakazuje kumulaci jiných licencí vedle licence na přenos elektřiny.

Nezávislost na úrovni distribuce elektřiny je v rámci EZ rovněž posilována. Požadavek na **právní oddělení činnosti distribuce elektřiny od výrobně-obchodních činností** doplňují další opatření vedoucí ve svém koncentrickém působení ke zmenšení předpokládaného potenciálu narušení nezávislosti jednání provozovatelů distribučních soustav, zejména v rámci koncernu. Jednak je posílen význam vnitropodnikového **programu rovného zacházení** a doplněn o povinně zřizovanou osobu **auditora programu**. Ten z relativně nezávislé pozice dohlíží na provádění programu nediskriminace a zpracovává pro orgány státní správy v energetice výroční zprávu o přijatých opatřeních a rovněž ji zveřejňuje. Provozovatelé distribučních soustav mají zároveň povinnost jednat tak, aby neuvedli v omyl jiné účastníky trhu s elektřinou, pokud jde o jejich možnou záměnu s koncernově spjatými účastníky komoditního trhu s elektřinou.

Chce-li kterýkoliv z účastníků trhu s elektřinou využívat elektroenergetické infrastruktury, je nucen se podřídit určitým pravidlům, která stanovují samotní techničtí provozovatelé dotčené infrastruktury, ovšem se souhlasem Energetického regulačního úřadu. Obdobnou povinnost pak má i operátor trhu, který vydává své obchodní podmínky. Jejich zveřejňování je pak projevem transparentnosti a výrazem záruky nediskriminace subjektů přicházejících s požadavky na využití soustav. Soubory těchto podmínek se v elektroenergetice nazývají pravidla provozování přenosové soustavy, resp. pravidla provozování distribučních soustav a jejich základní konstrukční prvky jsou dány zbrusu novou zvláštní prováděcí **vyhláškou o obsahových náležitostech** takových pravidel (č. 401/2010 Sb.). Do těchto pravidel pak u technických provozovatelů zcela přirozeně zasahuje i problematika připojování, zejména nových zdrojů, ale i nových odběrných míst či distribučních soustav. Právě k jejímu zdárnějšímu uchopení slouží další prováděcí **vyhláška o podmínkách připojení k elektrizační soustavě** (č. 51/2006 Sb.).

Samotný trh s elektřinou je zásadně dělen na **stranu nabídky**, reprezentovanou **výrobci elektřiny a obchodníky s elektřinou**, a na **stranu poptávky**, kam v současnosti náleží svodná skupina **zákazníků** od velkoodběratelů až po domácnosti v pozici jediných účastníků trhu s elektřinou, kteří nejsou (a to zcela logicky) vybaveni licencí.

Co se týče nabídkové strany trhu, nikoliv zcela náhodou jednou z průběžných novel EZ bylo postavení výrobců elektřiny do značné míry zrovnoprávněno s postavením obchodníků s elektřinou. Oba držitelé licencí tak fakticky mohou provozovat na zisk orientované obchodování s vyrobenou, případně nakoupenou elektřinou. Postavení výrobců elektřiny je však na rozdíl od obchodníků s elektřinou poněkud složitější, protože i oni jsou do určité míry především **technickými provozovateli výroben elektřiny - elektráren**, které jsou elektricky propojeny s přenosovou či distribuční soustavou. Pro zdárné fungování tak provoz všech elektráren podléhá nejrůznějším omezením, která je činí součástí jednoho funkčního systému elektrizační soustavy počínaje technickými podmínkami připojení, rámcově upravenými v již zmíněné vyhlášce o připojení, a konče povinností výrobců řídit se pokyny dispečerského řízení provozovatele té soustavy, k níž jsou připojeni. Právě novela EZ č. 211/2011 Sb. s ohledem na rostoucí počet výstavby decentrálních zdrojů (především těch využívajících tzv. obnovitelné zdroje energie) počítala s tím, že všechny výrobní elektřiny, které nebyly vybaveny zařízením umožňujícím dispečerské řízení, toto dovybavení v zákonem určených dodatečných lhůtách provést tak, aby elektrizační soustava byla dispečersky řádně říditelná a trh v důsledku jemu nesprávně nastaveného technického rámce nekolaboval.

Jak již bylo vícekrát zmíněno, skupina výrobců elektřiny je v důsledku zákonné úpravy formálně strukturovaná a v některých oblastech provádí **vyčlenění určitých druhů zvýhodňovaných výrobců elektřiny zvláštní úpravě**. Primárně je důvodem takového zvláštního zacházení především s **výrobci z obnovitelných zdrojů energie („OZE“)**, případně s **výrobci elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla („KVET“)** režim finanční podpory takovýchto elektráren decentrální povahy, který do našeho právního řádu „propadl“ právě regulací výše popisovaným evropským právem. Všechny tyto provozně podporované zdroje jsou zahrnuty do právní úpravy svodného zákona o

podporovaných zdrojích energie (viz výklad níže). Zákon o podporovaných zdrojích energie („POZE“) upravuje spolu s EZ **tři základní formy podpory** těchto výroben elektřiny:

- zajištěním přednostního připojení těchto výroben k elektrizační soustavě,
- zajištěním přednostní dopravy jimi vyrobené elektřiny přenosovou, resp. distribučními soustavami,
- výplatou finančního příspěvku – dotace k aktuální ceně elektřiny, ať má podobu například zeleného bonusu.

Poslední dvě oblasti právní úpravy EZ, u kterých bychom se rádi krátce zastavili, je jednak **problematika smluv, resp. některé obsahové či formální náležitosti závazků** uzavíraných mezi jednotlivými účastníky trhu s elektřinou, a jednak **problematika neoprávněných odběrů** a souvisejícího protiprávního jednání. Pro tyto dvě oblasti společně platí, že jsou pouze jakousi komplementární oblastí k jiným, stěžejnějším částem českého právního řádu.

Pro smlouvy je v první řadě počínaje dnem 1. ledna 2014 určující nový soukromoprávní kodex – občanský zákoník, který vyniká obecností a komplexností své právní úpravy. EZ **v žádném případě neupravuje zvláštní typy smluv nad rámec občanského zákoníku**. Z tohoto důvodu také v § 96 výslovně na soukromoprávní kodex odkazuje. Smysl zákonné úpravy EZ tedy spočívá ve stanovení určitých zvláštních obsahových či formálních náležitostí některých závazků, které jsou charakterizovány určitým předmětem plnění. V zásadě EZ totiž ke každému tomuto závazku nevylučuje použití vícera možných smluvních typů upravených občanským zákoníkem. Mezi výslovně vyjmenovaná smluvní plnění pak EZ řadí především dodávku elektřiny (prostá i sdružená forma), poskytování služeb přepravních (o přenosu a o distribuci elektřiny, o přeshraničním přenosu elektřiny), dále závazky uzavírané s operátorem trhu a vcelku věcně samostatně rovněž závazek připojovací. I na tomto místě EZ přistupuje selektivně k rozsahu obsahových náležitostí závazků pro případ, kdy je jednou ze smluvních stran spotřebitel. EZ po vzoru evropského úsilí o ochranu (či spíše záchranu) zákazníka v poloze spotřebitele vypočítává prostředky smluvní ochrany, které musí poskytovatel příslušné služby zákazníkovi poskytnout.

Velmi mediálně vděčnou je konečně otázka **neoprávněných odběrů, neoprávněné dodávky, neoprávněného přenosu a neoprávněné distribuce elektřiny**. Všechny tyto nelegální aktivity jsou ze strany EZ vymezeny, následně zakázány a v konečném důsledku i sankcionovány. Způsob stanovení rozsahu náhrady škody při těchto neoprávněných činnostech, zvláště není-li instalováno měřicí zařízení, a odběr je tak nutno stanovit výpočtem, stanoví prováděcí vyhláška o měření, kterou již zmiňujeme výše v souvislosti s měřením.

O energetickém zákoně po jeho stručném obsahovém představení lze konstatovat, že v poslední době není zrovna stabilní právní normou, neboť byla po dobu své stávající životnosti již čtyřicetkrát novelizována. K tomu je ovšem třeba jedním dechem dodat, že většinou byly tyto novelizace důsledkem nadměrné regulační aktivity bruselských unijních institucí.

4.2 Zákon o podporovaných zdrojích energie

Pevná vazba českého právního rámce podpory využívání obnovitelných zdrojů energie **na evropskou unijní legislativu** a její průběžný vývoj je prakticky vidět jak na vyvíjejícím se znění zákona č. 180/2005 Sb., o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, v posledním znění (dále jen „ZOZE“), tak i na zákoně č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, v platném znění (dále jen „POZE“), který ZOZE nahradil.

Vývoj právního rámce podpory OZE je tedy zapříčiněn nejen legislativním vlivem Unie, ale i vnitrostátními důsledky neuspokojivé podoby ZOZE, který se v mnohém neosvědčil a v mnohém se i v době své platnosti přežil. Nevladatelná výstavba decentrálních zdrojů, především pak některých typů OZE (fotovoltaika, biomasa) postupně odhalila ekonomické slabiny systému náročné finanční podpory, ale i absentujícího obchodního modelu výkupu zdrojů, který by do podoby trhu s elektřinou vnesl **větší vliv ekonomických zákonitostí** jakožto přírodních zákonů, jež by alespoň do určité míry měly platit i pro regulovanou (podporovanou) výrobu ve zdrojích OZE, ale i v dalších podporovaných zdrojích decentrálního charakteru. Právě **ekonomika fungování tohoto systému** je předpokladem jeho **udržitelnosti do budoucna**.

Cílem POZE a jeho novelizací je dodržení unijních závazků České republiky, podpora využití OZE a zároveň udržení finanční zátěže státu i konzumentů elektřiny na udržitelné a ekonomicky rozumné úrovni. POZE implementuje do českého právního prostředí směrnici Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů a o změně a následném zrušení směrnic 2001/77/ES a 2003/30/ES (dále jen „směrnice 2009/28/ES“) a současně do značné míry reflektuje uplynulý právní a faktický vývoj ve vztahu k podpoře využívání OZE k výrobě elektřiny.

Zákonná úprava obsažená v **POZE se zabývá především podporou elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů energie, druhotných energetických zdrojů, vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla**, výkonem státní správy a právy a povinnostmi fyzických a právnických osob s tím spojenými. Vedle toho upravuje POZE i další související témata (např. národní akční plán pro obnovitelné zdroje, záruky a osvědčení původu, ale také odvod z elektřiny ze slunečního záření).

POZE ve svých základních zásadách právní úpravy směřujících k naplnění jeho účelu především zmiňuje, v zájmu ochrany klimatu a ochrany životního prostředí, potřebu podpořit využití OZE a zajistit trvalé zvyšování jejich podílu na spotřebě primárních energetických zdrojů. Dále však POZE hovoří i o zásadě udržitelnosti rozvoje společnosti a šetrného využívání přírodních zdrojů. Bouřlivý právní vývoj let minulých, který vedl k neúměrnému zatížení českého spotřebitele elektřiny, napomohl k výslovnému ukotvení zásady zohlednění zájmů zákazníků na minimalizaci dopadů podpory na ceny energií pro zákazníky v České republice. Interpretací těchto zásad lze dospět k závěru, že cílem právní úpravy je navýšení podílu výroby elektřiny z OZE s tím, že by tím však měla být zajištěna ochrana klimatu a životního prostředí jako celku a respektována zásada šetrnosti přístupu ke zdrojům a udržitelnosti rozvoje, ovšem při zohlednění ekonomické reality cenové dostupnosti elektřiny. POZE je tedy třeba vykládat jako předpis, který by měl podporovat výrobu elektřiny z OZE jen za takové situace, je-li to v souladu se všemi výše uvedenými zásadami.

Hlavním účelem POZE je podpora využití OZE, trvalé zvyšování podílu OZE na spotřebě primárních energetických zdrojů, podpora šetrného využívání přírodních zdrojů a vytvoření podmínek pro naplnění indikativního cíle 13 % podílu OZE na hrubé spotřebě elektřiny k roku 2020 (dle směrnice 2009/28/ES).

POZE je postaven na koncepčně zcela odlišném východisku než ZOZE. Podle směrnice 2009/28/ES zákonodárce zvolil přístup, že závazný národní cíl 13 % pro ČR implementoval do POZE, přičemž nad rámec této hodnoty již v souladu s textem směrnice 2009/28/ES nemusí být zařízení pro výrobu energie z OZE podporována. POZE také v souladu s evropskou politikou energetické efektivnosti podporuje pouze elektřinu vyrobenou ve výrobnách elektřiny využívající OZE, **které splňují minimální účinnost užití energie**. Tato minimální účinnost je stanovena v prováděcím právním předpise. Toto ustanovení klade důraz na to, aby nové výrobní elektřiny z OZE byly vybaveny dostatečně technicky účinnými a energeticky efektivními zařízeními.

Stejně jako v ZOZE je v **POZE stanovena povinnost** pro provozovatele přenosové soustavy a provozovatele distribučních soustav přednostně **připojit k elektrizační soustavě výroby OZE**, druhotných zdrojů a KVET. Tato povinnost přednostního připojení je však možná **pouze za předpokladu, že nedojde k narušení spolehlivosti a bezpečnosti provozu elektrizační soustavy**, naplní se opatření stanovená národním akčním plánem a splní se podmínky připojení a dopravy elektřiny stanovené v EZ.

POZE také ukotvuje ustanovení, které se týká vypracování, aktualizace a použití národního akčního plánu pro využití energie z OZE (dále jen „národní akční plán“). Tento samostatný právní instrument je velice úzce svázán s POZE a dá se považovat za jedno z nejprogresivnějších ustanovení celého POZE. Národní akční plán je základním stavebním kamenem pro fungování celého systému využití OZE. Za zpracování národního akčního plánu je primárně odpovědné MPO, které návrh národního akčního plánu vypracovalo již v červenci roku 2010. V srpnu téhož roku byl pak národní akční plán schválen vládou. Forma a struktura předloženého národního akčního plánu pro Českou republiku pro energii z OZE je závazně daná rozhodnutím Komise 2009/548/ES, kterým se stanoví **vzor pro národní akční plány** pro energii z obnovitelných zdrojů na základě směrnice 2009/28/ES. Národní akční plán by na základě návrhu zákona měl vycházet ze státní energetické koncepce (vypracované podle zákona o hospodaření energií) a měl by reflektovat postupné zvyšování energetické účinnosti a úspor energie. Dále by měl posuzovat nezbytnost budování nové energetické infrastruktury, které je rozhodná pro integraci OZE do elektrizačních soustav. Národní akční plán však není postaven pouze na možných nebo teoretických potenciálech jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů, ale snaží se spíše reflektovat aktuální situaci v České republice z hlediska ekonomického, ekologického a technického.

Zpracovaný **národní akční plán navrhuje cíl podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie ve výši 14 %**. Lehce tak překračuje hodnoty, které jsou pro Českou republiku závazně vymezené ve směrnici 2009/28/ES. Tyto hodnoty především vycházejí ze současných a připravovaných projektů a z očekávané reálné predikce budoucího vývoje dané statistickým sledováním trendů s případným zohledněním dotační politiky. V případě provozně nestálých slunečních a větrných elektráren je dále požadavek připravovaných projektů konfrontován s požadavky na bezpečnost a spolehlivost elektrizační soustavy.

Národní akční plán a jeho naplňování **MPO vyhodnocuje** nejméně jedenkrát za dva roky, o výsledcích informuje vládu a předkládá případné návrhy na aktualizaci. Na základě tohoto průběžného hodnocení a aktualizace je možné případně modifikovat také zmíněný cíl 14 % podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie s tím, že minimálním cílem samozřejmě zůstává hladina 13 % dle směrnice 2009/28/ES.

POZE stanoví dvě **formy podpory výroby elektřiny z OZE** (obdobně jako ZOZE). Jedná se o **zelené bonusy** a povinný výkup za **výkupní ceny**.

Obecně lze říci, že **POZE upřednostňuje podporu prostřednictvím zeleného bonusu**, kdy právo zvolit si podporu elektřiny formou výkupních cen má pouze výrobce elektřiny z OZE využívající energii vody, a to ve výrobně elektřiny o instalovaném výkonu do 10 MW včetně a ostatní výrobci elektřiny z OZE ve výrobně elektřiny o instalovaném výkonu do 100 kW včetně. V ostatních případech, včetně elektřiny vyrobené ve výrobně elektřiny s instalovaným výkonem do 100 kW společně z obnovitelných zdrojů a neobnovitelných zdrojů, má výrobce elektřiny z OZE právo pouze na podporu elektřiny formou zelených bonusů na elektřinu. Možnost změnit formu podpory je vždy k 1. lednu daného kalendářního roku.

Vzhledem k původní právní úpravě obsažené v ZOZE, je **POZE revoluční** v tom směru, že **nahrazuje obchodní model výkupu elektřiny z OZE** ze strany provozovatelů distribučních soustav, resp.

provozovatele přenosové soustavy, jako vykupujících, a problematiku obchodování s elektřinou tak logicky vrací do portfolia podnikání výrobců a obchodníků s elektřinou s tím, že nejméně predikovatelné zdroje mají mít výkup zajištěn ze strany povinně vykupujícího obchodníka.

Zelený bonus na elektřinu je stanoven v Kč/MWh, poskytován v ročním nebo hodinovém režimu a hradí ho výrobci OTE. Zelený bonus již není cenou, ale výplatou podpory, nevztahuje se na něj tedy režim DPH. Cenu silové elektřiny hradí stejně jako v minulosti zvolený obchodník s elektřinou (vykupující). V případě **výkupních cen** MPO stanoví **povinně vykupujícího**. Do doby než MPO rozhodne je povinně vykupujícím **dodavatel poslední instance** dle EZ. Elektřinu v režimu výkupních cen vykupuje povinně vykupující. Na rozdíl od zeleného bonusu je výkupní cena účtována včetně DPH a její výplatu provede sám povinně vykupující. Zákon výslovně stanoví, že není možné čerpat současně podporu formou zeleného bonusu i výkupních cen.

V rámci ustanovení POZE vymezujících základní parametry pro podporu elektřiny z OZE lze nalézt dvě specifická ustanovení, která odráží praktickou zkušenost s uplynulým vývojem.

V návaznosti na dramatický vývoj **v oblasti výroben využívajících sluneční záření** je podporována pouze elektřina vyrobená v jedné výrobně elektřiny do 30 kWp, která je umístěna na jedné střešní konstrukci nebo na obvodové zdi jedné budovy spojené se zemí pevným základem evidované v katastru nemovitostí. Z hlediska **dohledatelnosti vlastnické struktury** výroben elektřiny z OZE se pak podpora nevztahuje na elektřinu z OZE vyrobenou výrobcem, který, má-li formu akciové společnosti či právní formu obdobnou akciové společnosti, nemá vydány výlučně zaknihované akcie, popřípadě, který, je-li zahraniční osobou, nesplní další příslušné náležitosti dle POZE.

V souvislosti s podporou elektřiny z POZE vznikají značné finanční náklady, které **vyplácí příslušným výrobcům elektřiny OTE**. Tyto náklady jsou hrazeny z finančních prostředků, které jsou tvořeny tržbami z plateb složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny, dále tržbami z plateb za nesplnění minimální účinnosti užití energie při spalování hnědého uhlí podle zákona o hospodaření energií, dotacemi z prostředků státního rozpočtu a konečně výnosy z dražeb povolenek podle zákona o podmínkách obchodování s povolenkami na emise skleníkových plynů.

Kontrolu dodržování POZE (s výjimkou správy odvodu z elektřiny ze slunečního záření) provádí ERÚ.

4.3 Zákon o hospodaření energií

V této podkapitole se zaměříme na základní instrumenty třetího ze základních energetických zákonů, a to na **zákon č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií, v platném znění** (dále též „zákon o hospodaření energií“). Hlavním impulsem pro vydání tohoto zákona byla **nutnost implementovat řadu evropských směrnic Evropského parlamentu a Rady**, které mají primárně za cíl zvýšení hospodárnosti užití energie. Vzhledem k úzké provázanosti všech tří energetických zákonů je nutné vnímat tento zákon v úzké souvislosti s EZ a POZE. Rozsáhlé novely zákona o hospodaření energií a energetického zákona, obě z roku 2015, měly za cíl zejména implementovat do českého právního prostředí **směrnici 2012/27/EU o energetické účinnosti**.

Hlavním účelem zákona je **zvýšení energetické účinnosti při výrobě, přenosu, přepravě, distribuci, rozvodu i spotřebě energie** (včetně souvisejících činností). Zákon tak upravuje řadu opatření pro zvyšování hospodárnosti užití energie a povinnosti fyzických a právnických osob při nakládání s energií. Poměrně značný prostor zákon věnuje také koncepčním nástrojům v oblasti energetiky, zejména pravidlům pro tvorbu státní a územní energetické koncepce. Relativně samostatnou část

zákona pak tvoří různá opatření pro zvyšování hospodárnosti užití energie, která jsou zařazena do hlavy IV. zmíněného zákona. Zákon o hospodaření energií si tak klade poměrně ambiciózní cíl přispět k šetrnému využívání přírodních zdrojů a ochraně životního prostředí tím, že usiluje zejména o **zvyšování hospodárnosti užití energie**, o **konkurenceschopnost**, o **spolehlivost při zásobování energií** a přispívá též k **trvale udržitelnému rozvoji společnosti**.

Zákon se poměrně obsáhle věnuje problematice energetické účinnosti v budovách, která reflektuje požadavky Unie v oblasti energetické náročnosti budov. Stavebníkům i vlastníkům budov je dána řada povinností, které se týkají **plnění požadavků na energetickou náročnost budov**. Zákon zavádí **institut energetického průkazu budovy**, kterým stavebník, vlastník budovy nebo společenství vlastníků jednotek prokazuje stanovené požadavky a který musí být přiložen při dokazování dodržení obecných technických požadavků na výstavbu. Tento průkaz nesmí být starší než 10 let a je součástí dokumentace při výstavbě nových budov i při větších změnách budov již dokončených. Průkaz má grafickou i písemnou podobu a musí splňovat stanovené náležitosti dané jak zákonem, tak **vyhláškou č. 78/2013 Sb., o energetické náročnosti budov, v platném znění**. Vyhláška dále obsahuje i řadu porovnávacích ukazatelů, výpočtovou metodu stanovení energetické náročnosti budov a způsob využití již zpracovaných energetických auditů. Významnou povinnost zákon stanoví pro nové provozovatele budov využívaných pro účely školství, zdravotnictví, kultury, obchodu, sportu, ubytovacích a stravovacích služeb, zákaznických středisek odvětví vodního hospodářství, energetiky, dopravy a telekomunikací a veřejné správy o celkové podlahové ploše nad 1 000 m². Ti musí umístit průkaz (resp. grafickou podobu průkazu) na veřejně přístupném místě v budově.

Zákon o hospodaření energií se okrajově věnuje také kombinované výrobě elektřiny a tepla. Základní úprava podpory pro tento druh energie je v současné době upravena v POZE. V zákoně je zakotvena povinnost pro výrobce tepelné energie a elektřiny při výstavbě nových či změně již dokončených zdrojů energie provést tzv. energetický audit. Ten je vykonáván mimo jiné za účelem posouzení možnosti zavedení technologie kombinované výroby energie a tepla. Pokud se výrobce pro tuto variantu rozhodne, musí však bez výjimky dodržovat také pravidla pro navrhování zařízení a účinnost užití energie.

Zákon dále stanoví řadu **povinností při štítkování energetických spotřebičů** (opět z důvodu implementace relevantních evropských směrnic). Vymezuje povinnost pro výrobce nebo dovozce některých hromadně vyráběných energetických spotřebičů před uvedením na trh vybavit tyto spotřebiče energetickými štítky (a to pravdivě a v českém jazyce). Seznam těchto energetických spotřebičů stanoví **vyhláška č. 337/2011 Sb., která stanoví náležitosti označování výrobků spojených se spotřebou energie energetickými štítky a požadavky na ekodesign** (dle vyhlášky mezi tyto spotřebiče patří např. automatické pračky, elektrické chladničky a mrazničky, elektrické trouby, zdroje světla nebo klimatizační jednotky). Štítky by měly obsahovat zejména údaje o měrném ukazateli spotřeby energie spotřebiče, údaje o energetické účinnosti spotřebiče nebo údaje o možných negativních vlivech provozu a likvidace spotřebiče na životní prostředí a na zdraví osob.

Prodejci těchto vybraných energetických spotřebičů nesmí bez energetických štítků tyto spotřebiče nabízet k prodeji. K energetickým spotřebičům musí tuzemský výrobce nebo dovozce dále **zpracovat technickou dokumentaci**, která musí mimo jiného obsahovat všeobecnou charakteristiku výrobku a výsledky měření energetické spotřeby a účinnosti prováděných podle evropských norem. Pozitivním dopadem tohoto již poměrně zaběhlého systému štítkování energetických spotřebičů je, že se již příliš nevyskytují energetické spotřebiče nižších energetických tříd. Získání přesných, věcných a srovnatelných informací o specifické spotřebě energie výrobků spojených se spotřebou energie si bere za cíl ovlivnit konečného uživatele výrobku v tom smyslu, že při výběru dá přednost výrobkům s nižší spotřebou energie. Výrobci by tak měli být nuceni k opatřením ke snížení spotřeby energie a jiných hlavních zdrojů u výrobků, které vyrábějí.

Další oblastí, kterou zákon upravuje v důsledku implementace evropských direktiv, je tzv. **ekodesign energetických spotřebičů**. Ekodesign je postup, který se zabývá navrhováním (designem) výrobků tak, aby byly zohledněny i dopady těchto výrobků na životní prostředí. Hlavní cílem ekodesignu je tak **navrhnout výrobek s vlastnostmi a funkcemi příznivými z hlediska udržitelného rozvoje**. Ekodesign výrobků je tak jedním z důležitých faktorů strategie Unie pro integrovanou výrobovou politiku. Mohl by optimalizovat vliv výrobků na životní prostředí při současném zachování jejich funkčních vlastností. Zákon obsahuje klíčovou povinnost opatřit vybrané energetické spotřebiče před uvedením na trh nebo do provozu **označením CE** a dále vydat **prohlášení o shodě**, které deklaruje splnění požadavků na ekodesign stanovených prováděcími právními předpisy. Tato povinnost je stanovena nejen pro výrobce, ale také pro dovozce vybraných energetických spotřebičů. Aby úprava nebyla příliš rigidní, nevztahují se požadavky na ekodesign např. na energetické spotřebiče vystavené na veletrzích, výstavách nebo předváděcích akcích, pokud jsou opatřeny oznámením, že nesmějí být uváděny na trh nebo do provozu na území Unie. Požadavky na ekodesign výrobků spojených se spotřebou energie, včetně harmonogramu jejich uplatňování, stanoví přímo použitelné unijní předpisy.

Zákon o hospodaření energií je podle požadavků směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/125/ES o stanovení rámce pro určení požadavků na ekodesign výrobků spojených se spotřebou energie konstruován tak, aby u určených výrobků spojených se spotřebou energie došlo ke značnému zlepšení s cílem snížení dopadů na životní prostředí a dosažení úspor energie. Okruh výrobků, které splňují požadavky na ekodesign a nesou tak označení CE by již neměl zahrnovat pouze energetické spotřebiče, ale i řadu dalších výrobků, u kterých je spotřeba energie relevantní.

Zákon o hospodaření energií také nově obsahuje právní úpravu státní energetické inspekce („SEI“), která sem byla přesunuta z EZ. Příslušná ustanovení zákona vymezují organizaci a působnost tohoto státního úřadu ve vztahu ke zvyšování hospodárnosti užití energie. Jedná se o celou řadu ustanovení sloužících k výkonu účinného **dohledu nad naplňováním litery zákona o hospodaření energií prováděné ze strany SEI**. SEI je oprávněna ukládat nezbytná opatření včetně nařízení omezení nebo zákazu uvádění výrobku spojeného se spotřebou energie na trh nebo do provozu do doby, než jsou zajištěny všechny požadavky nebo nařízeno jeho stažení z trhu. Tyto aspekty jsou také zajištěny příslušnou úpravou sankčních ustanovení v textu zákona.

Zákon dále upravuje **institut energetického auditu** a reguluje postavení **energetického auditora**. Energetický audit je soubor činností, které provádí energetický auditor za účelem vypracování informačního dokumentu o stavu budovy, způsobu využívání energie a hospodaření s energií v budovách a energetickém hospodářství. Energetický audit současně zahrnuje návrh opatření, které je potřeba učinit k dosažení požadovaných energetických úspor. Podrobnější rámec pak obsahuje **vyhláška č. 480/2012 Sb., kterou se vydávají podrobnosti náležitostí energetického auditu a energetického posudku**. Energetický audit musí dle platné právní úpravy obsahovat zhodnocení současného stavu budovy a energetického hospodářství, výši technicky dosažitelných energetických úspor, návrhy variant energetických úspor a zdůvodnění doporučení dané varianty včetně ekonomického vyhodnocení, posouzení využití obnovitelných zdrojů energie pro předmět energetického auditu včetně ekonomického hodnocení a závěrečný posudek energetického auditora. Cílem energetického auditu je tak zhodnocení současného stavu a definování následných variant opatření k realizaci energetických úspor, a to jak **z hlediska energetického, ekonomického, tak environmentálního**.

Zpracovávat energetický audit či energetický posudek, vyhotovit průkaz energetické účinnosti, provádět kontrolu provozovaných kotlů a rozvodů tepelné energie, případně provádět kontroly klimatizačních systémů může pouze **energetický specialista**, což je fyzická osoba, která je držitelem oprávnění uděleného MPO. Předpokladem pro činnost energetického specialisty je úspěšné

složení odborné zkoušky, průběžné vzdělávání a případné přezkoušení. Nezbytný je také zápis do seznamu energetických specialistů, který vede MPO.

Již výše zmíněné koncepční nástroje upravuje zákon o hospodaření energií v hlavě druhé. Mezi nejdůležitější z těchto nástrojů patří bezesporu **státní energetická koncepce**, která je strategickým dokumentem pro celé území ČR s výhledem na 25 let, vyjadřující cíle státu v nakládání s energií v souladu se zásadami trvale udržitelného rozvoje, zajištěním bezpečnosti dodávek energie, konkurenceschopnosti hospodářství a sociální přijatelnosti pro obyvatelstvo. Naplňování státní energetické koncepce vyhodnocuje MPO nejméně jedenkrát za pět let a o výsledcích vyhodnocení informuje vládu. Vyhodnocení je podkladem pro případnou aktualizaci státní energetické koncepce. Státní energetická koncepce **definuje priority a cíle České republiky v energetickém sektoru a popisuje konkrétní realizační nástroje energetické politiky státu** včetně střednědobého výhledu do budoucnosti. Vzhledem k dynamickému vývoji na poli energetiky v poslední době se však ukazuje jako nezbytné energetickou koncepci pravidelně přepracovat. Poslední státní energetická koncepce byla schválena v roce 2015.

Význam státní energetické koncepce podtrhuje i institut **územní energetické koncepce**, která z ní vychází a obsahuje cíle a principy řešení energetického hospodářství na úrovni krajů a statutárních měst. Územní energetické koncepce se vytvářejí na období 25 let a měly by být se státní energetickou koncepcí v souladu. Územní energetická koncepce obsahuje mimo jiné rozbor trendů vývoje poptávky po energii, hodnocení využitelnosti OZE či posouzení vlivů na životní prostředí a je nadto závazným podkladem pro územní plánování.

Posledním z řady zákonných nástrojů je pak **státní program na podporu úspor energie a využití OZE**, který lze považovat za finančně motivovaný prvek podpory opatření ke zvyšování účinnosti užití energie, snižování energetické náročnosti a využití jejich obnovitelných a druhotných zdrojů v souladu se schválenou státní energetickou koncepcí a zásadami udržitelného rozvoje. Tento program zpracovává na období jednoho roku MPO v dohodě s ministerstvem životního prostředí a předkládá jej ke schválení vládě.

5 ÚČASTNÍCI TRHU S ELEKTŘINOU A JEJICH ROLE

Pavel Šolc

Základním modelem trhu s elektřinou je v ČR i v celé EU princip regulovaného přístupu k sítím (Regulated Third Party Access, rTPA), legislativně ukotvený Směrnicí pro vnitřní trh s elektřinou v EU č. 2009/72/ES. Tento základní princip je také rozpracován v navazující české legislativě, jejíž páteř tvoří energetický zákon a vyhláška o pravidlech trhu s elektřinou.

Z hlediska fyzické dodávky je elektřina od výrobce přepravována přes přenosovou síť (do které jsou připojeny velké elektrárny většinou nad 200 MW výkonu) a dále přes distribuční síť do zařízení spotřebitele.

Úkolem přenosové sítě je dálková přeprava elektřiny z míst výroby (v minulosti koncentrované do velkých elektráren v blízkosti dolů nebo na vodních dílech) do míst koncentrované spotřeby v průmyslových aglomeracích. Zajišťuje vícenásobné propojení těchto míst tak, aby výpadkem jednoho vedení nedošlo k přerušení dodávky do žádné oblasti. Přenosová síť má páteřní charakter a propojuje hlavní uzly území či státu. Do přenosové sítě jsou připojeny velké elektrárny a mohou být přímo připojeni i velmi velcí průmysloví odběratelé (např. velké ocelárny, či doly). Je to však spíše výjimkou. Přenosová soustava je propojena se sousedními přenosovými soustavami a je řízena jako jeden celek. Na úrovni přenosové soustavy je řízena rovnováha zdrojů a spotřeby a toky v sítích a zajišťována systémová frekvence a napětí v uzlech PS).

Distribuční soustava má obvykle paprskovitý charakter, vychází z míst napojení na přenosovou síť a jejím úkolem je rozvádět (distribuuovat) elektřinu z přenosové sítě ke spotřebitelům. Do distribuční sítě jsou připojeny i menší elektrárny. Na úrovni distribuční soustavy jsou řízeny toky v sítích a zajišťovány lokální parametry kvality (zejm. napětí).

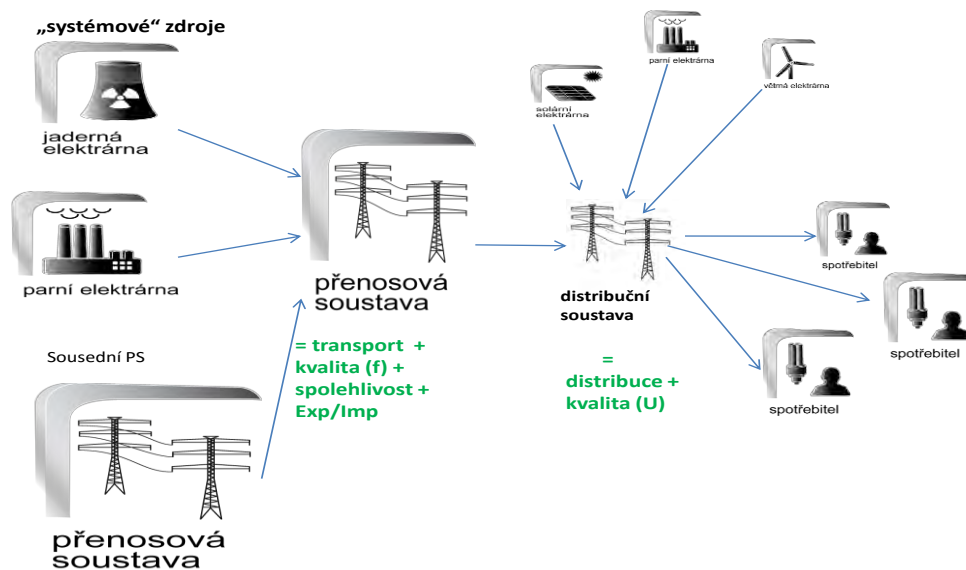
Fyzický tok elektřiny jednoduše znázorňuje obrázek 5.1.

Z hlediska obchodních vztahů jsou základními rolami výrobce a spotřebitel. Jako u všech druhů zboží vstupuje do hry jako zprostředkovatel obchodník (s elektřinou), jehož úkolem je koncentrovat poptávku od množství konečných spotřebitelů a nabídku od množství výrobců.

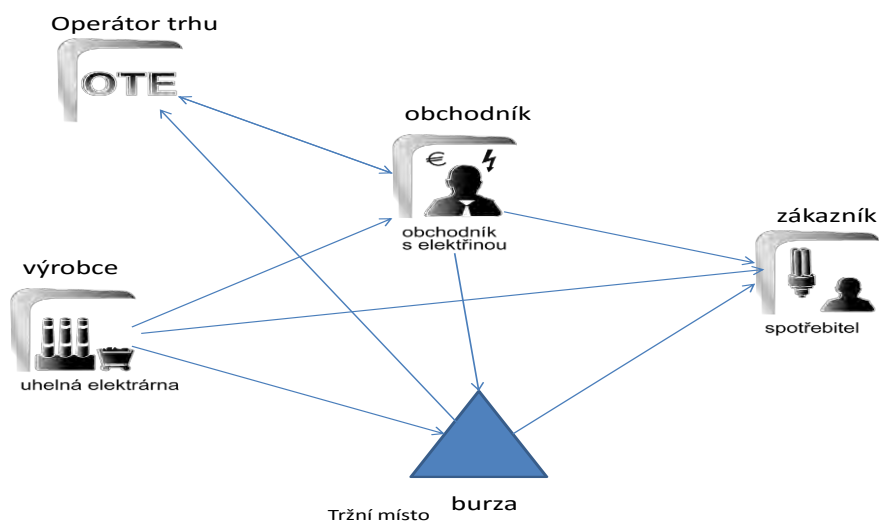
Přímý vztah mezi výrobcem a zákazníkem je samozřejmě možný, ale má smysl pouze pro dlouhodobé dodávky mezi větším výrobcem a velkým spotřebitelem a není příliš obvyklý. U velkých výrobců se vyplatí zřídit si specializovaný subjekt na obchodování s vlastní elektřinou spolu s ostatními obchodními operacemi na trhu. Obdobně u velkých spotřebitelů se často vytváří obchodní subjekt, který zajišťuje co nejefektivnější nákup a obvykle vystupuje aktivně v dalších transakcích na trhu.

Podobně jako u řady komodit existuje i tržní místo (burza) na kterém se střetává poptávka a nabídka a probíhají organizované obchody (viz kapitola 7).

Významnou úlohu hraje operátor trhu, který zajišťuje registraci účastníků trhu a zúčtování odchylek skutečné a sjednané dodávky (viz kapitola 11).



Obrázek 5.2: Základní role při obchodních vztazích v dodávce elektřiny



Na trhu s elektřinou založeném na principu TPA si zákazník (spotřebitel) sjednává dodávku elektřiny s dodavatelem (výrobce nebo obchodníkem). Zákazník má právo vybrat si svého dodavatele (případně více dodavatelů současně) ale stejně tak i dodavatel má právo vybrat si svého zákazníka. Dopravu elektřiny jim povinně zajišťuje provozovatel distribuční sítě (PDS) ke které je zákazník připojen a to za tarify stanovené regulátorem (ERÚ). Dopravu a připojení k síti si zákazník sjednává buď sám přímo s distributorem, nebo prostřednictvím obchodníka od kterého odebírá elektřinu. Provozovatel přenosové soustavy poskytuje své služby (tedy dálkovou přepravu elektřiny a systémové služby – viz kapitola 10) subjektům připojeným do jeho sítě, tedy velkým výrobcům a distributorům (resp. jejich prostřednictvím zákazníkům). Ceny samotné elektřiny jsou stanoveny dohodou mezi zákazníkem a dodavatelem, případně na organizovaném trhu transparentním výpočtem.

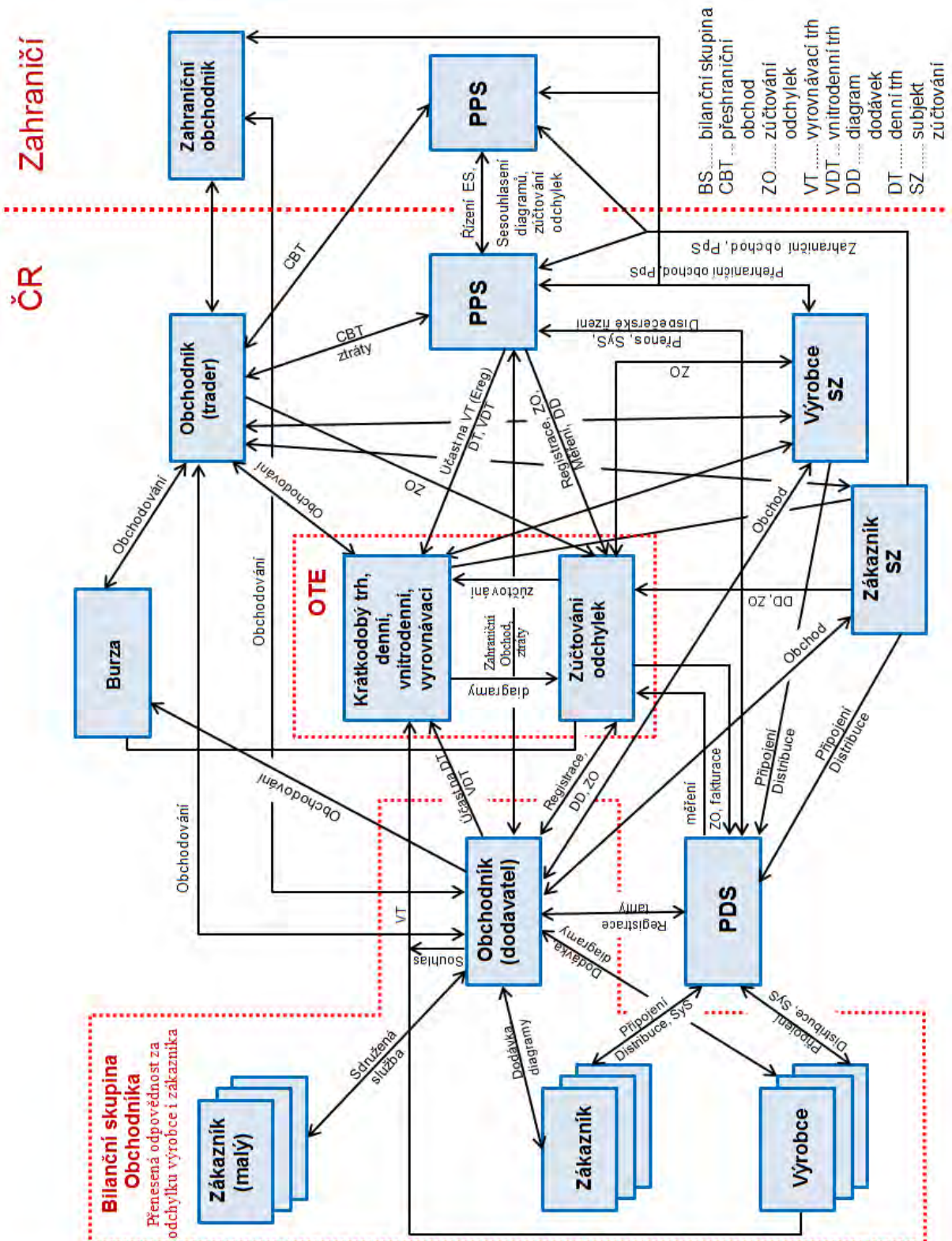
Výroba, obchod a dodávka elektřiny jsou plně tržními činnostmi, u kterých se cena tvoří na trhu, neboť existuje mnoho konkurentů jak mezi výrobci, tak mezi obchodníky a dodavateli. Jinak je tomu u provozovatelů sítí, kteří jsou vždy monopolními poskytovateli služeb a jejich ceny i podmínky dodávky služeb jsou státem regulovány. Hovoříme tedy o neregulované části trhu (výroba, obchod, dodávka) a o regulované části trhu (přenosové služby, distribuční služby a systémové služby zajišťující spolehlivost a rovnováhu výroby a spotřeby). Obchodníci se ještě dělí na ty, kteří dodávají konečným zákazníkům na tzv. maloobchodním trhu (dodavatel) a na čisté obchodníky (trader) kteří pouze obchodují s elektřinou velkoobchodně (viz kapitola 6).

Přehled o účastnících a jejich vazbách poskytuje obrázek 5.3.

Vazby jsou popsány i v následujícím výčtu s vyznačením těch, které jsou povinné k danému účastníkovi (**červeně**), a těch, které jsou dobrovolné (ostatní):

- **Zákazník – sdružená dodávka (DTTO výrobce)**
 - **Obchodník** (jen jeden) – smlouva o sdružené dodávce, vyřizuje distribuci s PDS, dopovídá za odchylky
 - **PDS** (jen v případě nových odběrů smlouva o připojení)
- **Zákazník (výrobce)**
 - **Obchodník** – dodávky elektřiny (může být i více obchodníků s tím, že jeden má odpovědnost za odchylku)
 - **PDS (PPS)** – připojení, distribuce (přenos), SyS
 - OTE – účast na vyrovnávacím trhu se souhlasem Obchodníka (dodavatele)
- **Zákazník (výrobce) SZ**
 - **PDS (PPS)** – připojení, distribuce (přenos), SyS
 - **OTE** – registrace, diagram dodávek, zúčtování odchylek
 - **Obchodník** (dodavatel i trader – může být více) – dodávka elektřiny (obchod)
 - OTE – obchodování na DT, VDT, VT
 - PPS – přeshraniční obchod
 - PPS – podpůrné služby (PpS)
 - PPS – dodávka elektřiny na ztráty (jen výrobce)
 - Burza – obchod s elektřinou
- **PDS**
 - PPS – přenos, SyS
 - OTE – měření, zúčtování odchylek, fakturace
 - Zákazník/výrobce – připojení do DS – připojení, distribuce, dispečerské řízení
 - Obchodník – dodávka na ztráty, registrace bilanční skupiny

Obrázek 5.3: Model rolí a vazeb na trhu s elektřinou



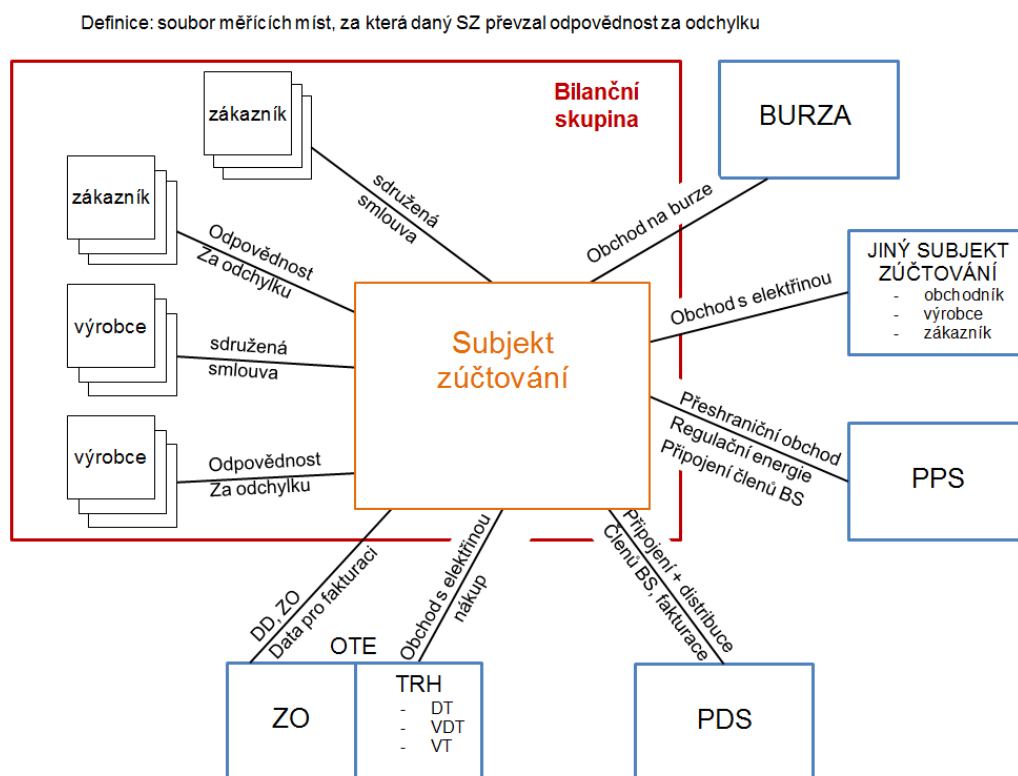
- **Obchodník (trader)**
 - **OTE** - zúčtování odchylek
 - OTE - obchodování na DT, VDT

- PPS – přeshraniční obchod, dodávka elektřiny na ztráty
- PDS – dodávka elektřiny na ztráty
- Obchodník (trader i dodavatel) – obchod s elektřinou
- Burza – obchodování na burze
- Výrobce SZ/zákazník SZ – dodávka elektřiny
- **PPS**
 - **Výrobce/zákazník** – připojení do PS – přenos, PpS, dispečerské řízení
 - **OTE** – registrace, zúčtování odchylek, měření, nákup na VT
 - **PDS** – připojení, přenos, SyS, dispečerské řízení
 - **PPS (zahraničí)** – koordinace sesouhlasení diagramů, zúčtování odchylek
 - Obchodník (trader, dodavatel) – přeshraniční přenos, nákup na ztráty
 - Výrobce/zákazník – PpS, přeshraniční přenos
 - Burza – nákup na ztráty
 - OTE – nákup na ztráty
- **OTE**
 - Burza
 - PPS
 - PDS
 - Výrobce (SZ), Zákazník (SZ)
 - Obchodník (dodavatel)
 - Obchodník (trader)

Úlohou dodavatele je koncentrovat rozptýlenou poptávku menších spotřebitelů. Protože každý z nich má jiný časový průběh odběru, může dodavatel spojením dílčích odběrových diagramů, které jsou často velice nerovnoměrné získat mnohem rovnoměrnější celkový diagram, na který se mu výhodněji nakupuje elektřina na trhu. Dodavatel spolu s dodávkou přebírá za zákazníka odpovědnost za odchylku a sám je registrován jako subjekt zúčtování (viz kapitoly 6 a 11).

Obchodník vytváří tzv. bilanční skupinu (skupina zákazníků resp. výrobců přenášející odpovědnost za odchylku na daného dodavatele a odebírající resp. dodávající od něj plně nebo částečně svojí elektřinu spolu s tímto dodavatelem-subjektem zúčtování), která funguje jako základní dodavatelská jednotka trhu s elektřinou a vstupuje na velkoobchodní trh. Součástí její role je zajistit co nepřesnější pokrytí sumárního diagramu a minimalizovat svojí odchylku. Její fungování je významné pro zajištění stability provozu trhu i dodávek elektřiny. Schematicky je znázorněna na obrázku 5.4.

Obrázek 5.4: Bilanční skupina



Podnikat v odvětví elektroenergetiky lze dle energetického zákona (pouze) na základě státního souhlasu, kterým je licence vydaná ERÚ. (EZ je tedy speciální zákon nadřazený v energetice obchodnímu zákoníku v případě, že stanovuje odchylnou úpravu od OZ). Licence se vydává pro tyto činnosti v elektroenergetice:

- výroba elektřiny (platnost nejméně na 25 let),
- přenos elektřiny (nejméně na 25 let),
- distribuce elektřiny (nejméně na 25 let),
- licence na činnosti operátora trhu (nejméně na 25 let),
- obchod s elektřinou (nejméně na 5 let).

Dodejme, že při splnění zákonem stanovených podmínek je licence nároková a mezi tyto podmínky patří zejména doložení věku 18 let, bezúhonnost a odborná způsobilost nebo ustanovení odpovědného zástupce definovaného v § 6 EZ. Významnou novinkou obsaženou v poslední novele EZ z roku 2011 je možnost uznání licence jako oprávnění k podnikání v ČR v případě získání oprávnění k podnikání pro obchod s elektřinou v jiném členském státě Evropské unie.

Podívejme se nyní na klíčové instituce a účastníky takto nastaveného trhu s elektřinou a jejich hlavní působnost nebo roli. Začneme institucemi zajišťujícími vůli státu.

Jedná se v první řadě o orgány státní správy v energetických odvětvích, zejména:

- Ministerstvo průmyslu a obchodu,
- Energetický regulační úřad,
- Státní energetická inspekce.

Ministerstvo průmyslu a obchodu zodpovídá za zpracování státní energetické koncepce. Je zodpovědné za fungování energetiky jako sektoru a z dlouhodobého hlediska zodpovídá za zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek elektřiny. V této souvislosti tedy v tržním prostředí zodpovídá za nastavení takových pravidel (zákonného rámce), aby na trhu byl dlouhodobě zajištěn dostatek zdrojů pokrývajících spotřebu i dostatek síťových kapacit a fungující tržní model. Protože energetika je sdílenou kompetencí, má odpovědnost za implementaci evropské legislativy do zákonů ČR. MPO předkládá návrhy základních legislativních norem v oblasti energetiky (zákony a vyhlášky). Dále MPO vydává státní autorizace na výstavbu výroben elektřiny podle podmínek uvedených v EZ. V případě očekávaného nedostatku zdrojů má oprávnění vypsat veřejný tendr na výstavbu nových zdrojů. Vůči Evropské komisi (dále EK) má MPO řadu informačních povinností, například o:

- opatřeních přijatých ke splnění dodávky poslední instance, ochrany zákazníků a ochrany životního prostředí a o jejich vlivu na hospodářskou soutěž,
- dovozech elektrické energie z hlediska fyzikálních toků,
- důvodech zamítnutí žádostí o udělení státní autorizace,
- schopnosti elektrizační soustavy zajišťovat dodávky pokrývající současnou a předpokládanou poptávku po elektřině,
- předpokládané rovnováze nabídky a poptávky během období příštích pěti let,
- investičních projektech do energetické infrastruktury.

Energetický regulační úřad představuje instituci, která plní řadu klíčových rolí pro fungování trhu (nejen) s elektřinou:

- Rozhoduje o udělení, změně nebo zrušení licence.
- Rozhoduje o uložení povinnosti dodávek nad rámec licence.
- Rozhoduje o regulaci cen dle cenového zákona.
- Rozhoduje spory mezi držiteli licencí vzájemně a řeší spory iniciované zákazníky (odběrateli elektřiny).
- Schvaluje Pravidla provozování přenosové soustavy a distribučních soustav i obchodní podmínky operátora trhu.
- Vydává prováděcí vyhlášky k energetickému zákonu, zejména pravidla trhu s elektřinou.
- Provádí kontrolu dodržování zákona a šetření hospodářské soutěže na trhu s elektřinou a plynem.
- Ukládá pokuty za porušení povinností dle energetického zákona.

Státní energetická inspekce je podřízeným orgánem Ministerstva, který vykonává kontrolu plnění zákona o podpoře obnovitelných zdrojů a zákona o hospodaření s energií. Má právo místních šetření a ukládání pokud za neplnění povinností ve správním řízení.

Subjektem zúčtování (úplný název zní subjekt zúčtování odchylek, SZ) je takový účastník trhu s elektřinou, který má právo přístupu k sítím a který zodpovídá za odchylky sjednané a naměřené energie v jednotlivých obchodních hodinách obchodního dne. Má právo přístupu na organizované trhy a k přeshraničním transakcím a k neomezeným transakcím s ostatními SZ (v rámci výše jeho

finančního zajištění u OTE). Subjektem zúčtování se stává uzavřením smlouvy o zúčtování odchylek s operátorem trhu, který pak na základě této smlouvy provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání jeho odchylek.

Registrovaný účastník trhu s elektřinou (RÚT) je účastníkem trhu s elektřinou, který má (pouze) právo přístupu k sítím a je registrován v IS OTE. Identifikován stejně jako SZ je exkluzivním registračním číslem, které přiděluje OTE.

Licencovanými účastníky trhu jsou operátor trhu, provozovatel přenosové soustavy, provozovatel distribuční soustavy, obchodník a výrobce.

Operátor trhu s elektřinou (OTE) je spolu s provozovatelem přenosové soustavy klíčovou „tržní institucí“ zajišťující fungování trhu. V řadě zemí dokonce jeho roli vykonává přímo provozovatel přenosové soustavy. Základní rolí operátora trhu je zajišťovat registraci účastníků trhu, registraci jejich obchodních diagramů a vyhodnocení a zúčtování odchylek velkoobchodních účastníků trhu, tedy subjektů zúčtování. Operátor trhu zajišťuje jednotnou identifikaci a registraci SZ i RÚT, registruje obchodní diagramy mezi SZ a provádí jejich agregaci v D – 1, dále provádí sběr měřených hodnot z přenosové a distribučních soustav a zpracování typových diagramů (TDD) v D + 1 (viz kapitola 16) a přijímá údaje o dodané regulační energii. Na základě toho pak provádí vyhodnocení a zúčtování odchylek (viz kapitola 11). Odpovídá za zpracování bilance nabídek a poptávek na dodávku a odběr elektřiny a její předání provozovateli přenosové soustavy a provozovatelům distribučních soustav. K zajištění výše uvedeného provozuje centrální datový sklad dodávek a odběrů elektřiny a díky tomu poskytuje účastníkům trhu podklady pro zúčtování a fakturaci dodávek a odběrů. V ČR je ze zákona i provozovatelem krátkodobého trhu s elektřinou (denní, vnitrodenní a vyrovnávací) a současně zpracovává dlouhodobé výhledy nabídky a poptávky po elektřině a poskytuje informace účastníkům trhu.

Provozovatel přenosové soustavy (PPS nebo též TSO) je jediným držitelem licence na přenos. Je zodpovědný za zajišťování spolehlivého provozování a rozvoje přenosové soustavy (napětová hladina 400 kV a 220 kV a vybraná vedení 110 kV), za zajišťování systémových služeb, za zajišťování přeshraničních přenosů a za koordinaci spolupráce se zahraničními přenosovými soustavami. Zodpovídá za řízení toků v přenosové soustavě a je provozovatelem centrálního energetického dispečinku, který je nadřazen v definovaných činnostech technickým dispečinkům distribučních soustav. Poskytuje služby připojení do přenosové soustavy a přenosu a systémové služby (viz kapitola 10). Jeho významnou rolí je zajištění plánování, přípravy provozu a spolehlivého provozu elektrizační soustavy v reálném čase. Zajišťuje obchodní měření na přeshraničních vedeních a v místech připojení výroben a distribučních soustav a předávání měřených dat operátorovi trhu. Dále zajišťuje dispečerské měření u velkých zdrojů a zdrojů poskytujících podpůrné služby. Organizuje trh s podpůrnými službami a zajišťuje vyrovnávání odchylek. Součástí jeho role je zajistit nediskriminační přístup k přenosové soustavě včetně přeshraničního obchodování. Zajišťuje spolu se sousedními TSO činnost společné aukční kanceláře, poskytuje účastníkům trhu mnoho provozních i tržních informací v rámci tzv. Market Transparency. Je povinně členem mezinárodní asociace provozovatelů soustav ENTSO-E.

Provozovatel distribuční soustavy (PDS) je držitelem licence na distribuci a navazuje na činnost PPS. Distribuční soustava je soubor zařízení pro rozvod elektřiny z přenosové soustavy nebo ze zdrojů zapojených přímo do ní spotřebitelům. Součástí distribuční soustavy jsou i její řídicí, ochranné, zabezpečovací a informační systémy. V podmínkách elektrizační soustavy ČR se jedná o zařízení s napětím 110 kV a nižším, paprskovitého charakteru. Provozovatel distribuční soustavy zajišťuje její spolehlivý provoz a dostatečný rozvoj, řídí toky v distribuční síti a provozuje technický dispečink, který řídí příslušnou distribuční soustavu a spolupracuje s dispečinkem pře-

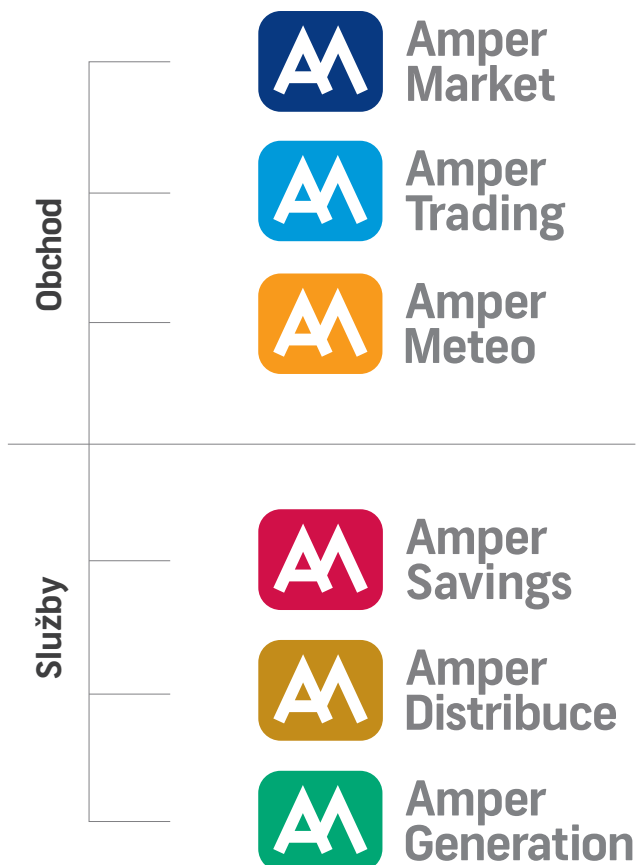
nosové soustavy. PDS poskytuje připojení do sítě a distribuci elektřiny, zajišťuje měření v distribuční soustavě a předávání dat operátorovi trhu. Spolupracuje s PPS na přípravě provozu (viz kapitola 9). Distribuční soustavy se dělí na velké regionální distribuční soustavy (připojené přímo do přenosové soustavy) a menší lokální (vnořené), které jsou připojeny do regionální distribuční soustavy.

Obchodníkem s elektřinou je fyzická či právnická osoba, která je držitelem licence na obchod s elektřinou a nakupuje elektřinu za účelem jejího prodeje. Má právo na přístup k síti a na dopravu elektřiny, na přístup na trh za stanovených podmínek, na nákup a prodej elektřiny a na získávání informací. Má ovšem i řadu povinností, a to zejména vůči OTE (registrace, zúčtování, předávání dat), ale i vůči provozovatelům soustav (informace pro přípravu provozu, pokyny technických dispečinků apod.). Pokud dodává elektřinu i konečným zákazníkům (obchodník typu „dodavatel“), má i řadu povinností vůči těmto konečným zákazníkům.

Výrobce je držitelem licence na výrobu. Tu vydává ERÚ na konkrétní výrobní zařízení po jeho kolidaci a připojení do sítě, a to na dobu životnosti zařízení (případně na dobu pronájmu, nejdelší o vlastní zařízení). Výrobce má právo na připojení do sítě a přepravu elektřiny, prodávat svojí elektřinu a při splnění technických podmínek dodávat provozovateli přenosové soustavy podpůrné služby. Výčet jeho povinností je poměrně široký, a to zejména vůči provozovateli soustavy, do které je připojen (podmínky připojení a technické podmínky výroby, předávání dat pro přípravu provozu, podřízenost technickému dispečinku) a vůči operátorovi trhu (předávání dat). Výstavba nové výrobní podléhá státnímu souhlasu (autorizaci), kterou vydává Ministerstvo a je podmínkou pro vydání územního rozhodnutí.

Některé role účastníků trhu lze kumulovat, a tak např. výrobce může být jak RÚT, tak plnohodnotný obchodník s platnou licencí a registrací jako SZ (pokud obchoduje i s jinou elektřinou než vyrobenou ve vlastní výrobě). Naopak slučování některých rolí zákon zakazuje, a tak např. společnost ČEPS jako jediná má oprávnění k zajišťování obchodu se systémovými a podpůrnými službami, ovšem naopak se nesmí účastnit jiných obchodních činností s výjimkou činností stanovených EZ a tudíž nesmí být držitelem jiné licence.

Komplexní nabídka pro decentralizovanou energetiku



6 ORGANIZACE OBCHODU S ELEKTŘINOU

Jiří Michalík

6.1 Velkoobchod obecně

Velkoobchod je obchod prováděný ve velkém či větším měřítku a za účelem zabezpečení dalších obchodních transakcí mezi jednotlivými podnikatelskými subjekty na trhu (Business to Business, B2B), tzn. není primárně určen pro koncového spotřebitele. Může jít o obchod mezi výrobcí a dalšími obchodníky nebo o obchod mezi obchodníky samotnými. Jedná se tedy v převážné míře o obchod, kdy se role prodávajícího a kupujícího může velmi často měnit. V praxi to znamená, že každý z účastníků trhu se snaží mít maximální počet partnerů, aby mohl co nejlépe své obchodní portfolio optimalizovat. Velkoobchodní ceny nejsou regulovány, jsou zpravidla nižší než ceny maloobchodní a mění se v reálném čase. Pod pojmem „zpravidla“ se rozumí podmínky trhu, který funguje mimo období recese a není deformován formou jakýchkoliv dotací.

Od maloobchodu se velkoobchod liší nejen povahou samotné transakce, ale i délkou dodávek, skladbou ceny a vyúčtováním dodávek. Velkoobchody s elektřinou jsou postaveny na pravidle „take or pay“, které znamená, že obě strany jsou povinny zaplatit za všechny dodávky, a to i v případě, že nedojde k jejich faktické realizaci.

Typický velkoobchod je poté realizován v podobě smlouvy, ve které má své závazky nejen dodavatel, ale i jeho odběratel, který se dopředu zavazuje k převzetí určitého objemu elektřiny v určitém termínu a k uhrazení této dodávky. Tento závazek je zpravidla ručen sjednanou formou záruk.

V energetické hantýrce je tento typ obchodu zpravidla označován jako „wholesale nebo trading“, v rámci kapitoly velkoobchodní trh dále jen **VOT**.

6.2 Maloobchod obecně

Pokud se veřejně diskutuje o trhu s elektřinou, zpravidla se jedná o diskusi k této oblasti trhu, týkající se dodávek konečným spotřebitelům a zejména pak domácnostem.

Maloobchod je obchod prováděný za účelem zabezpečení spotřeby koncového spotřebitele. Může jít o obchod mezi výrobcí a koncovými spotřebiteli, obchodníky a koncovými spotřebiteli nebo dvěma obchodníky, z nichž jeden se zaměřuje na dodávky koncovým spotřebitelům³. V tomto případě se role prodávajícího a kupujícího zpravidla nemění, výjimku tvoří optimalizace odběrového diagramu formou zpětného odkupu a možnost poskytování regulace, jinak řečeno kupující má

³ Vztah mezi obchodníky v režimu přenesení odpovědnosti za odchylku

zpravidla jediného partnera na úrovni velkoobchodu, jehož souhlasu podléhají i výše uvedené výjimky. Skladba celkové ceny maloobchodních dodávek se od velkoobchodních cen zásadně liší a zahrnuje jak neregulované, tak státem regulované položky a ekologickou daň. Ceny jsou zpravidla stanoveny na období jeden rok, jak je rovněž zpravidla stanovena i délka období dodávek. Státem regulované ceny související s dodávkou elektřiny upravuje ERÚ prostřednictvím cenových rozhodnutí vydávaných každoročně zpravidla v listopadu.

V energetické hantýrce je tento typ obchodu zpravidla označován jako „retail nebo prodej“, v rámci kapitoly maloobchodní trh dále jen **MOT**.

6.3 Podmínky přístupu na trh

Ačkoliv definici samotného trhu jako takového budete hledat jak v evropské, tak české legislativě jen velmi těžko, podmínky přístupu na trh, podmínky podnikání a role jednotlivých subjektů působících na trhu jsou v České republice vymezeny velice přesně. Je nepochybné, že k preciznímu zpracování napomohli nejen samotní proaktivní účastníci trhu, ale i praxe otevírání trhu, neboť jedna z prvních licencí na obchod s elektřinou byla udělena osobě s původní profesí „řezník“. Je potřeba si této profese vážít, ale každému musí být jasné, jakou reakci tato informace o udělení licenci vyvolala u doposud ortodoxních energetiků, jaké panovaly obavy ze zborcení trhu z důvodu působení „garážových firem“.

Základ, vymezující podmínky přístupu na trh, tvoří zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) ve znění pozdějších předpisů, který přímo upravuje podmínky podnikání, výkonu státní správy a regulaci v energetických odvětvích, kterými jsou elektroenergetika, plynárenství a teplárenství, jakož i práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojené.

Podmínky organice trhu jako takového jsou pak vymezeny zejména vyhláškou Energetického regulačního úřadu č. 541/2005 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona, která stanoví:

- podmínky přístupu k přenosové soustavě a k distribučním soustavám, rozsah zveřejňovaných informací pro umožnění přístupu k přenosové a k distribuční soustavě a způsoby řešení nedostatku kapacit v elektrizační soustavě,
- termíny pro předkládání žádostí o uzavření smluv na trhu s elektřinou a termíny uzavírání smluv a jejich registrace u operátora trhu,
- postupy a podmínky pro přenesení a převzetí odpovědnosti za odchylku,
- rozsah a termíny předávání údajů pro vyhodnocování odchylek a vyúčtování dodávek elektřiny a ostatních služeb, postupy pro vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek, včetně zúčtování a vypořádání regulační energie ve stavu nouze a při předcházení stavu nouze,
- postupy pro obstarávání regulační energie a způsoby zúčtování regulační energie,
- organizaci krátkodobého trhu s elektřinou a vyrovnávacího trhu a způsoby jejich vypořádání,
- pravidla tvorby, přiřazení a užití typových diagramů dodávek elektřiny,

- termíny a postup při výběru dodavatele elektřiny,
- postup při přerušení, omezení a obnovení dodávky elektřiny při neoprávněném odběru, neoprávněné distribuci a neoprávněném přenosu,
- postup při zajištění dodávky elektřiny dodavatelem poslední instance.

Tato pravidla jsou dále upřesněna dalšími právními akty, jako je Společné stanovisko Energetického regulačního úřadu a Státní energetické inspekce k ustanovení § 3 odst. (3) zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů (po zapracování změn vyplývajících ze zákona č. 670/2004 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb.), upřesňující část, která se týká činnosti, kdy odběratel poskytuje odebranou elektřinu jiné fyzické či právnické osobě prostřednictvím vlastního nebo jím provozovaného odběrného zařízení.

Podrobný přehled právních předpisů České republiky pro energetická odvětví je velmi dobře a přehledně uveden na webových stránkách regulačního úřadu. Praktický přehled postupu liberalizace trhů s elektřinou České republiky, Polska a Slovenska, zpracovaný na základě veřejně dostupných údajů ke konci roku 2010, nepřímo potvrzující podmínky přístupu na trh, je uveden v tabulce 6.1.

Tabulka 6.1

	Česká republika	Polsko	Slovensko
Celkový instalovaný výkon zdrojů	18 325 MW	35 594 MW	7 101 MW
Celková výroba elektrické energie v roce 2009	75 990 GWh	150 913 GWh	26 074 GWh
Celková spotřeba elektrické energie v roce 2009	68 606 GWh	148 718 GWh	27 386 GWh
Saldo zahraniční výměny v roce 2009	-13 644 GWh (převaha exportu)	-2 195 GWh (převaha exportu)	1 312 GWh (převaha importu)
Počet obyvatel v roce 2009	10 506 800	38 167 329	5 396 168
Energetický zákon vydán v roce	2000	1997	2004
Otevření trhu v roce	2002	2007	2005
Plně otevřený trh od roku	2006	V 2010 roce je trh otevřen z 80 %, stále je dotována skupina domácností	2007
Počet licencí na obchod s elektřinou	312	317	361
Počet klientů, kteří změnili svého dodavatele elektrické energie	V první polovině roku 2010 změnilo dodavatele elektrické energie více jak 105 812 odběratelů, dvakrát více než v tom samém období minulého roku, do konce září 2010 počet vzrostl na 165 009 odběratelů (z toho 53 tisíc právních subjektů)	V roce 2009 změnilo dodavatele elektrické energie 2 599 odběratelů, v první polovině 2010 roku změnilo dodavatele elektrické energie 5 932 odběratelů	V roce 2009 změnilo dodavatele elektrické energie 10 700 odběratelů, z toho 7 700 domácností

Na počátku roku 2011 jen počet domácností, které změnilly svého dodavatele v České republice, vzrostl na 249 181. Počet změn obchodníků s elektřinou dále postupně narůstal. Svého vrcholu dosáhl v roce 2012, kdy dodavatele elektřiny změnilo 382 354 domácností. Od té doby ale počty změn dodavatelů opět klesají a ani rok 2015 pravděpodobně nepřinese změnu. Od ledna do června tohoto roku přešlo k novému dodavateli elektřiny pouze 101 276 odběratelů.

6.3.1 Registrace účastníků trhu

To, že má někdo doma elektroměr, ještě neznamená, že je účastníkem trhu. Účastníkem trhu se stává fyzická nebo právnická osoba odebírající elektřinu až v okamžiku, kdy se rozhodne vzít svůj osud do svých rukou, využít svá zákonná práva a změnit svého dodavatele nebo začít podnikat v energetice. S ohledem na skutečnost, že je v České republice uplatněn centralizovaný model regulovaného přístupu k sítím, jsou ve smyslu energetického zákona povinni se zaregistrovat u operátora trhu všichni:

- držitelé licence na obchod s elektřinou,
- držitelé licence na distribuci elektřiny,
- držitel licence na přenos elektřiny,
- držitelé licence na výrobu elektřiny,
- oprávnění zákazníci, kteří mění poprvé svého dodavatele elektřiny.

Obecně se registrovaným účastníkem trhu (dále jen RÚT) stává každá fyzická nebo právnická osoba (účastník trhu s elektřinou), která je registrována v systému operátora trhu (tzn. má zaveden kmenový záznam v CS OTE), je mu operátorem trhu přiděleno registrační číslo (ID RÚT) a kód EAN (třináctimístný).

Postup registrace účastníka trhu s elektřinou do systému operátora trhu (CS OTE) vyplývá ze zákona, tj. bez potřeby smluvního vztahu s operátorem trhu, je poměrně jednoduchý a v případě konečných spotřebitelů je zpravidla zajišťován dodavatelem. Tento se provádí ve dvou krocích:

1. Je vyplněn elektronický registrační formulář.
2. Po oznámení přiděleného registračního čísla prostřednictvím elektronické pošty jsou účastníkem trhu odeslány operátorovi trhu v listinné podobě následující dokumenty:
 - a. potvrzený vyplněný registrační formulář,
 - b. ověřená kopie výpisu z obchodního rejstříku (nebo živnostenského listu),
 - c. ověřené kopie přidělených licencí.

Tím je registrace účastníka trhu u operátora trhu dokončena. Podrobnosti jsou uvedeny na webových stránkách operátora trhu.

6.3.2 Odpovědnost za odchylku

S ohledem na specifický charakter elektrické energie jako produktu je dalším krokem nového účastníka trhu volba režimu odpovědnosti za odchylku, na základě kterého jsou následně uzavírány a zúčtovány konkrétní smlouvy o dodávkách elektrické energie. Jedná se tyto dva základní režimy odpovědnosti:

- režim vlastní odpovědnosti za odchylku,
- režim přenesené odpovědnosti za odchylku.

Právě režim odpovědnosti za odchylku je jedním z rozhodujících znaků umožňujících rozlišení, zda realizované obchodní transakce jsou realizovány na VOT a MOT. V případě, že účastník trhu s elektřinou nezvolí žádný z režimů odpovědnosti za odchylku, je jeho odchylka posuzována jako neoprávněný odběr elektřiny z elektrizační soustavy nebo jako neoprávněná dodávka elektřiny do elektrizační soustavy⁴ a podléhá odpovídajícímu postihu.

Odpovědnost za odchylku se vztahuje ke každému jednotlivému odběrnému místu zákazníka nebo souhrnu předávacích míst každé jednotlivé výroby elektřiny nebo souhrnu předávacích míst za každé jednotlivé vymezené území provozovatele distribuční soustavy a lze ji přenést vždy pouze na jeden subjekt, který má vlastní odpovědnost za odchylku (subjekt zúčtování).

Na žádost účastníka trhu s elektřinou zaregistruje provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy místo připojení jeho zařízení k přenosové nebo distribuční soustavě, ve kterém je uskutečňována dodávka i odběr, jako dvě výrobní předávací místa, zvláště za dodávku elektřiny a zvláště za odběr elektřiny. Odpovědnost za takto zaregistrovaná předávací místa lze přenést na dva různé subjekty zúčtování, přičemž za jedno předávací místo jsou předávány skutečné hodnoty dodávek elektřiny a za druhé předávací místo jsou předávány skutečné hodnoty odběrů elektřiny.

6.3.3 Velkoobchodní trh (VOT)

Všechny subjekty působící na VOT jsou subjekty zúčtování a uzavírají mezi sebou smluvní vztahy v režimu vlastní odpovědnosti za odchylku⁵, tzn. mají s operátorem trhu uzavřenu smlouvu o zúčtování. Součástí předmětu smlouvy o zúčtování není zajištění přenosu, distribuce, systémových služeb a ani přenesení odpovědnosti za odchylku. Součástí předmětu smlouvy je však finanční zajištění všech operací subjektu zúčtování, neboť ten je plně odpovědný za dodržení svého nasmouvaného salda dodávky a odběru, které registruje v centralizovaném systému operátora trhu (CS OTE).

Základními předpoklady k zahájení jednání s operátorem trhu o uzavření Smlouvy o zúčtování odchylek s budoucím subjektem zúčtování (dále jen SZ) jsou:

- zápis společnosti, případně její organizační složky, v obchodním rejstříku,
- platná licence na obchod s elektřinou, udělená Energetickým regulačním úřadem,

⁴ Vyhláška č. 541/2005 Sb., §8, odst. (2)

⁵ Vyhláška č. 541/2005 Sb., §7, odst. (1), písm. a) odrážka 1.

- založený bankovní účet v bance v České republice nebo v pobočce zahraniční banky na území ČR (pro zúčtování denního trhu s elektřinou v EUR pouze u Komerční banky),
- zpracování a předání kompletních podkladů pro vyhotovení smlouvy.

Na základě předaných podkladů pro vyhotovení smlouvy OTE přidělí osobám budoucího SZ, které budou oprávněny přistupovat za daného SZ do CS OTE, podle údajů v předaných formulářích registrační čísla (ID USER), která sdělí účastníkovi trhu-budoucímu SZ, a současně vystaví fakturu na uhrazení registračního poplatku.

Budoucí SZ si po přidělení ID RÚT, uhrazení registračního poplatku a po oznámení přidělených ID USER zajistí pro své oprávněné osoby zabezpečený přístup do produkčního, případně i do testovacího systému OTE. Přístupové prvky lze zajistit u interní certifikační autority OTECA (Logica Czech Republic) nebo u veřejné certifikační autority – společnosti První certifikační autorita (I. CA) nebo Česká pošta (Post Signum).

Po připsání poplatku za registraci SZ na účet OTE připraví OTE čistopis smlouvy a odešle jej ve formátu PDF na emailovou adresu uvedenou v požadavku na uzavření smlouvy. Současně s registrací a přípravou smlouvy probíhá projednání formy a výše finančního zajištění odpovídající předpokládanému charakteru a rozsahu obchodů budoucího SZ. Smlouva o zúčtování odchylek nabývá platnosti dnem podpisu a účinnosti po splnění podmínek finančního zajištění (finanční zajištění, včetně kauce, inkasní příkazy ve prospěch OTE). V CS OTE je nový SZ aktivován nejpozději k prvnímu dni měsíce následujícího po nabytí účinnosti smlouvy, což je pro SZ i termín možnosti zahájení aktivního obchodování.

Odpovědnost za své podnikání a finanční náročnost zabezpečení svého podnikání se projevuje jednoznačným způsobem – v současnosti je možno si na webu OTE stáhnout excelový soubor, kde je uvedeno ID RÚT s pořadovým číslem 31822.

K 30. 9. 2015 bylo ale ERÚ vydáno jen 380 platných licencí pro obchod s elektřinou. Z toho je:

- jen 107 obchodníků subjektem zúčtování,
- jen 104 obchodníků se účastní krátkodobých trhů s elektřinou organizovaných OTE,
- jen 30 obchodníků, kteří se účastní obchodování na POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a. s. (PXE) v České republice s produkty s fyzickým vypořádáním.

6.3.4 Maloobchodní trh (MOT)

Mimo smlouvu o dodávce elektřiny mezi SZ jsou v souladu s pravidly trhu⁶ všechny ostatní smlouvy smlouvami, jejichž součástí je přenesení odpovědnosti za odchylku, což prakticky znamená, že subjekty působící na MOT jsou RÚT, ale pouze jeden z nich, a to ten, který je pojítkem na VOT, je subjektem zúčtování. Všichni ostatní jsou vůči svému nejbližšímu obchodnímu partnerovi v režimu přenesené odpovědnosti za odchylku. Účastníci MOT mohou změnit svého odběratele či dodavatele pouze v zákonem stanovených termínech a vyhodnocení a zúčtování odchylek je realizováno na základě smluvních ujednání mezi smluvními stranami. U operátora trhu je však v řetězci RÚT jednoznačně přiřazen účastník VOT, vůči němuž jsou odchylky vyhodnocovány.

⁶ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 7, odst. 1, písm. a), odrážky 2 až 4

Pravidla trhu rozeznávají tyto základní typy smluv s přenesením odpovědnosti za odchylku:

- a. smlouva o dodávce elektřiny s **převzetím závazku dodat** elektřinu do elektrizační soustavy,
- b. smlouva o dodávce elektřiny s **převzetím závazku odebrat** elektřinu z elektrizační soustavy,
- c. smlouva o **dodávce elektřiny dodavatelem poslední instance**.

Při sjednávání všech výše uvedených smluv jsou účastníci trhu s elektřinou povinni uvést výčet OPM, pro která smluvní strany danou smlouvu uzavírají.

Zvláštním případem, který se v praxi využívá již velmi zřídka, je smlouva o **dodávce elektřiny podle pevného diagramu**⁷. Podmínkou pro uzavření tohoto typu smlouvy je vybavení OPM měřením typu A nebo B; součástí předmětu této smlouvy není přímý závazek k převzetí odpovědnosti za odchylku. Tato smlouva fakticky umožňuje, aby jeden RÚT měl jako partnera více SZ, avšak za podmínky, že hlavní partner (hlavní SZ), který je nositelem odpovědnosti za odchylku, souhlasí se vztahem RÚT s ostatními SZ a souhlasí dodávkami na bázi pevného diagramu (tj. dodávka bez odchylky). Historicky byl tento typ smlouvy využíván především některými teplárenskými společnostmi, které samy vystupovaly pouze jako RÚT, ale měly zájem o realizaci dodávek více obchodníkům.

Naopak velmi častým případem v praxi jsou **smlouvy o sdružených službách**⁸ dodávek elektřiny. Jedná se o typickou smlouvu zejména u dodávek elektřiny pro domácnosti. Předmětem smlouvy je dodávka elektřiny s převzetím odpovědnosti za odchylku včetně zajištění přenosu, distribuce a systémových služeb, které pro konečného spotřebitele zprostředkovává obchodník u místně příslušného distributora. Smlouva o sdružených službách dodávek elektřiny musí dále obsahovat obdobné podstatné náležitosti jako smlouva o dodávce elektřiny s konečným spotřebitelem.

MOT je doménou dodávek konečným odběratelům. Počet změn dodavatele (smlouvy ad b) a c) výše) je o několik řádů vyšší, nežli je počet změn odběratelů energie (smlouvy ad a) výše). Důtkneme-li se pak současného fenoménu „nezávislých alternativních dodavatelů energie“, všichni do jednoho bez výjimky začínali jako obchodníci – subjekty přenášející svou odpovědnost za odchylku na vybraný subjekt zúčtování. Důvod je velmi prostý – RÚT není povinen složit u operátora trhu finanční zajištění svých dodávek, které se pohybuje v řádu i několika desítek milionů korun, ale způsob zajištění dodávek je předmětem smlouvy mezi ním a zvoleným SZ. Velmi často je diskutována i otázka, zda je vztah dvou obchodníků (jeden SZ a druhý RÚT) vztahem MOT nebo VOT, zvláště má-li jeden obchodník (RÚT) více dodavatelů (SZ) a je schopen to doložit smlouvami.

Jednoznačně se jedná o vztah MOT. Rozhodující není velikost odběru, jak již bylo uvedeno výše, ale přiřazení odpovědnosti za odchylku. Tato odpovědnost se vztahuje nikoliv k RÚT, ale ke každému jednotlivému OPM, ke kterému může být přiřazený pouze jediný SZ. Proto může mít jeden obchodník (RÚT) více dodavatelů (SZ), kteří odpovídají za zúčtování dodávek pro vybranou množinu OPM v rámci celkového portfolia obchodníka (RÚT).

Samotná změna dodavatele v režimu přenesené odpovědnosti za odchylku není komplikovanou záležitostí. Celý postup je jednoznačně uveden v pravidlech trhu⁹ a nový dodavatel je povinen

⁷ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 7, odst. 1, písm. a), odrážka 5

⁸ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 7, odst. 1, písm. d) a dále pak zákon č. 458/2000 Sb., § 50

⁹ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 30

u operátora trhu podat žádost nejpozději 10 dnů před datem účinnosti změny. Žádost musí obsahovat:

- identifikační a registrační číslo nového dodavatele,
- typ smlouvy, jejímž předmětem má být dodávka elektřiny, datum účinnosti změny dodavatele a dobu trvání smlouvy,
- závazek dodavatele o převzetí odpovědnosti za odchylku účastníka trhu s elektřinou nebo souhlas subjektu zúčtování, který odpovídá za odchylku za odběrná místa, pro která bude dodávka uskutečněna,
- výčet a identifikace odběrných nebo předávacích míst.

Změna dodavatele se považuje za uskutečněnou k první obchodní hodině data účinnosti změny dodavatele, kdy k tomuto datu operátor trhu zruší všechna jednotlivá přiřazení odběrného nebo předávacího místa těm dodavatelům, jejichž období dodávky jsou přiřazením odběrného nebo předávacího místa novému dodavateli dotčena. Jen pro srovnání, v Polsku a na Slovensku je lhůta pro změnu dodavatele cca čtyřikrát delší než v České republice.

6.3.5 Orientační srovnání VOT a MOT z hlediska nejčastějších obchodních vztahů

	Velkoobchodní trh s elektřinou	Maloobchodní trh s elektřinou
Vztah k operátorovi trhu	SZ	RÚT
Režim odpovědnosti za odchylku	Vlastní odpovědnost za odchylku	Přenesená odpovědnost za odchylku
Účast na organizovaném krátkodobém trhu	Ano, mohou se účastnit	Ne, nemohou se účastnit
Typ dodávek	Standardní produkty nebo diagramy	Diagramy
Zajištění dodávek	Minimální kauce 5 mil. Kč + zajištění obchodů dle pravidel RM OTE	Na základě smlouvy mezi smluvními stranami
Způsob vyhodnocení a zúčtování odchylek	Odchylky dodávky jsou stanoveny vůči smluvním hodnotám pro každý den a každou hodinu a jsou zúčtovány jednotným způsobem OTE	Vyhodnocení a zúčtování odchylek je provedeno na základě smlouvy mezi smluvními stranami; ke každému účastníkovi MOT je jednoznačným způsobem přiřazen SZ přebírající odpovědnost za odchylku
Počet obchodních partnerů	Každý ze SZ může mít libovolný počet obchodních partnerů	OPM RÚT je přiřazen jediný SZ
Změna obchodních partnerů	SZ mohou libovolně dodavatele či odběratele	Konečný spotřebitel může měnit dodavatele jen s určitým časovým odstupem podle zákona
Zajištění přenosu, distribuce, systémových služeb	Není součástí smlouvy	Je součástí smluvních ujednání ve výši stanovené cenovým výměrem ERÚ, konečný spotřebitel je rovněž plátcem příspěvku na OZE a KVET a ekologické daně z elektřiny

6.3.6 Registrace a identifikace účastníků

Registrace účastníků trhu s elektřinou a přiřazování odpovědnosti za odchylku probíhá v souladu s pravidly trhu¹⁰, kdy operátor trhu vytváří a spravuje číselníky RÚT, číselníky OPM v přenosové soustavě a distribučních soustavách a další číselníky nezbytné k identifikaci účastníků trhu s elektřinou a jednotlivých míst připojení. Registrační číslo zákazníka typu domácnost může být shodné s registračním číslem jeho odběrného místa. Samotný postup registrace byl již uveden dříve.

Díky tomu, že operátor trhu je provozovatelem centralizovaného systému a komunikace mezi účastníky trhu probíhá formou elektronických zpráv v komunikačním prostředí definovaném operátorem trhu, je celý proces administrace změny dodavatele nejen zkrácen na minimální potřebnou délku, ale i bez zbytečného papírování. Pro jednoznačnou identifikaci přístupu do CS OTE musí být všichni uživatelé vybaveni předepsanými bezpečnostními prvky. Zabezpečená komunikace je zajištěna elektronickým podpisem s použitím digitálních certifikátů.

Prostředí CS operátora trhu je navíc přínosem i pro samotné účastníky trhu s ohledem na minimální vynaložené prostředky na údržbu vlastních informačních systémů, protože všichni používají jednotný standardizovaný formát datové komunikace.

6.4 Dlouhodobé a krátkodobé trhy a trhy s regulační energií

Velkoobchodní trh lze obecně trhy rozdělit podle délky a charakteru dodávek na tři základní trhy s energií:

- **Trhy s dlouhodobými produkty** jsou trhy, kde se realizují obchody s dodávkou elektřiny na období delší jeden měsíc a více.
- **Krátkodobé trhy** jsou trhy, kde se realizují obchody s dodávkou elektřiny elektřinou v rozmezí několika hodin až několika dnů, maximálně však na období jednoho týdne.
- **Trh s regulační energií** jsou trhy, kde se realizují obchody za účelem řešení stavů nerovnováhy mezi smluvně zajištěnými a skutečně realizovanými dodávkami a odběry elektřiny v elektrizační soustavě.

Charakteru a délce dodávek pak zpravidla v praxi odpovídá i vnitřní organizace a specializace obchodu u velkých energetických společností.

6.4.1 Trhy s dlouhodobými produkty

Z hlediska dlouhodobosti nejsou obchody na těchto trzích nijak omezeny, ale s ohledem na velmi obtížné stanovení ceny se obvykle obchoduje na dobu maximálně dvou let. Obchodují se zpravidla standardizované produkty a méně časté jsou dodávky na základě diagramů. Parametr ceny však není jen jediným důvodem nízkého počtu realizace těchto typů obchodů. Významnou roli hraje

¹⁰ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 4

i otázka finančního zajištění a M2M. Výsledné rozhodnutí o nákupu/prodeji je řešením úlohy optimalizace potřeb nákupu/prodeje, míry rizika a možnosti zmrazení značné hotovosti na zajištění. Obchody na trhu s dlouhodobými produkty s elektřinou se uskutečňují na základě smluv mezi subjekty zúčtování a nejčastějším v praxi používaným standardem je EFET. Podrobněji je tato problematika uvedena v rámci kapitoly 7.

6.4.2 Krátkodobé trhy

Po podpisu smlouvy o zúčtování odchylek má každý ze subjektů zúčtování možnost podepsat s OTE i smlouvy o vstupu na krátkodobý trh s elektřinou, který OTE organizuje. Základní pravidla organizace krátkodobého trhu s elektřinou jsou uvedena v pravidlech trhu¹¹ a účastníkem těchto trhů může být pouze SZ, nemůže jím být RÚT¹². Veškeré obchody probíhající na organizovaném krátkodobém trhu s elektřinou jsou vůči sobě anonymní. Místem dodání a místem odběru obchodované elektřiny na organizovaném krátkodobém trhu s elektřinou je elektrizační soustava ČR nebo zahraniční elektrizační soustava v případě organizování krátkodobého trhu s elektřinou společně pro tržní oblast České republiky a okolní tržní oblasti.

Podle délky a charakteru dodávek se jedná o následující krátkodobé trhy s elektřinou:

Blokový trh je trh, kde se obchodují dodávky s denními krátkodobými kontrakty v tzv. blocích. Produkty bloků jsou standardního charakteru – Base, Peak, Off peak. Minimální obchodovatelná úroveň je 1 MW v hodinách časového období bloku. Poptávky a nabídky na blokový trh je možno podávat nejdříve 30 dní před obchodním dnem v závislosti na obchodním bloku a sjednání dodávky/odběru elektřiny probíhá spojením nabídky s poptávkou. Ukončení obchodování na blokovém trhu je ve 13.00 hodin, v den před dnem dodávky. Protistranou obchodu, tzn. i finančního vypořádání je OTE. Po obchodování s produktem následuje fyzická dodávka a produkt je finančně vypořádán standardním způsobem za cenu uskutečněného obchodu následující pracovní den po dni dodávky. V roce 2010¹³ dosáhl objem obchodů na blokovém trhu 23 GWh.

Denní trh, velmi často také označovaný jako **spotový trh**, je trh dodávek organizovaný v den před dnem dodávky. Denní trh organizuje operátor trhu ve spolupráci s organizátorem denního trhu s elektřinou v okolní tržní oblasti (viz kapitola 6.4.4). Denní trh je koncipován jako aukce na základě obdržených nabídek a poptávek elektřiny na 24 obchodních hodin následujícího dne. Nabídky a poptávky jsou podávány na tento trh v EUR a v této měně probíhá i sesouhlasení. Na základě obdržených nabídek a poptávek jsou pro jednotlivé obchodní hodiny stanoveny výsledky denního trhu v členění:

- výsledný přenos elektřiny do zahraničí nebo ze zahraničí v případě propojení tržní oblasti České republiky a okolní tržní oblasti,
- výsledná dosažená cena elektřiny na denním trhu,
- zobchodovaná množství elektřiny.

¹¹ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 10

¹² Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 7, odst. 3

¹³ Výroční zpráva OTE, a. s. za rok 2010

Vypořádání obchodů uzavřených na denním trhu je finančně vypořádáno následující pracovní den po dni dodávky standardním způsobem sjednaným ve smlouvě o přístupu na tento trh v místě podání objednávky na realizaci spotové operace (OTE, PXE, OKTE).

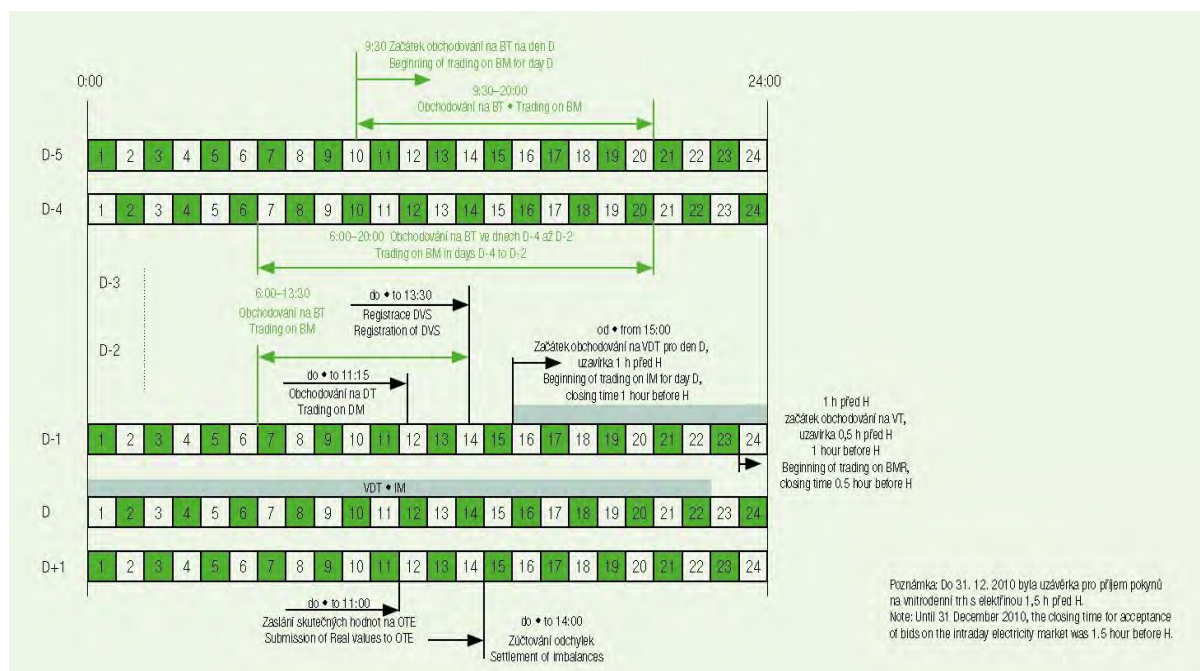
Vnitrodenní trh s elektřinou představuje obchodní platformu, prostřednictvím níž mohou obchodníci aktuálně vyrovnávat svou obchodní pozici v době velmi blízké hodině dodávky, řešit promptně svůj přebytek či nedostatek elektřiny a přispívat tak k optimalizaci chodu elektrizační soustavy ČR. Vnitrodenní trh je organizován OTE pro jednotlivé hodiny uvnitř obchodního dne. Pro daný obchodní den je v 15.00 hodin předcházejícího obchodního dne otevřen pro všechny hodiny daného obchodního dne a lze na něm zadávat a akceptovat nabídky na dodávku nebo odběr elektřiny. Vnitrodenní trh je uzavírán postupně po jednotlivých hodinách, doba uzavírky nabídek na dodávku nebo odběr elektřiny pro jednotlivé obchodní hodiny je jedna hodina před danou obchodní hodinou. Vypořádání obchodů uzavřených na vnitrodenním trhu zahrnuje operátor trhu do systému vyhodnocování a zúčtování odchylek. V roce 2010 dosáhl objem obchodů na vnitrodenním trhu hodnoty 173 GWh. Obchodování na vnitrodenním trhu s elektřinou narostlo za první tři měsíce roku 2011 oproti stejnému období roku 2010 bezmála pětinásobně¹⁴. Objem obchodů za leden až březen 2011 překročil 120 tisíc MWh, zatímco ve stejném období roku 2010 činil 24,5 tisíc MWh. Význam vnitrodenního trhu narůstá zejména v souvislosti s instalací a provozem obnovitelných zdrojů energie, tedy zdrojů, jejichž provoz je obtížně predikovatelný a závisí zejména na aktuálních výkyvech počasí. Možnosti obchodování na vnitrodenním trhu využívá čím dál větší počet obchodníků také pro možnost velmi pružné cenotvorby. Uzavírané obchody mohou, podobně jako již i v některých evropských zemích, dosahovat také záporných hodnot.

V roce 2010¹⁵ představovaly celkově objemy obchodů na krátkodobých trzích OTE téměř 9 % netto spotřeby elektřiny ČR. Přehled časového uspořádání trhu s elektřinou je uveden na obrázku 6.2.

¹⁴ OTE, a. s., tisková zpráva – Praha, 7. dubna 2011

¹⁵ Výroční zpráva OTE, a. s. za rok 2010

Obrázek 6.2: Roční zpráva o trhu s elektřinou a plynem za rok 2010, OTE, a. s.



6.4.3 Trh s regulační energií

Základním účelem trhu s regulační energií je bilanční řešení stavů nerovnováhy elektřiny v elektrizační soustavě. Iniciátorem trhu a současně jednou z protistran je provozovatel přenosové soustavy (PPS), společnost ČEPS. Podrobnosti včetně detailní dokumentace je uveden na webových stránkách ČEPS¹⁶. Elektřina opatřená provozovatelem přenosové soustavy je:

- **regulační energie** vzniklá aktivací podpůrných služeb (PpS),
- elektřina nakoupená na **vyrovnávacím trhu** s regulační energií, který organizuje OTE,
- elektřina nakoupená **ze zahraničí**.

Regulační energie vzniklá aktivací podpůrných služeb může být poskytována pouze na výrobních blocích, které mají certifikaci pro poskytování jednotlivých podpůrných služeb. Dodávky elektřiny jako regulační energie zúčtuje operátor trhu poskytovatelům podpůrných služeb na základě smlouvy o dodávce regulační energie.

Vyrovnávací trh (VT) je trh organizovaný operátorem trhu s elektřinou, kde poptávající/nabízející stranou je ČEPS s cílem zajistit regulační energii potřebnou k vyrovnání systémové odchylky. Účastníci trhu mají možnost nabídnout volný výkon jednu hodinu před začátkem každé dodávky, čas uzavření VT je 30 minut před začátkem dodávky obchodní hodiny. Nabízet na vyrovnávacím trhu lze regulační energii kladnou i zápornou. Vyrovnávacího trhu se mohou účastnit i RÚT, avšak se souhlasem subjektu zúčtování, který převzal odpovědnost za jejich odchylku, a na základě smlouvy o přístupu na vyrovnávací trh s OTE. Provozovatelem přenosové soustavy přijatá na-

¹⁶ Kodex provozovatele přenosové soustavy

bídka na regulační energii je vyhodnocena jako regulační energie uskutečněná a vypořádání obchodů uzavřených na vyrovnávacím trhu zahrnuje operátor trhu do standardního systému vyhodnocování a zúčtování odchylek.

Elektřinu nakoupenou ze zahraničí obstarává PPS na základě smluv se SZ¹⁷ po předchozí dohodě s příslušným zahraničním provozovatelem přenosové soustavy, nebo sám zahraniční provozovatel přenosové soustavy, a to pouze v případě, není-li ani po opakované poptávce zajištěn dostatek podpůrných služeb. U smluvních přenosů elektřiny ze/do zahraničí a smluvních přenosů elektřiny do zahraničí je subjektem, který potvrzuje správnost údajů z těchto smluv pro účely vyhodnocování odchylek a který má odpovědnost za odchylku od smluveného salda zahraničních výměn, vždy ČEPS. Smluveným saldem zahraničních výměn je rozdíl mezi přenosem elektřiny ze zahraničí a přenosem elektřiny do zahraničí; saldo je záporné, pokud je smluvní doprava elektřiny do zahraničí větší než smluvní doprava elektřiny ze zahraničí; v opačném případě je saldo kladné. Vypořádání dodávek elektřiny nakoupené ze zahraničí zahrnuje operátor trhu do standardního systému vyhodnocování a zúčtování odchylek u daného SZ.

6.4.4 Proces spojování krátkodobých trhů

6.4.4.1 Jednotný spotový trh

V roce 2008 spustila Energetická burza Praha (PXE) po OTE druhý spotový trh na území ČR. V návaznosti na požadavky trhu a neustálý rozvoj v oblasti obchodování se představitelé OTE a PXE dohodli na tom, že v průběhu ledna 2009 dojde k integraci těchto dvou trhů a bude organizován pouze jeden společný denní trh prostřednictvím OTE. Pro členy PXE je zajištěn přístup na tento společný spotový trh prostřednictvím terminálu PXE, ostatní účastníci mají možnost přístupu prostřednictvím rozhraní CS OTE. Toto jediné tržní místo pro ČR je s nepřetržitým provozem, s nominacemi a sesouhlasením, jak rovněž i s vypořádáním v EUR. Pro členy PXE platí – jako ostatně u všech obchodů – zúčtování dodávek v EUR, ostatní účastníci registrovaní u OTE mají možnost volby zúčtování dodávek v EUR nebo CZK.

Výsledkem vytvoření společného spotového trhu je, že v průběhu roku 2009¹⁸ vzrostl objem obchodované energie na denním trhu OTE prostřednictvím dvoustranných smluv meziročně o téměř 11 % na celkových 111 857 GWh.

6.4.4.2 Market coupling České a Slovenské republiky

Myšlenka propojit český a slovenský trh s elektřinou se zrodila na setkání ministrů hospodářství české a Slovenské republiky v roce 2008. V návaznosti na toto setkání byla podepsána společná deklarace ČR a SR, která vytvořila základ pro propojení trhů. Projekt propojení denních trhů s elektřinou v ČR a SR byl následně realizován v roce 2009 formou společné implicitní alokace

¹⁷ Vyhláška č. 541/2005 Sb., § 7, odst. (1), písm. c)

¹⁸ Výroční zpráva OTE, a. s. za rok 2009

kapacit na vzájemném přeshraničním profilu. Partnerem OTE, který je organizátorem krátkodobého trhu s elektřinou na Slovensku, je společnost OKTE, a. s., dceřiná společnost SEPS.

Výsledkem market couplingu¹⁹ České a Slovenské republiky je nárůst obchodovaný objemů o více než 80 % a v roce 2010 dosáhl hodnoty v nákupech 4 794 GWh a v prodejkách 5 077 GWh.

V roce 2010 byl společný aukční systém rozšířen o Maďarsko, zastoupené provozovatelem trhu, společností HUPX, a TSO MAVIR. V roce 2013 pak byly zahájeny práce na rozšíření systému MC o Rumunsko, které začalo využívat společný market coupling od roku 2014 (4M MC).

PCR - Price Coupling of Regions

Další etapou propojování spotových trhů v Evropě je Price Coupling of Regions (PCR) – původně iniciativa sedmi evropských energetických burz, která v roce 2014 vyústila v propojení trhů severozápadní a jihozápadní Evropy na základě cenového market couplingu. Tento krok je zásadním pro dosažení cíle Evropské unie vytvořit harmonizovaný a jednotný evropský trh s elektřinou spolu s očekávaným zvýšením likvidity, efektivity a společenského přínosu.

PCR řešení je založeno na třech základních principech: použití jednotného algoritmu, zajištění spolehlivého provozu a individuální zodpovědnost energetických burz. Jednotný algoritmus cenového couplingu nese název EUPHEMIA (akronym pro Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm). Algoritmus je používán pro výpočet sesouhlaseného množství a ceny elektrické energie napříč Evropou spolu s alokací potřebných přeshraničních kapacit, s očekávanou maximalizací společenského přínosu a se zvýšením transparentnosti při výpočtu cen a toků elektrické energie.

PCR proces je založen na decentralizovaném sdílení dat prostřednictvím spolehlivého systému, kdy komponenty PCR Matcher a Broker umožňují výměnu anonymních nabídek a přeshraničních kapacit mezi burzami tak, aby bylo možné vypočítat ceny jednotlivých oblastí, jakož i ostatní referenční ceny a přes-hraniční toky mezi jednotlivými oblastmi pro všechny zúčastněné země.

Jedná se o iniciativu sedmi energetických burz: APX-ENDEX²⁰, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE a OTE; pokrývající trhy s elektřinou v Rakousku, Belgii, České republice, Dánsku, Estonsku, Finsku, Francii, Německu, Itálii, Lotyšsku, Litvě, Lucembursku, Holandsku, Norsku, Portugalsku, Španělsku, Švédsku, Švýcarsku a Velké Británii.

Iniciativa začala již v roce 2009 a v červnu 2012 první účastníci podepsali Smlouvu o spolupráci PCR a Smlouvu o spoluvlastnictví PCR. PCR řešení je neustále vyvíjeno a zdokonalováno společným úsilím energetických burz. Projekt PCR je otevřen i ostatním evropským energetickým burzám, které mají zájem se připojit, proto lze předpokládat jeho další rozšíření.

¹⁹ Výroční zpráva OTE, a.s. za rok 2010

²⁰ Dne 1. března 2013 se burza APX-ENDEX rozdělila do dvou společností: společnosti APX, burzu provozující spotový trh s elektřinou a plynem, a společnosti ENDEX, burzu s deriváty elektrické energie a plynu. Dne 27. 3. 2013 se získáním majoritního podílu společností Intercontinental Exchange (ICE) je druhá ze jmenovaných původních burz přejmenována na ICE Endex.

6.4.5 Registrování údajů z dvoustranných obchodů

Registrování údajů z dvoustranných obchodů probíhá v souladu s pravidly trhu a obchodními podmínkami OTE v prostředí CS OTE.

Účastníci trhu s elektřinou předkládají operátorovi trhu k registraci údaje o dvoustranných obchodech na dodávku elektřiny nejpozději do 13.30 hodin jeden den před začátkem obchodního dne, kdy má být dodávka elektřiny uskutečněna, přičemž tento čas je uzavírkou dvoustranného obchodování. Předávanými údaji jsou technické údaje ze smluv:

- obchodů mezi SZ; údaje předávají oba SZ, tzn. jak prodávající, tak kupující a je zadávána netto pozice mezi nimi;
- obchodů SZ uzavřených na burze; údaje předává burza, a to za závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a za závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy; za správnost předaných hodnot odpovídá burza; burzou předané technické údaje ze smluv se považují za potvrzené příslušnými subjekty zúčtování;
- smlouvy o dodávce elektřiny s převzetím závazku odebrat elektřinu z elektrizační soustavy, kdy smluvními stranami takové smlouvy jsou na straně jedné zákazník nebo obchodník s elektřinou, který převzal závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy, nebo provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro krytí ztrát a vlastní spotřeby, a na straně druhé obchodník s elektřinou přebírající závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy,
- obchodů SZ uzavřených na dodávku elektřiny do zahraničí a ze zahraničí; údaje předává provozovatel přenosové soustavy, a to zvláště za závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a zvláště za závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy; provozovatelem přenosové soustavy předané údaje ze smluv se považují za potvrzené příslušnými subjekty zúčtování.

Po provedené kontrole zaregistruje operátor trhu technické údaje ze smluv splňující všechny náležitosti a zašle účastníkům trhu s elektřinou potvrzení o jejich registraci. V každé obchodní hodině je každému subjektu zúčtování stanoveno sjednané množství elektřiny pro závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a sjednané množství elektřiny pro závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy v MWh s rozlišením na tři desetinná místa. Informace o celkovém sjednaném množství elektřiny pro závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a celkovém sjednaném množství elektřiny pro závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy poskytne operátor trhu každému subjektu zúčtování způsobem umožňujícím dálkový přístup do 30 minut po uzavírce dvoustranného obchodování.

6.5 Dlouhý, krátký, bystrozraký

Navštívíte-li trading floor, tzn. místnost, kde jsou jednotlivé velkoobchodní transakce uzavírány, dýchne na vás zvláštní atmosféra. A i když ani největší český trading floor není toho rozsahu, jaký ukazují níže uvedené záběry z trading floor UBS na internetu, má i ten své kouzlo, kterému bezdějně podlehl ne jeden obchodník.

Obrázek 6.3



Procházíte-li v uličce obklopeni blikajícími monitory, nezřídka se vám stane, že se najednou některý z obchodníků ozve „... nemůžu, jsem dlouhý, ale zjistím, co se dá dělat...“, jiný „... můžu, jsem krátký...“ A nemusíte být ani bystrozraký, abyste poznali, že tady něco nehraje, zvláště má-li ten „krátký“ asi dva metry na výšku.

Stále hrají a zřejmě ještě dlouhou dobu budou hrát rozhodující roli dvoustranné obchody, ale situace, kdy je jejich cena sjednávána mezi dvěma velmi významnými představiteli dvou energetiky nad šálkem vonné kávy se pomalu stává historií. Kvalifikace energetika jako osoby určující cenu ztrácí v obchodě s elektřinou svou klíčovou roli. Tuto roli přebírají makléři se zkušenostmi z kapitálového a komoditního obchodování bank a hedge fondů, kteří mají na starost nejen udržet vyrovnaný stav svěřeného portfolia (saldá nákupu a prodeje), ale i jeho hodnotu s ohledem na aktuální cenovou situaci na trhu. Vliv zavádění „technologie obchodování“ z oblasti kapitálových a komoditních trhů spojené s rozvojem standardních burzovních operací, brokerských platforem a zejména pak systémem řízení rizik, je u nás v energetice patrný zejména od roku 2003, když předtím světovým trhem s energetickými komoditami otřásl krach jedné z největších energetických společností, společnosti Enron²¹. Tento trend byl posléze v České republice posílen vznikem energetické burzy PXE v roce 2007 a pádem Moravia Energo²² v roce 2009. A ačkoliv fyzikální

²¹ Enron Corporation byla americká energetická společnost se sídlem v městě Houston, Texas, USA. Před vyhlášením bankrotu v lednu 2002 zaměstnávala přes 22 tisíc zaměstnanců a byla jedna z vedoucích světových společností podnikajících v oblasti dodávek elektřiny, zemního plynu a komunikací. Od 90. let její akcie zaznamenávaly stabilní, neustálý růst a Enron byl vzorem moderní silné společnosti. Z původních cca 10 miliard dolarů aktiv dosáhla v roce 2000 hodnotu 111 miliard dolarů. Časopis Fortune ji šestkrát za sebou jmenoval „nejinovativnější společností Ameriky“. Ke konci roku 2001 se ale v účetnictví společnosti našly zásadní pochybení. 25. ledna 2002 společnost oznámila bankrot, zaměstnanci byli propuštěni. Hodnota akcií společnosti, do kterých investovaly tisíce lidí, spadla z 90 dolarů na 50 centů. Enron se stal symbolem podvodného podnikání a předmětem soudních žalob ze strany desítek třetích stran. (Zdroj: Wikipedia).

²² MORAVIA ENERGO, a. s. je česká akciová společnost, která v letech 2000–2009 působila na středoevropském trhu s elektřinou. 27. března 2009 byl na její majetek prohlášen konkurs. V listopadu 2008 se Moravia Energo

zákony a technika hrají v oblasti energetiky stále klíčovou roli, opomenutí ekonomických a finančních souvislostí může mít pro účastníky trhu fatální dopady. Lze proto jen doporučit, aby na studium této knihy navazovalo nejen studium technik investování, finančního a komoditního obchodování. Obojí přesahuje rámec této publikace a bylo již popsáno v řadě jiných odborných publikací.

6.5.1 Charakteristika základních typů obchodů

Pohledem komoditního obchodníka jsou v praxi na trhu nejčastěji používány následující typy obchodních transakcí:

- **Obchody typu forward**, kdy se jedná o dodávky na základě diagramu nebo standardních produktů, které jsou po dodávce finančně vypořádány za cenu uskutečněného obchodu. Za forwardy jsou považovány standardně všechny OTC obchody a dále pak obchody uzavřené na blokovém a spotovém trhu, které jsou spojeny s fyzickou dodávkou podkladového aktiva.
- **Obchody typu futures**, kdy se jedná o dlouhodobé dodávky na základě standardních produktů obchodovaných na energetické burze. Jedná se o obchodní transakce, které mohou být spojené s fyzickou dodávkou (deriváty s podkladovým aktivem) nebo jen čistě s finančním plněním (deriváty s podkladovým aktivem nebo taky finanční deriváty).

Dlouhá pozice (long position) příslušné série power futures znamená, že účastník trhu nakoupil power futures a dosud nedošlo k vypořádání, tzn. že vypořádání se uskuteční v budoucnosti. Jestliže se cena elektřiny zvyšuje, hodnota dlouhé pozice se také zvyšuje. Pokud se jedná o jedinou takovou pozici, obchodník spekuluje na růst hodnoty power futures.

Krátká pozice (short position) příslušné série power futures znamená, že účastník trhu prodal power futures a dosud nedošlo k vypořádání, tzn. že vypořádání se uskuteční v budoucnosti. Jestliže se cena elektřiny zvyšuje, celková hodnota krátké pozice se snižuje. Pokud se jedná o jedinou takovou pozici, obchodník spekuluje na pokles hodnoty power futures.

Pohledem účetního jsou však v praxi na trhu nejčastěji používány dva základní typy dodávek, a to podle záměru²³:

- **Dodávky pro vlastní spotřebu (typ „own use“)**, kdy se jedná o smlouvy s fyzickou dodávkou komodity za účelem prodeje konečným odběratelům na MOT nebo smlouvy s finančním vypořádáním za účelem zajištění ceny a u nichž se očekává, že budou vypořádány dodáním

dostala do vážných finančních problémů. Cena elektřiny na burze prudce poklesla a společnost neměla dostatečné finanční prostředky na pokrytí uzavřených nákupních kontraktů (M2M). Pádu měla zabránit transakce se společností ČEZ, v rámci které Moravia Energo nahradila nákupní kontrakty uzavřené na PXE nákupní smlouvou s ČEZ. Moravia Energo však za dodanou elektřinu neplatila, a proto jí 19. února 2009 ČEZ zastavil dodávky a společnost vyhlásila úpadek. (Zdroj: Wikipedia)

²³ Ernst & Young, Účtování obchodů na PXE, 11/2007

komodity. Tyto dodávky jsou standardně zúčtovány, tzn. faktura za fyzické dodání elektřiny je zaúčtována do výsledku hospodaření v okamžiku fyzické dodávky.

- **Dodávky pro další obchodování na VOT (typ „trading“)**, kdy se jedná o smlouvy na dodávky komodity, které opravňují jednu ze smluvních stran se finančně vypořádat, ať už v penězích nebo pomocí jiného finančního nástroje. Tyto dodávky splňují definici derivátu z hlediska účetnictví a podléhají mezinárodnímu účetnímu standardu IAS 39. Prakticky to znamená, že zúčtování power futures kontraktů s fyzickým vypořádáním představuje registraci těchto kontraktů na účtech v evidenci centrálního depozitáře, denní zúčtování cenových změn (M2M) a konečné zúčtování v průběhu fyzického vypořádání včetně registrace u OTE. Zúčtování power futures kontraktů s finančním vypořádáním představuje registraci těchto kontraktů na účtech v evidenci centrálního depozitáře, denní zúčtování M2M a konečné zúčtování v průběhu splatnosti těchto kontraktů²⁴. Konečné zúčtování příslušné série power futures, která vstupuje do období konečného zúčtování, se uskutečňuje každý účetní den v průběhu a případně i po období konečného zúčtování této příslušné série power futures. Konečné zúčtování se vypočte jako součin velikosti příslušného dne období konečného zúčtování dané série power futures v MWh a rozdílu mezi konečnou cenou zúčtování a poslední denní cenou zúčtování této série power futures. Je-li rozdíl kladný, zaplatí ztrátu držitel krátké pozice, je-li rozdíl záporný, zaplatí ztrátu držitel dlouhé pozice. Platba je zúčtována první účetní den po dni příslušného období konečného zúčtování, a pokud den období konečného zúčtování není účetním dnem, je platba uskutečněna druhý účetní den po dni období konečného zúčtování.

Situace považované za finanční vypořádání, které odlišují dodávky typu „trading“ od dodávek typu „own use“ jsou následující:

- možnost finančního vypořádání místo fyzické dodávky,
- praxe ukončovat podobné kontrakty prodejem kontraktu, uzavřením pozice jiným kontraktem nebo finančním vypořádáním,
- praxe vypořádání podobných kontraktů odebráním a prodejem komodity v průběhu krátkého období za účelem generování zisku z krátkodobých pohybů cen komodity,
- komodita je pohotově směnitelná za hotovost.

Proto jsou v rámci společností vytvořeny nejen samostatná obchodní portfolia pro VOT a MOT, ale rovněž jsou v těchto portfoliích sledovány jak netto pozice, tak i jednotlivé uzavřené kontrakty v rámci obchodních knih jednotlivých obchodníků.

6.5.2 Spekulace a jištění před finančním rizikem

Spekulace – slovo, které v řadě osob okamžitě vyvolá silné negativní pocity, a zvláště teď, když celý svět trpí v důsledku aktivit spekulantů.

Wikipedie označuje jako obchodní spekulaci konání aktérů burzovních trhů, při kterém jsou akcie, měny, komodity, opce atd. nakupovány nikoliv pro potřebu jejich vlastnictví, ale s výhledem na růst jejich hodnoty a následný zisk při prodeji. Tato aktivita spekulantů je ryze pozitivní (snižují

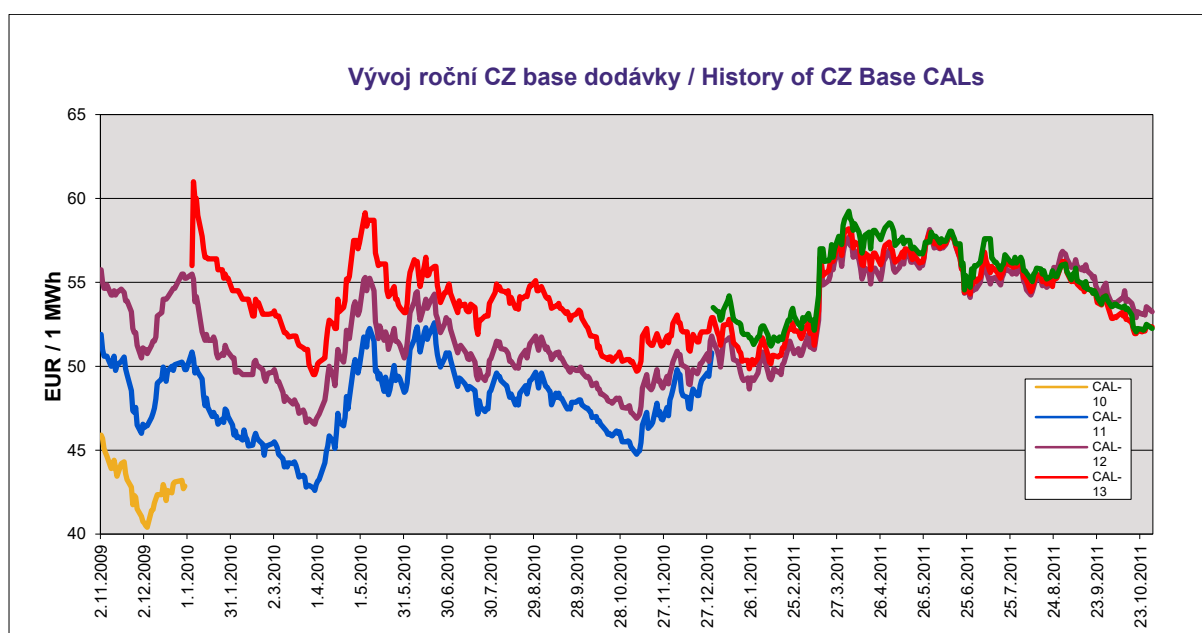
²⁴ PXE Pravidla zúčtování

spready) a přináší do trhů velmi potřebnou likviditu (schopnost kdykoliv nakoupit či prodat dané aktivum).

Volatilita cen je jednou ze základních vlastností trhu s elektřinou. Na přelomu let 2008 a 2009 bylo i na trhu v České republice období, kdy cena elektřiny klesala z týdne na týden o více jak 5 %. Příklad průběh vývoje cen je uveden na obrázku 6.4, ze kterého je na první pohled patrné, že vhodným nákupem lze realizovat cca 20% úsporu/zisk. Možnost výrazného výtěžku je proto pochopitelným motivem a příčinou tak širokého zájmu o tuto velmi likvidní komoditu.

Spekulace s deriváty je však vždy „hra s nulovým součtem“. Pokud jedna strana vydělá nějakou částku, tak druhá tutéž částku prodělá (viz předchozí kapitola). Je s nimi možno dosahovat daleko velkých zisků, ale zároveň také daleko větších ztrát. Proto čistě spekulativní obchody podléhají zpravidla zvláštním režimům evidence a kontroly.

Obrázek 6.4: PXE Vývoj ceny roční dodávky, 11/2011



Z druhé strany je ale zcela přirozenou snaha účastníků trhu o zajištění se vůči nepředvídatelným změnám prodejních cen. Jedním z důvodů je i to, že zajištění (hedging) usnadňuje finanční plánování a snižuje riziko možných potíží v důsledků náhlého nedostatku hotovosti. Základní ideou hedgingu je snaha najít dvě obchodní operace, které spolu perfektně korelují. Jedna obchodní operace je na straně nákupu, druhá na straně prodeje, takže výsledná pozice je „uzavřená“ a relativně bezpečná.

Mezinárodní standard finančního výkaznictví IAS 39²⁵ vymezuje dva základní druhy zajišťovacích vztahů uplatňované v obchodě s elektřinou:

- **Zajištění reálné hodnoty**, což je expozice vůči změnám reálné hodnoty zachyceného podkladového aktiva, která je přiřaditelná určitému riziku a která může ovlivnit zisk či ztrátu – forwardy a futures.
- **Zajištění peněžních toků**, což je zajištění expozice vůči změně peněžních toků, která je přiřaditelná určitému riziku zachycených aktiv či závazků nebo vysoce pravděpodobné předpokládané operace, která může ovlivnit zisk nebo ztrátu – zabezpečení kurzových rizik.

V praxi to znamená, že obchodníci na VOT ponechávají pozice otevřené pouze do té míry a do té doby, jakou mají stanovenou za přípustnou ze strany řízení rizik. Poté jsou povinni pozice uzavřít, a to i za cenu ztrát. Jen tak lze zabránit prohlubování ztrát hodnoty svěřeného portfolia při případném dalším poklesu cen na trhu.

Z hlediska dodávek pro MOT to znamená, že vyjma dodávek na základě typových denních diagramů TDD jsou zpravidla všechny nabídky na dodávky oceňovány na základě aktuálních cen na trhu a současně je stanovena jejich maximální platnost v délce jednoho maximálně dvou dnů. Délka platnosti může být i delší, znamená to však zpravidla navýšení ceny o rizikovou přírážku.

Zdálo by se, že v rámci MOT je z pohledu konečného spotřebitele hedging zcela bezproblémovou záležitostí a je vyřešen pevnou cenou dodávek na následující období. Díky existující deflaci²⁶ a velmi silné konkurenci dodavatelů na trhu tomu tak není a odběratelé mají snahu se zajistit jak proti růstu ceny, tak chtějí i profitovat z jejího možného poklesu. V praxi dodávek pro konečné odběratele jsou proto na trhu uplatňovány nejen smlouvy s postupným nákupem, které umožňují rozmělnit časový parametr ceny, ale vyskytují se i smlouvy s různou úrovní kombinace garantované ceny a spotových dodávek. A protože VOT je realizovaný v EUR, vyskytují se na MOT smlouvy o dodávkách v obou měnových mutacích.

6.5.3 Korelace, žádná práce

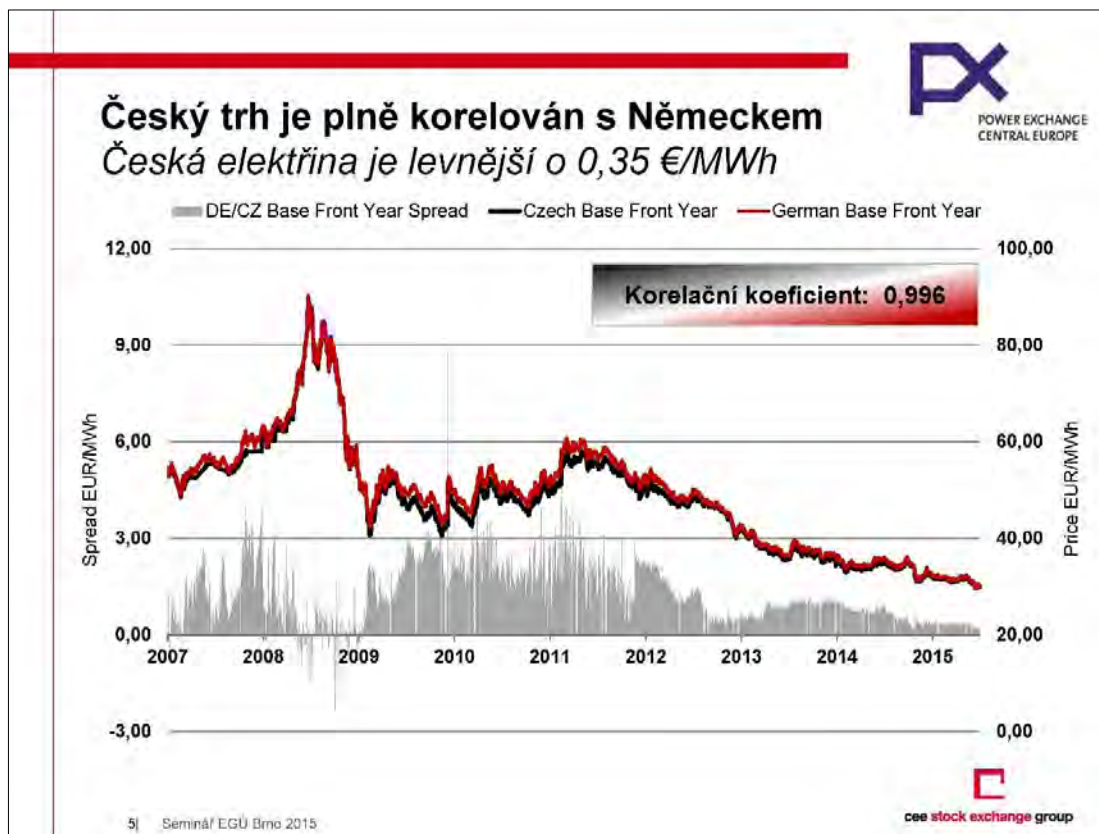
Hedging otevřených pozic se v praxi provádí nejen na tomtéž trhu pomocí jiných produktů, ale provádí se i na jiných trzích anebo na jiných fundamentech než je elektřina, jako je uhlí a zemní plyn, které přímo ovlivňují cenu vyráběné a posléze obchodované elektřiny. Cenový vývoj na korelujícím trhu nemusí probíhat s takovou dynamikou a za takových podmínek, jako jsou na domácím trhu s elektřinou. Nalezení trhu s vhodnou korelací proto umožňuje dodatečně vstoupit na trh s nově vznikajícím trendem, nebo se naopak proti tomuto trendu zajistit.

Příkladem je všeobecně známý fakt, že ceny na českém trhu s elektřinou jsou ve velmi silné korelaci s cenami na německém trhu. Na obrázcích 6.5 až 6.7 jsou uvedeny příklady nejsilnějších aktuálních korelací.

²⁵ Mezinárodní standardy finančního výkaznictví, finanční instrumenty pro účtování a oceňování (IAS 39.86), Josef Jílek: Finanční a komoditní deriváty v praxi

²⁶ Deflace je opakem inflace. Je to situace, v níž dochází k absolutnímu (meziročnímu) poklesu cenové hladiny spotřebitelských cen.

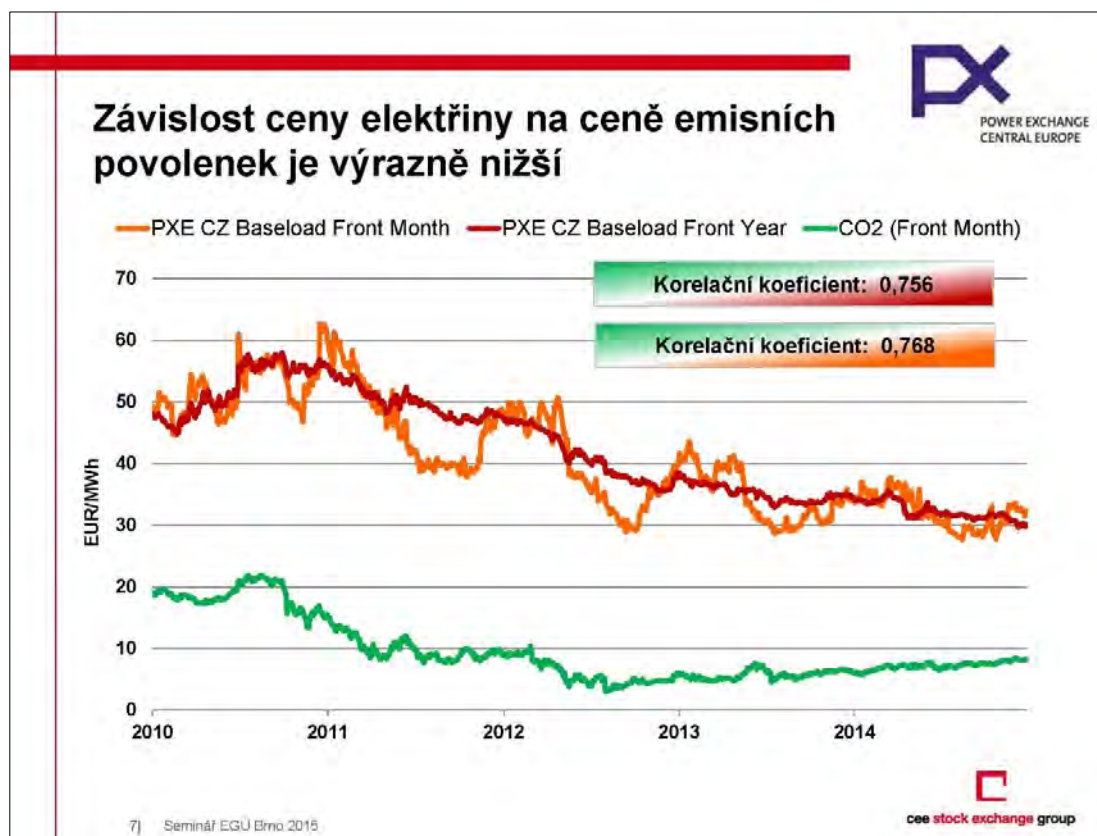
Obrázek 6.5 (zdroj: Konference EGÚ Brno 2015, prezentace „Cena české elektřiny z pohledu PXE“)



Obrázek 6.6 (zdroj: Konference EGÚ Brno 2015, prezentace „Cena české elektřiny z pohledu PXE“)



Obrázek 6.7 (zdroj: Konference EGÚ Brno 2015, prezentace „Cena české elektřiny z pohledu PXE“)



Z vývoje globální ekonomiky za posledních pár let je více jak patrné, že trhy na světě jsou vzájemně propojeny, vzájemně se ovlivňují a navíc je v důsledku globalizace patrný velmi silný multiplikační efekt změn. Co platí dnes, nemusí platit zítra, natož pak několik let. Stále platí je jen jedno pravidlo – jen změna je jistá.

Při obchodování bychom proto měli mít na paměti, že mít odpovídající informace v reálném čase znamená úspěch. Všichni známe rčení – čas jsou peníze. Je ale jen velmi málo společností, které se mohou pochlubit dlouhodobou historií. Co je však pro ně charakteristické, je konzervativní přístup k podnikání, avšak aktivní přístup k řízení rizik.



POWER EXCHANGE
CENTRAL EUROPE



cee stock exchange group

Nákup elektřiny a plynu za nejvýhodnější ceny

Elektronická aukce pro koncové odběratele

úspora nákladů
za výběrové řízení

vhodné pro obce, kraje,
státní správu, firmy

jednoduchý, rychlý
a transparentní nákup

Kdo jsme?

Společnost POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE (PXE) je dceřinou společností Burzy cenných papírů Praha. Vedle velkoobchodního trhu s energií nabízí také nákup elektrické energie a plynu prostřednictvím elektronické aukce koncovým zákazníkům.

Jak to funguje?

Musíte každý rok vypisovat desítky a stovky výběrových řízení? Letos bude o jedno výběrové řízení méně! Pro dodávku elektřiny a zemního plynu za vás vybereme dodavatele my. Stačí poslat poptávku datovou schránkou a my se o všechno postaráme za vás.

Pro koho je aukce vhodná?

Služba je určena pro firmy, obce, města, kraje, státní správu i pro všechny větší spotřebitele.

Chcete vědět víc?

V případě zájmu nás prosím kontaktujte na adrese retail@pxe.cz.

7 OBCHODOVÁNÍ S ELEKTŘINOU NA ORGANIZOVANÝCH TRZÍCH A DVOUSTRANNÉ OBCHODY

David Kučera

S elektrickou energií se obchoduje již několik desítek let, tedy dávno předtím, než se započalo s liberalizací. Zprvu se obchodovalo výlučně na bilaterální bázi a na základě kontraktů, které byly pro jednotlivé obchodní případy poměrně zdlouhavě dojednávány a jejich četnost byla malá. Tyto prvotní transakce měly obvykle mezinárodní charakter a většinou se jednalo o dodávky významných objemů, dodávaný výkon neklesal typicky pod 100 MW. Nebyly však ani výjimky kontraktů přesahujících 300 MW. Takové kontrakty pak byly uzavírány většinou na rok či několik let a často také obsahovaly specifický diagram dodávky s určitou flexibilitou.

Liberalizační proces nastartovaný koncem 20. století s sebou postupně přinesl pokles objemů realizovaných v jedné transakci, zvýšila se však jejich četnost. Dnes se na evropských trzích realizují tisíce transakcí denně a typický obchodovaný výkon se pohybuje v rozmezí 1 až 25 MW, za standard lze považovat 5 MW. Výrazně se také různí doba dodávky, a to od jednohodinové dodávky až po dodávky trvající jednotlivé roky.

Je zajímavé, že pokračuje trend větší obliby obchodování s kratšími produkty. Tento trend byl samozřejmě nastartován liberalizací obchodu s energiemi, avšak dále byl podpořen masivními investicemi do obnovitelných zdrojů v Evropě, které ještě zvýšily poptávku po obchodování s krátkodobými produkty.

Vzrůstající počet obchodů si vynutil zjednodušení procesu uzavírání jednotlivých smluv, což vedlo ke (i) standardizaci jednotlivých produktů a také (ii) standardizaci obchodních vztahů. Vzhledem k obtížné skladovatelnosti elektrické energie má každý obchod s elektrickou energií charakter termínovaného obchodu, tj. prodávající strana se zavazuje elektrickou energii dodat v přesném časovém horizontu v budoucnosti a kupující se zavazuje energii odebrat a zaplatit. Prodejní i nákupní strany musí „synchronizovat“ dodávku na straně prodávajícího s odběrem na straně kupujícího, což vytváří specifická rizika pro obě strany, a vzrůstající objem obchodních aktivit si vyžádal také standardizaci řešení pokrytí těchto rizik.

V současnosti lze rozdělit obchodování na dva základní způsoby:

- bilaterální obchodování přímé či prostřednictvím brokerských platforem,
- obchodování na burze.

V této kapitole se budeme věnovat popisu těchto jednotlivých druhů obchodování.

Z pohledu účastníků obchodování působily před liberalizací trhu v obchodě pouze velké elektrárenské společnosti, jejichž zájem o obchodování byl motivován především technickými důvody – snažily se tak většinou řešit deficity či přebytky elektrické energie způsobené stavem jejich výrobních kapacit a obchodování většinou probíhalo na mezinárodní bázi mezi jednotlivými přenosovými soustavami.

Tento způsob obchodování byl s postupující liberalizací trhu nahrazen obchodními aktivitami, které byly motivovány především dosažením ekonomického zisku. Velcí hráči – elektrárenské společnosti či distributoři – se snažili optimálně prodat či nakoupit elektrickou energii tak, aby maximalizovali své finanční zisky. V této době vzniká velkoobchodní trh, na kterém začíná působit také řada nově vzniklých malých hráčů, kteří se snaží realizovat zisky prostřednictvím arbitrážních obchodů mezi různými státy, spekulativními obchody anebo konkurují velkým společnostem v dodávkách konečným zákazníkům. Těžiště obchodních aktivit se přesunulo do jednotlivých přenosových soustav.

S postupující liberalizací a likviditou trhu začínají v současnosti obchodovat s elektrickou energií také velké bankovní domy. Motivací těchto institucí je poskytovat služby svým klientům z řad investorů či velkých spotřebitelů a v neposlední řadě také vydělávat na spekulativních obchodech.

Obchodování s elektrickou energií v současnosti dospělo do stavu svou povahou velmi podobného obchodování s komoditami a jinými investičními nástroji. Tento charakter obchodování je potvrzen i legislativně implementací tzv. MiFID²⁷, EMIR²⁸ a REMIT²⁹ směrnice a nařízení EU do legislativy všech relevantních zemí. V praxi to například znamená, že na obchodování se vztahují obdobná pravidla jako na poskytování jiných investičních služeb, a například má-li obchodník zájem poskytovat služby obchodování na cizí účet, musí k tomu získat příslušnou licenci regulátora finančního trhu apod.

7.1 Bilaterální obchodování

Bilaterální obchodování, neboli častěji používaný termín OTC³⁰ trh, je klasický a základní způsob obchodování. Dvě protistrany se dohodnou na uzavření transakce, podepíší smlouvu, kde definují předmět dodávky, cenu a případné sankce za nedodržení kontraktu, a pak následuje realizace dané transakce.

Jak již bylo zmíněno v úvodu této kapitoly, nárůst počtu transakcí si vynutil jasnou standardizaci kontraktů, produktů a rizik spojených s obchodováním – vzhledem k potřebě uzavírat velký počet transakcí v krátkém časovém sledu po sobě se záhy ukázalo nepraktické podepisovat na každou transakci speciální smlouvu, byť i v předem odsouhlaseném znění oběma účastníky obchodu.

Byly proto vytvořeny vzorové smlouvy, které rámcově řešily veškeré vztahy mezi dvěma subjekty obchodování a jednotlivé transakce byly realizovány formou dodatků k těmto rámcovým smlouvám. Ve snaze o co nejjednodušší uzavírání transakcí byly tyto dodatky posléze nahrazeny tzv. „konfirmacemi“ – potvrzeními o telefonicky (či jinak) dohodnutém obchodu, které obsahovaly

²⁷ MiFID – Markets in Financial Instruments Directive

²⁸ EMIR – European Market Infrastructure Regulation

²⁹ REMIT – Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

³⁰ Z anglického „Over The Counter“

pouze nezbytné minimum informací nutné pro potvrzení dané transakce, jako je specifikace produktu, jeho cena a místo dodávky.

Vzniklo několik „národních standardů“ rámcových smluv, které však byly postupně nahrazeny standardem celoevropským – tzv. EFET³¹ smlouvou.

7.1.1 EFET rámcová smlouva

Rámcová smlouva EFET může mít vzhledem ke komplexitě dnešního obchodování širokou škálu modifikací, avšak základní dokument je členěn na tři části:

- základní textová část,
- dodatky smlouvy,
- election sheet.

Základní textová část obsahuje všechny základní všeobecná ujednání dohody, které lze do jisté míry modifikovat dle potřeb protistran – viz dále election sheet. Text smlouvy se již příliš v čase nemění, ale občas dojde k modifikaci určitého článku v reakci na vývoj na trhu či v daňových předpisech.

Dodatek č. 1 obsahuje definice všech termínů používaných ve smlouvě. Dodatky č. 2a až 2d tvoří vzory potvrzení (tzv. „confirmace“) obchodů, které jsou mezi protistranami dohodnuty v jakémkoliv formě komunikace, tj. ústně, telefonicky, prostřednictvím elektronických médií apod.

Třetí a neméně důležitou součástí smlouvy je již zmiňovaný election sheet – stránka voleb. Základní textová část smlouvy byla napsána tak, aby vyhovovala pokud možno všem účastníkům obchodování. Vzhledem ke specifikům jednotlivých subjektů však lze v election sheet určit, které články v základní textové části platí, případně lze tyto články ještě dále modifikovat či parametrizovat.

7.1.1.1 Základní textová část smlouvy EFET

Základní textová část je členěna do 23 paragrafů. Zde se budeme zabývat pouze hlavními a nejzajímavějšími ustanoveními. Aktuální vzor smlouvy je k dispozici na webových stránkách EFET.

V § 1 se řeší předmět smlouvy – smlouvou se řídí veškeré transakce nákupu, prodeje, dodávky, odběru a opcí na elektrickou energii, každá transakce má formu samostatné dohody a nedílnou součástí každé transakce je i rámcová smlouva EFET. Zajímavostí je, že v § 1 článku 2 lze sjednat, pokud je správně vyplněno v election sheet, že veškeré transakce uzavřené mezi protistranami před podpisem EFET smlouvy se po jejím podpisu řídí také rámcovou smlouvou EFET.

Následujícím klíčovým ujednáním je § 3, kde se definuje, že jednotlivé transakce lze uzavřít jakoukoliv formou komunikace, a stanovuje se zde, že pokud není kontrakt uzavřen písemně, protistrany jej mohou potvrdit confirmacemi, jejichž vzory tvoří dodatky EFET smlouvy. Avšak transakce je závazná, ať již byla uzavřena jakoukoliv formou (ústně, telefonicky apod.), a confirmace

³¹ EFET je European Federation of Energy Traders – organizace sdružující obchodníky s energetickými komoditami, pod jejíž záštitou byla vypracována vzorová EFET rámcová smlouva, která se stala celoevropským standardem pro OTC obchodování. Více informací naleznete na www.efet.org.

slouží pouze pro potvrzení transakčních parametrů (ceny, množství, diagram dodávky) a vyloučení případných chyb na obou stranách. V případě, že jedna strana obchodu obdrží potvrzení transakce od protistrany, má tato strana obchodu povinnost veškeré údaje o transakci zkontrolovat a v případě rozporu bez prodlení informovat protistranu, která potvrzení vytvořila. Odstavec 4 paragrafu 3 umožňuje určitou flexibilitu v uzavírání/potvrzování transakcí a vyplněním příslušné kolonky v election sheet lze zvolit, zda transakce či potvrzení musí být uzavřeny/podepsány autorizovanými osobami v souladu se seznamy těchto osob, které si protistrany vymění, anebo zda se tento odstavec EFET smlouvy nebude uplatňovat.

Paragrafy 4 až 6 smlouvy řeší základní povinnosti protistran při realizaci dodávek elektřiny a s tím spojené technické otázky, § 7 upravuje případ vyšší moci.

Klíčový je pak § 8, který stanoví, že pokud jedna protistrana selže (i částečně) při plnění dodávky či při odběru elektrické energie, je tato selhavší protistrana povinna nahradit rozumně vynaložené náklady, které vzniknou či by mohly vzniknout neselhavší protistraně při zajištění náhradní dodávky (respektive odběru) s třetí stranou, pokud se ovšem na tento případ nevztahuje ujednání o zásahu vyšší moci. Toto je první z paragrafů, který řeší specifickou dodávek elektrické energie. Pokud dodavatel či odběratel elektřiny v reálném čase nedodrží smlouvený diagram dodávky/odběru, musí vynahradit protistraně případně vzniklou ztrátu, a to bez ohledu na to, jakým způsobem neselhavší protistrana situaci řešila a zda tuto ztrátu opravdu realizovala.

Následující § 9 a § 10 se zabývají přerušením dodávek, respektive způsobem ukončení platnosti smlouvy. V případě standardního ukončení, kdy dojde k vypovězení EFET smlouvy z jedné strany, zůstává tato smlouva v platnosti, dokud nejsou splněny veškeré závazky vyplývající z transakcí dohodnutých před datem vypovězení smlouvy. Toto může v případě některých dlouhodobých transakcí trvat i několik let. Zajímavé klauzule dále definuje § 10 pro případy, kdy jedna z protistran nesplní některé ze závazků vyplývajících z této rámcové smlouvy. Jsou zde poměrně podrobně uvedené různé důvody, pro které může být EFET smlouva předčasně anebo dokonce i automaticky vypovězena. Mezi důvody k předčasnému ukončení smlouvy patří nejenom nezaplacení faktur³² anebo neschopnost dodat či odebrat elektřinu, ale i ujednání typické spíše pro úvěrové smlouvy, jako je například nutnost splnění určitých finančních ukazatelů, cross-default³³ klauzule apod.

Dojde-li k předčasnému ukončení EFET smlouvy, vypočte smluvní strana, která ukončení vyvolala (tj. poškozená strana), tzv. Termination Amount ve smyslu § 11. Jedná se o částku, kterou musí poškozená strana vynaložit na náhradu všech transakcí uzavřených s danou protistranou. Tato

³² Pro představu – smlouva může být předčasně ukončena, když prodlení se zaplacením faktury je delší než dva dny!

³³ Cross-default klauzule v EFET smlouvě znamená, že v případě, kdy jedna protistrana nesplní jakékoliv své závazky vůči třetím osobám mimo aktuální smluvní vztah s danou protistranou, považuje se tato skutečnost za nesplnění závazků vůči smluvní straně podle EFET smlouvy a může vést (v závislosti na vyplněném election sheet) k předčasnému ukončení smlouvy.

částka může být i záporná, tzn., že strana, která vyvolala předčasné ukončení (tj. poškozená strana), musí zaplatit straně, která nedodržela své závazky podle EFET smlouvy³⁴.

Paragrafy 13 a 14 řeší problematiku fakturace a daní. Faktury za provedené dodávky se vystavují měsíčně a platí se obvykle 20. den v následujícím měsíci. Většinou obchodní aktivity probíhají obousměrně – tj. že obě protistrany si navzájem prodávají i od sebe kupují v různou dobu různé produkty a obvykle si i v daném měsíci fakturují za vzájemně dodanou elektřinu. Pro tyto případy se protistrany mohou dohodnout na nettingu plateb a pak si vzájemně převádějí pouze saldo rozdílu obou faktur. Vzhledem k tomu, že elektřina podléhá DPH a dalším daním, je daňová problematika poměrně rozsáhlá a je řešena v § 14.

§ 15 řeší problematiku cen vázaných na různé indexy a stanovuje postup pro případ, že by příslušný index nebyl z jakéhokoliv důvodu k dispozici.

Dalšími důležitými paragrafy smlouvy jsou § 16, § 17 a § 18. Tyto paragrafy stanovují, že pokud jedna ze smluvních stran dojde v dobré víře k názoru, že nastala u smluvní protistrany „materiální nepříznivá změna“³⁵, může tato smluvní strana požadovat dozajištění svých pohledávek ve formě bankovní záruky, složením hotovosti apod. Konkrétní situace, kdy toto může u smluvních stran nastat, je definována v election sheet. Lhůta pro dozajištění závazků je tři dny.

Zbylé články smlouvy tvoří standardní ujednání o zachování důvěrnosti informací ohledně veškerých realizovaných transakcí, standardní prohlášení a obvyklé závěrečné právnícké články obchodních smluv. Za zmínku bezpochyby stojí, že pokud se protistrany nedohodnou jinak, smlouva se řídí německým právem.

7.1.1.2 **Dodatky EFET smlouvy a standardní obchodované produkty**

Standardní verze smlouvy má pět dodatků. EFET i účastníci obchodování vyvíjejí čas od času další dodatky, které rozšiřují základní znění EFET kontraktu, avšak nadále v tomto textu se budeme zabývat pouze základním popisem standardních dodatků.

Dodatek č. 1 obsahuje veškeré definice pojmů používaných ve smlouvě a nepředpokládá se, že do znění tohoto dodatku bude zasahováno ze strany smluvních stran.

Dodatky č. 2a až 2d tvoří vzor confirmací, které slouží pro potvrzení uzavřených transakcí. Vzory jsou čtyři pro jednotlivé druhy transakcí: koupě/prodej elektřiny s fixní cenou, koupě/prodej elektřiny s variabilní (indexovanou) cenou, koupě/prodej call opce³⁶ na elektřinu a koupě/prodej put opce³⁷ na elektřinu. Dodatky jsou velmi podobné – obsahují specifikace prodávajícího, kupujícího, datum a čas, kdy byla transakce dohodnuta, popis diagramu dodávky, cenu, místo dodávky případně další specifikace transakce. Confirmace je podepsána protistranou, která ji vyhotovila, a je doručena elektronicky (fax, email, atd.) druhé protistraně.

V současnosti se nejčastěji bilaterálně obchoduje s následujícími produkty (diagramy dodávky):

³⁴ Toto není teoretický příklad – pro obchodníka je důležitější mít zaručenou dodávku elektřiny s reputabilním dodavatelem a zaplatit toto vyrovnání, než sázet na nejistotu spojenou s bankrotem dodavatele. Navíc je třeba si uvědomit, že ekonomicky poškozená strana neutrpí – dochází pouze k náhradě již uzavřených kontraktů.

³⁵ Anglický termín je „Material Adverse Change“

³⁶ Právo koupit elektřinu za předem dohodnutou cenu.

³⁷ Právo prodat elektřinu za předem stanovenou cenu.

- **dodávka v základním zatížení** (tzv. base load – dodávka o konstantním výkonu po celou dobu trvání dodávky kontraktu),
- **dodávka ve špičce** (tzv. peak load – dodávka o konstantním výkonu realizovaná od pondělí do pátku vždy v období od 8.00 do 20.00 hodin),
- **dodávka mimo špičku** (tzv. off-peak – opak dodávky ve špičce),
- **dodávka ve vysokém tarifu** (tzv. HT – high tariff – dodávka o konstantním výkonu realizovaná od pondělí do pátku vždy v období od 6.00 do 22.00 hodin),
- **dodávka v nízkém tarifu** (tzv. LT – low tariff – opak vysokého tarifu).

Shora uvedené první tři produkty jsou standardní v celé Evropě, HT a LT produkty jsou specialitou východní Evropy. V příštích letech se možná ještě ujmou tzv. „spreadové“ produkty – obchoduje se rozdíl cen ve dvou geografických lokalitách (např. rozdíl mezi českou a německou cenou). Očekává se dále zavedení speciálních produktů atraktivních pro provozovatele obnovitelných zdrojů.

7.1.1.3 Election sheet

Election sheet je nedílnou součástí každé EFET smlouvy. Při uzavírání EFET smluv se jedná o nejdůležitější část smlouvy, na které se protistrany musí shodnout.

Election sheet má dvě části. První část je v podstatě formulář, ve kterém se zaškrťávají možnosti a případně doplňují čísla a text, který danou EFET smlouvu parametrizuje. Celá smlouva je strukturována tak, aby bylo možno zvolit u některých odstavců variabilní režim. V election sheetu si protistrany zvolí, které odstavce smlouvy budou platit a které se nepoužijí. Například si protistrany mohou zvolit, zda si budou vyměňovat seznam autorizovaných osob, které mohou uzavírat jednotlivé transakce či nikoliv, anebo zdali například budou provádět netting plateb vzájemně vystavených faktur apod. Jako příklad doplnění čísel zde mohou být parametry definující Material Adverse Change, jak již bylo popsáno výše, a textová doplnění zahrnují například již zmiňované kontaktní údaje pro komunikaci mezi smluvními stranami apod.

Druhá část election sheetu je prázdná a vyhrazená pro speciální články a dodatky, na kterých se smluvní protistrany mohou dohodnout. Jedná se zejména o nestandardní a často nesymetrická ujednání, kterými se reputabilní společnosti snaží chránit před rizikem úpadku malých obchodníků.

7.1.2 Proces uzavírání EFET smlouvy a následné obchodování

Proces uzavírání EFET smlouvy bývá někdy značně obtížný a trvá i řadu měsíců. Pro ilustraci základní verze smlouvy je cca 50ti stránková, avšak typicky rozsah celé smluvní dokumentace jednoho bilaterálního vztahu snadno překročí i sto stran. Jedná se o velmi důležitý proces, protože podle dojednaných podmínek se pak následně realizují veškeré obchody. Vzhledem ke komplikovanosti celého procesu dříve umožňovali v některých případech účastníci obchodovat v omezené míře na základě tzv. Long-form Confirmation³⁸ do doby, než bude EFET smlouva uzavřena, avšak tato možnost se již v současnosti prakticky nepoužívá.

³⁸ Konfirmace s rozšířeným zněním (obsahem).

Nejvíce problémů při uzavírání EFET smlouvy bývá přirozeně v dohodě na znění election sheetu. Každý obchodník preferuje „svoji verzi“ kontraktu a obě protistrany se musí shodnout na určitém kompromisu. Smlouvy bývají relativně často nesymetrické, kdy obě protistrany mají rozdílné podmínky v závislosti na důležitosti obchodního partnera pro danou protistranu. Stává se, že s některými obchodníky daná protistrana i odmítne EFET smlouvu uzavřít.

Avšak po podpisu EFET smlouvy a splnění případných dodatečných podmínek v ní stanovených (např. na vystavení bankovních garancí, apod.) již nic nebrání zahájení obchodních aktivit. Většina transakcí bývá uzavřena prostřednictvím brokerských platforem (viz dále) nebo telefonem. Na trhu převládá relativně velká důvěra, co je ústně domluveno, to platí. Prakticky všichni obchodníci mají nahrávané telefony a tyto nahrávky se používají k řešení případných nedorozumění. Mnoho pokusů o nečestné jednání se nestává, protože daný jedinec na trhu rychle získává pověst nečestného hráče a ostatní obchodníci potom odmítají s touto osobou uzavírat transakce či jsou velmi obezřetní.

Zvláštní způsob bilaterálního obchodování tvoří aukce. Někteří výrobci, distributoři i spotřebitelé elektrické energie v minulosti preferovali a někdy ještě dodnes používají tento způsob obchodování. Vyhlašovatel obvykle zveřejní pravidla či podmínky účasti v aukci a stanoví termín, dokdy bude přijímat návrhy na uzavření požadovaného obchodu. Po uplynutí stanoveného termínu se provede vyhodnocení došlých nabídek a následně dojde k podpisu bilaterálních smluv s obchodníky, jejichž nabídky byly vyhlašovatelem akceptovány.

Aukce měly své opodstatnění v minulosti, kdy byl trh málo likvidní, ale vzhledem k dynamice dnešních trhů se tento způsob obchodování hodí pouze pro velmi specifické produkty anebo je používán společnostmi, které mají tuto povinnost nařízenou zákonem. Pro běžného výrobce či spotřebitele je dnes tento způsob obchodování nevhodný, protože vyhlášením aukce na prodej či nákup „běžného“ produktu vyhlašovatel obdrží tržní cenu, která bude převládat na trhu k termínu podání nabídek aukce. Vyhlašovatelé toto nepřinášejí žádnou výhodu – ten naopak v podstatě v okamžiku vyhlášení „akceptuje“ neznámou budoucí tržní cenu a dobrovolně se vzdává možnosti učinit časově neomezené, kvalifikované a flexibilní rozhodnutí v závislosti na momentálních tržních podmínkách.

Časově nejnáročnějším problémem při uzavírání EFET smluv často bývají dohody ohledně článků řešících riziko selhání protistrany (kreditní riziko) vedené snahou jednotlivých hráčů maximálně zabezpečit své pohledávky při minimalizaci nákladů na zabezpečení svých závazků vůči dané protistraně. V následujících kapitolách jsou proto vysvětleny tyto základní druhy rizik spjatých s bilaterálním obchodováním.

7.1.3 Vypořádání bilaterálních obchodů a kreditní riziko

Vypořádání bilaterálních obchodů probíhá na základě podmínek dohodnutých ve smlouvě EFET a v podstatě se neliší od ostatních oblastí podnikání – dodavatel má závazek dodat sjednanou elektrickou energii podle dohodnutého diagramu a kupující má povinnost tuto energii odebrat a následně zaplatit fakturu vystavenou dodavatelem. Fakturace probíhá v měsíčních cyklech po celou dobu dodávky.

Obdobně jako u ostatních oblastí lidského podnikání je s vypořádáním spojeno již zmiňované kreditní riziko. Důležitost tohoto rizika je ale v obchodě s elektřinou nesrovnatelně vyšší díky kontinuálnímu charakteru dodávek a lze jej rozdělit dva základní typy:

- riziko nezaplacení odebrané elektřiny,
- riziko nedodržení dodávky/odběru dle smluveného diagramu.

Riziko nezaplacení odebrané elektřiny je klasickým kreditním rizikem, kdy ve vztahu dodavatel-odběratel dodavatel dodá zboží, po dodávce vystaví fakturu a čeká na její zaplacení. Průběh vývoje kreditní expozice ilustruje obrázek 7.1.



V prvním měsíci dodávky expozice rovnoměrně narůstá s tím, jak začíná probíhat dodávka. V případě, že dodávka pokračuje i v následujícím měsíci, jak je naznačeno na předchozím obrázku, expozice pokračuje v růstu i v bezprostředně následujícím měsíci, protože dodávka pokračuje dále, ale kupující ještě nezaplatil za dodávku z právě uplynulého měsíce. Obvykle do pěti dnů po skončení měsíce probíhá fakturace a za dodávky se obvykle platí 20. den v měsíci následujícím bezprostředně po dodávce. Tento typ expozice vůči protistraně tedy dosahuje vrcholu právě 20. den každého měsíce, kdy je splatná faktura za dodávku z předchozího měsíce, a pokud dodávka pokračuje, expozice neklesá na nulu, nýbrž na hodnotu dodávky za prvních 20 dní aktuálního měsíce. Tento „pilový průběh expozice“ pokračuje tak dlouho, dokud běží dodávka.

Riziko nezaplacení odebrané energie lze úspěšně řídit, tj. omezovat. Vzhledem k tomu, že toto riziko lze přesně spočítat, lze omezením realizovaného objemu obchodů udržet potenciální ztráty v předem stanovených limitech anebo požadovat finanční zabezpečení tohoto rizika např. formou bankovních záruk či předplateb.

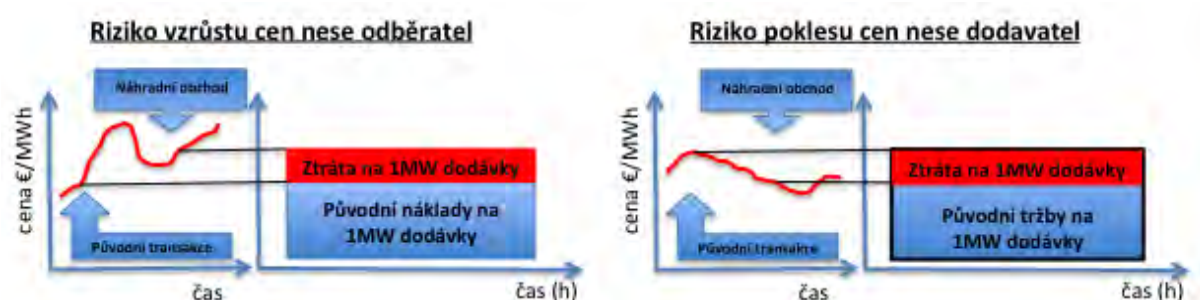
Riziko nedodržení dodávky/odběru dle smluveného diagramu je typickým rizikem pro derivátové obchody. Jedná se o riziko, které je oboustranné, tj. jsou mu vystaveny obě protistrany transakce, dodavatel i odběratel. Oproti předchozímu riziku má toto riziko dva nepříznivé parametry – jeho výše může být prakticky neomezená a dopředu při uzavírání transakce protistrany obchodu neví, jaký bude jeho průběh a která z protistran mu bude čelit.

Tento typ rizika vzniká tím, že veškerý obchod s elektřinou má povahu obchodování s forwardy/futures – jedná se o závazek v budoucnosti dodat či odebrat. Pokud se dva obchodníci

dohodnou, že obchodník A dodá obchodníkovi B elektřinu za cenu X €/MWh a poté cena vzroste o 5 €/MWh a v tento okamžik obchodník A vyhlásí úpadek, obchodník B utrhá ztrátu právě těch 5 € na každou MWh dodávky. Tato ztráta může mít v lepším případě formu ztráty „nerealizovatelné“, kdy obchodník B elektřinu ještě nikomu neprodal a tudíž ji fyzicky „nepotřebuje“³⁹ anebo plně realizované, kdy obchodník elektřinu potřebuje a musí jít na trh a koupit ji za cenu o 5 €/MWh vyšší.

Jak již bylo zmíněno, riziko je oboustranné a v zrcadlově obráceném případě, kdyby cena poklesla např. o 3 €/MWh a obchodník B (jako odběratel) zbankrotuje, ztrátu realizuje obchodník A (dodavatel), protože bude muset nyní dodávat za cenu o 3 €/MWh nižší. Příklady jsou znázorněny na obrázku 7.2.

Obrázek 7.2



Vzhledem k tomu, že cenový vývoj nelze s rozumnou mírou jistoty predikovat, subjekty při vstupu do každé bilaterální transakce neví, jak velkému riziku selhání protistrany budou v průběhu realizace transakce čelit. Prodávající je oproti kupujícímu v relativní výhodě, protože jeho riziko cenového vývoje je omezeno nulovou cenou⁴⁰, riziko kupujícího je fakticky neomezené, protože ceny energie mohou teoreticky růst bez omezení.

Riziko nedodržení dodávky/odběru dle smluveného harmonogramu nelze stoprocentně dopředu spočítat a řídit/omezit. Lze sice po protistraně požadovat bankovní garanci pro pokrytí tohoto rizika, avšak pouze v určitých mezích – obě strany obchodu musí nalézt kompromis, jak velkou garanci si vzájemně poskytnou na pokrytí určitého objemu obchodních transakcí a zdali jim požadovaná výše finančního zabezpečení „stojí“ za udržení daného obchodního vztahu a není-li lepší obchodovat s jinými protistranami, které tak vysoké finanční zabezpečení nepožadují.

Shora popsané dva typy kreditního rizika existují vedle sebe souběžně. V období po uzavření transakce, avšak před první fyzickou dodávkou, existuje pouze riziko nedodržení dodávky/odběru, v průběhu dodávky existují obě rizika paralelně, a to až do doby, kdy je dodána dodavatelem poslední MWh. Pak už existuje pouze osamocené riziko nezaplacené elektřiny za poslední měsíc dodávky, které zaniká uhrazením závěrečné faktury.

Způsoby řízení rizik jsou dále podrobně probrány v kapitole 18.

³⁹ Toto ale v žádném případě neznamená, že obchodník B ztrátu neutrpěl. Fakt, že obchodník elektřinu ještě neprodal či sám nepotřeboval, neznamená, že neutrpěl ekonomickou ztrátu!

⁴⁰ Toto není zcela korektní, protože zejména v souvislosti s implementací obnovitelných zdrojů se na trhu začaly vyskytovat i záporné ceny, což by naznačovalo neohraňované riziko také pro prodávající, avšak fenomén záporných cen měl doposud relativně nízkou frekvenci výskytu.

7.2 Obchodování prostřednictvím brokerských platforem

Obchodování s elektřinou probíhalo na bilaterální bázi v minulosti tak, že si obchodníci vzájemně telefonovali a ptali se jednotlivých protistran na ceny u různých diagramů dodávky. S postupující liberalizací se začaly definovat první standardizované produkty, a jakmile byly tyto standardy definovány, byly vytvořeny podmínky pro vznik tzv. brokerských platforem, které postupně začaly v obchodních aktivitách dominovat.

Brokerem je v obchodu s elektřinou označována společnost, která zprostředkovává obchod mezi dvěma obchodníky, účastníky trhu s elektřinou⁴¹. Broker sám nevstupuje do transakce, je pouhým prostředníkem mezi dvěma subjekty a pomáhá jim uzavřít transakci na bilaterální bázi. Oproti bilaterálnímu obchodování se brokerské obchody liší pouze tím, že uzavření transakce asistoval broker. Broker účtuje účastníků obchodování poplatek, který je závislý na objemu uzavřených transakcí.

7.2.1 Brokerské platformy

Původně brokeri pracovali výlučně na telefonní bázi, tj. měli nepřetržité telefonické spojení se všemi účastníky trhu. Účastníci obchodování mají při tomto způsobu obchodování zapnutý telefon na hlasitý odposlech a broker má koncentrovány všechny účastníky v jednom telefonním přístroji, do kterého postupně hlásí, všem najednou, nabídky na nákup či prodej. Projeví-li některý z obchodníků zájem o transakci anebo chce-li oznámit trhu prostřednictvím brokera svoji nabídku, ozve se tento účastník do telefonu se svým požadavkem – broker má tuto konverzaci přepnutou na privátní linku oddělenou od zbytku trhu. Pokud byla nějaká transakce realizována, broker to také oznamuje prostřednictvím telefonu celému trhu.

Výše popsany způsob se nazývá anglickým „voice brokerage“ a je využíván do dnešních dnů. Paralelně k tomuto způsobu zprostředkování obchodů se rozvinula tzv. „screen brokerage“ – obchodování prostřednictvím počítačů. Brokeri poskytují prostřednictvím internetového propojení přístup obchodníkům na brokerské obrazovky, kde mají účastníci obchodování možnost „ukázat trhu“ své návrhy na transakce či přímo reagovat na návrhy jiných subjektů.

Mezi nejvýznamnější evropské brokerské platformy, z nichž některé operují také v České republice, patří Traditional Financial Services („TFS“, www.tfsbrokers.com), ICAP (www.icap.com), GFI (www.gfigroup.com), Spectron (www.spectrongroup.com), Tullet Prebon (www.tulletprebon.com), 42Financial Services (www.42fs.cz) a v poslední době také společnost Griffin (www.griffinmarkets.com). Činnost těchto brokerů na českém trhu je poměrně proměnlivá, v době vydání této knihy byl téměř celý trh ovládán společnostmi TFS a 42Financial Services.

„Screen brokerage“ běží v Evropě téměř výhradně na softwaru společnosti Trayport (www.trayport.com). Vzhledem k tomu, že řada účastníků trhu s elektřinou zároveň obchoduje také se zemním plynem a tyto obchody se realizují v různých zemích, kde působí různé brokerské společnosti,

⁴¹ Označení broker se v obchodu s elektrickou energií liší od obchodování s jinými finančními instrumenty, kde broker je účastník burzovního obchodování a zprostředkovává pro své klienty obchody na burze. Broker v energetickém smyslu slova odpovídá označení „Inter-deal Broker“ z finančního světa.

a vzhledem k tomu, že i některé burzy používají obchodní systém společnosti Trayport, vyvinula tato společnost software Global Vision Trading Gateway. Jedná se o tradingový software určený pro obchodníky, který konsoliduje data z různých brokerských a burzovních platform na jednu obrazovku tak, že je uspořádá po produktech a cenách od nejvýhodnější ceny po tu nejméně výhodnou. Tímto umožňuje obchodníkům snazší orientaci v situaci na trhu.

Brokerské platformy jsou obecně mezi účastníky trhu velmi oblíbené, protože představují jakýsi „koncentrátor“ nabídky a poptávky a při pohledu na brokerskou obrazovku obchodníci snadno a rychle získají představu o situaci na trhu, avšak výsledky transakcí na brokerských platformách nebývají standardně k dispozici široké veřejnosti.

Jakmile je na brokerské platformě uzavřena transakce, stává se z ní klasický bilaterální obchod podléhající EFET smlouvě se všemi aspekty již popsány v této kapitole.

7.2.2 Limity obchodování na brokerských platformách

Obchodování prostřednictvím brokerských platform v sobě zahrnuje dvě významná omezení ztěžující práci brokerů – a sice (i) ne všichni účastníci trhu mají společně podepsané EFET smlouvy, a (ii) i když smlouvy existují, může se stát, že z důvodu kreditního rizika protistrany spolu nemohou zamýšlenou transakci uzavřít.

Tyto skutečnosti způsobují, že realizace transakce přes brokerskou platformu nemusí proběhnout za nejlepších podmínek existujících na trhu⁴² a nebo transakce proběhne podmíněně a broker se snaží najít pro dané účastníky tzv. „sleeve“ – hledá třetí protistranu, která se stane prostředníkem transakce, bude akceptovat kreditní riziko obou protistran a za stejných podmínek (či případně s nějakým malým ziskem) koupí elektřinu od prodávajícího a současně ji prodá kupujícímu.

Vzhledem k tomu, že kreditní riziko je veličina volatilní, mění se v závislosti na obchodních aktivitách a situaci na trhu, představuje tento problém často stěžejní činnost pro brokery a ti nezdědka tráví více času nad řešením kreditních problémů než nad vlastní brokerskou činností. Obchodování přes brokery je relativně náročné i pro účastníky trhu – tito většinou musí brokerům na denní bázi hlásit, které protistrany kreditně akceptují, aby brokeři mohli jednotlivým protistranám na terminálech obchodního systému vyznačit, zda cena, kterou vidí, je od obchodníka, s kterým si vzájemně akceptují kreditní riziko, či nikoliv. Tento problém částečně umožňuje brokerům vyřešit tzv. OTC registrace na burze, která je popsána dále v této kapitole.

7.3 Obchodování na burze

Pokračující liberalizace a standardizace produktů, vyšší likvidita a snaha o získání transparentních cenotvorných platform vedla k rozvinutí obchodování na burzovních platformách. Burzovní

⁴² Protože daný obchodník realizuje transakci s obchodníkem, který sice nemá úplně nejlepší cenu na trhu, ale akceptuje jeho kreditní riziko.

obchodování je oproti bilaterálním transakcím či transakcím provedeným přes brokerské platformy absolutně anonymní⁴³ a protistranou každého obchodu je burza, respektive její centrální protistrana, která se stává protistranou každého obchodu.

Burzovní obchodování se vyznačuje tím, že nerozlišuje jednotlivé účastníky podle žádných kritérií a burza stanovuje pravidla obchodování a pravidla vypořádání, která jsou platná pro všechny účastníky obchodování. Má-li daný účastník zájem o obchodování na burze, musí splnit podmínky, které si příslušná burzovní platforma stanovuje. Tyto požadavky bývají většinou administrativního charakteru jako např. doložení existence dané právnické osoby, prezentace hospodářských výsledků společnosti, případně vykonání zkoušek odborné způsobilosti obchodování na příslušné burze apod. Nejdůležitější podmínky se zpravidla týkají nastavení mechanismu vypořádání obchodů, což může představovat poskytnutí bankovních garancí ze strany účastníka obchodování vůči burze (respektive burzou určené centrální protistraně) či uzavření smlouvy s třetím subjektem (většinou bankou) poskytující služby vypořádání obchodů. Burza také definuje, s jakými produkty se na platformě bude obchodovat, a při obchodování nepřipouští výjimky ze zveřejněných pravidel.

Burza má také oproti bilaterálnímu obchodování specifický způsob vypořádání, které je zásadně odlišné od vypořádání bilaterálních obchodů a které garantuje maximální možnou bezpečnost a jistotu vypořádání.

Přestože obchodování s elektřinou má vždy charakter forwardu, resp. futures, rozděluje se obchodování na spotové a termínové. Podobně bývají rozděleny i platformy – spotový trh je trh s dodávkou na jeden den dopředu, případně i několik dnů (např. v pátek se může obchodovat sobota, neděle a pondělí), a termínovaný trh – s produkty s typickou dobou dodání měsíc, kvartál a rok.

7.3.1 Spotové trhy

Spotový trh je základním trhem s elektrickou energií a měl by představovat základní cenotvorné místo pro všechny účastníky trhu. Na tomto trhu se prakticky obchoduje pouze s fyzickou dodávkou elektrické energie a správně fungující spotový trh by měl zajistit, že v elektrizační soustavě bude také optimalizováno nasazení jednotlivých výrobních bloků – od elektráren s nejnižšími variabilními náklady postupně až po ty nejdražší.

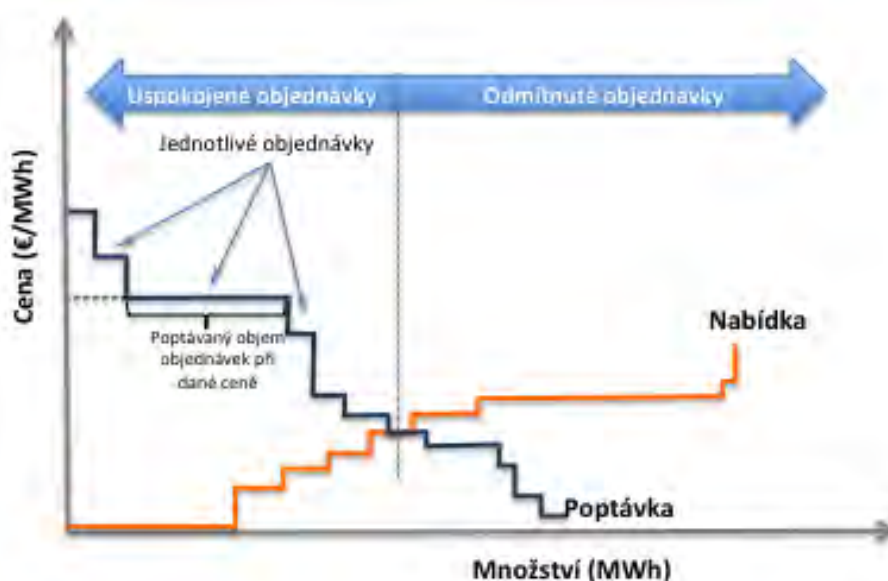
Základními produkty na spotovém trhu jsou hodinové produkty, denní pásmo a denní dodávka ve špičce. Některé z burz dále umožňují definovat účastníkům obchodování vlastní produkty, které jsou sestaveny na základě kombinace několika hodinových kontraktů dohromady.

Jednotlivé spotové burzy mají odlišný přístup ke způsobu obchodování a kombinují různé aukční či kontinuální režimy. Nicméně standardem ve spotovém burzovním obchodování se stal aukční mechanismus obchodování hodinových produktů a kontinuální obchodování denních produktů.

⁴³ Toto není zákonný požadavek, spíše praxe a přání účastníků obchodování.

V aukčním mechanismu obchodníci posílají své obchodní příkazy (objednávky) do systému burzy, který je registruje, a po stanoveném termínu uzavře jejich příjem a provede aukční výpočet. Vezmou se všechny došlé objednávky na hodinové produkty⁴⁴ a u všech „odvozených“, tzv. blokových produktů (tj. produktů, kde délka dodání je delší než jedna hodina), burza provede „rozebrání těchto kontraktů na hodiny“ a provede výpočet ceny (konstrukce křivek sesouhlasení) pro každý jednotlivý hodinový produkt⁴⁵. Výpočet ceny je iterativní proces a jeho základním kritériem je maximalizace objemu uspokojených objednávek. Jakmile je známa cena, provede se kontrola, zda mohou být požadované transakce s blokovými kontrakty uspokojeny, tj. zda lze zobchodovat všechny hodiny daného blokového kontraktu. Pokud tomu tak není, je třeba daný kontrakt vyřadit a provést výpočet ceny znovu. V okamžiku dosažení cenového ekvilibria výpočet končí.

Obrázek 7.3: Příklad konstrukce křivek sesouhlasení pro jeden hodinový produkt:



Po stanovení cen spotového trhu (tj. 24 hodinových kontraktů) je tato cena publikována společně s informací, které objednávky byly uspokojeny a které nikoliv, a burza často provádí i automatický scheduling uspokojených objednávek.

Likvidních spotových burzovních trhů se začalo v poslední době využívat také pro přeshraniční obchodování jako způsobu vyřešení nedostatku přenosových přeshraničních kapacit fungující na principu, že elektřinu prodám na tom spotovém trhu, kde se fyzicky nachází a koupím si ji na trhu,

⁴⁴ Doposud platná standardizace na celoevropském trhu určuje jednu hodinu, jako nejkratší standardizovaný produkt, avšak je pravděpodobné, že se toto v budoucnu změní a nejkratším kontraktem bude 15minutová dodávka.

⁴⁵ Ohledně algoritmu výpočtu ceny se vedou debaty, existuje několik řešení a co obchodník to názor na to, jak by měl algoritmus pracovat. Může se totiž stát, že obchodník pošle do burzovního systému objednávku a ta nebude zcela či vůbec uspokojena, i když poptávaná cena bude lepší než výsledná cena burzy. Vyplývá to z několika mezních situací, které mohou v systému nastat a jejichž popis je nad rámec této knihy.

kde ji potřebují. Rozdíl cen spotového trhu implicitně určuje cenu přenosu, a proto se tato metoda nazývá implicitní aukce a je detailněji popsána v kapitole 8.

7.3.2 Termínované trhy

Obchodování s termínovanými produkty je motivováno snahou o zabezpečení cen budoucích dodávek (prodej kapacity výrobních zařízení nebo nákup elektrické energie pro konečné spotřebitele) anebo ze spekulativních důvodů. Obchodování většinou probíhá formou kontinuálního obchodování, aukční mechanismy jsou využívány minimálně.

Na burzovních trzích se většinou obchoduje s kontrakty s délkou dodávky jeden měsíc, jeden roční kvartál a jeden rok⁴⁶ – a to na několik těchto období dopředu. Podle diagramu dodávky se vyprofilovaly dva základní produkty:

- **dodávka v základním zatížení** (tzv. base load – dodávka o konstantním výkonu po celou dobu trvání dodávky kontraktu),
- **dodávka ve špičce** (tzv. peak load – dodávka o konstantním výkonu realizovaná od pondělí do pátku vždy v období od 8.00 do 20.00 hodin).

Přehled produktů obchodovaných v České republice je uveden na konci podkapitoly 7.3.2. Co do portfolia produktů je trh v ČR naprosto srovnatelný s ostatními vyspělými evropskými národními trhy.

7.3.2.1 Produkty s fyzickou dodávkou

Produkty s fyzickou dodávkou jsou svým charakterem identické k produktům obchodovaných na bilaterální bázi. V době dodávky obchodníci dodávají burze či od burzy odebírají fyzickou elektřinu, na rozdíl od bilaterálních obchodů je však za dodávku zapláceno ihned následující den po dodání.

Produkty s fyzickou dodávkou bývají obchodníky preferovány na méně likvidních trzích, kde není možné využít produktů s finančním vypořádáním.

7.3.2.2 Produkty s finančním vypořádáním

Obchodování s produkty s finančním vypořádáním (tzv. futures s finančním vypořádáním či krátce finanční futures) představuje nejflexibilnější a zároveň jeden z nejsložitějších produktů, se kterými lze obchodovat ve vztahu k dodávce s elektřinou.

Základní podmínkou pro existenci finančních futures je likvidní spotový trh, vůči němuž jsou tyto produkty indexovány. Účelem obchodování s finančními futures není zabezpečení fyzické dodávky elektrické energie (předpokládá se, že to daný obchodník může udělat právě na spotovém trhu), nýbrž zajištění ceny elektrické energie.

⁴⁶ V nedávné době se začalo na některých burzách obchodovat i s týdenní dodávkou.

Princip produktu spočívá v tom, že prodávající a kupující se prostřednictvím burzy⁴⁷ dohodnou na transakci, kde prodávající chce mít garantovanou cenu, že po dobu „dodávkového období“ bude moci na spotovém trhu prodat elektřinu za cenu dohodnutou s kupujícím v době uzavření transakce a zrcadlově kupující chce mít zaručeno, že v době „dodávkového období“ bude moci na spotovém trhu energii za dohodnutou cenu nakoupit. Prakticky se tedy prodávající s kupujícím prostřednictvím burzy dohadují, že prodávající nahradí kupujícímu cenové rozdíly mezi spotovou cenou energie a dohodnutou cenou kontraktu v hodinách, kdy cena spotu bude vyšší než tato cena, kupující se naopak zavazuje nahradit prodávajícímu rozdíl cen, bude-li cena spotu nižší než dohodnutá transakční cena.

V praxi probíhá vypořádání transakce po celou dobu životnosti kontraktu na denní bázi. Po dobu obchodování s původním kontraktem se provádí jeho denní přecenění tzv. Mark-to-market (viz dále) a v okamžiku „dodávky“, tj. konečného finančního vypořádání, se provádí denní porovnání závěrečné ceny celého kontraktu vůči ceně spotového trhu. Princip je znázorněn na obrázku 7.4.

Důležité je, že na základě uzavřeného kontraktu s finančním vypořádáním neprobíhá žádná fyzická dodávka a obě strany transakce mají možnost, nikoliv však povinnost, realizovat fyzickou dodávku prostřednictvím spotového trhu. Vypořádání probíhá postupně na denní bázi po celou dobu „dodávkového období“. Jakmile je znám index spotového trhu, ke kterému je daný finanční futures vztážen, provede vypořádací centrum burzy porovnání cen a provede příslušné převody peněz mezi účty obou účastníků transakce.

Produkty s finančním vypořádáním dávají značnou flexibilitu účastníkům obchodování a tvoří paralelu k obchodování s jinými komoditami, jako jsou například vzácné kovy, zemědělské produkty anebo ostatní energetické produkty, kde je také obvykle oddělena fyzická spotová dodávka od zajištění budoucí ceny prostřednictvím finančních futures. V praxi se tedy obchodník může rozhodnout až bezprostředně před vlastním finančním vypořádáním, zdali bude chtít za danou cenu realizovat dodávku, či zda si derivát nechá finančně vypořádat anebo zvolí kombinaci těchto dvou možností.

Finančně vypořádané produkty jsou velmi mocným nástrojem pro zajištění cen energií jak velkým výrobcům, tak i spotřebitelům, kteří si takto mohou zajistit ceny elektrické energie přesně dle svých potřeb.

Bude-li se trh s elektrickou energií vyvíjet dle dnešních předpokladů, lze očekávat, že v budoucnu na burzách bude převládat obchodování s termínovanými kontrakty právě s finančním vypořádáním.

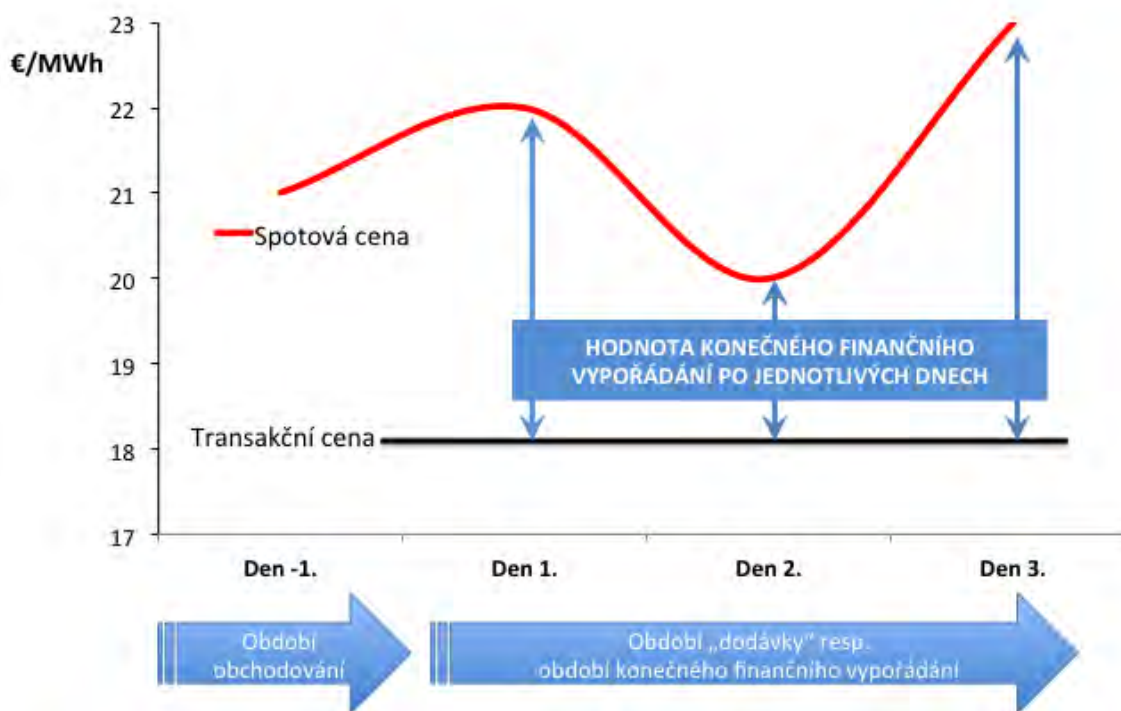
7.3.3 Vypořádání burzovních obchodů

Ve vypořádání burzovních obchodů se rozlišuje, zda se jedná o vypořádání spotového trhu či termínovaných obchodů. Vyplývá to z různých typů rizik, kterým jsou burzovní platformy vystaveny. Burzovní systémy musí být z hlediska risk managementu naprosto robustní, aby odolaly všem situacím, které na trhu mohou nastat. Vzhledem k obchodovaným objemům a dlouhodobosti dodávek některých kontraktů – až několik let – by jakékoliv pochybnosti o spolehlivosti burzovního

⁴⁷ Vzhledem k anonymitě obchodování není identita protistrany žádné straně obchodu známa a obě strany obchodu mají pohledávky/závazky pouze vůči burze.

systemu mohly vést k významným krizím na trhu s elektřinou a potenciálně i ohrozit stabilitu energetického sektoru.

Obrázek 7.4: Princip vypořádání finančního futures



Vypořádání burzovních obchodů je samostatná disciplína přesahující rámec této publikace, a proto je následující text pouze ilustrativním popisem základních principů vypořádání.

7.3.3.1 Vypořádání spotového trhu

Vypořádání obchodů na spotovém trhu se provádí na rozdíl od bilaterálního obchodování na denní bázi. Vzhledem k tomu, že se v případě spotového trhu jedná pouze o fyzickou dodávku, která bude dodána následující den po zobchodování, burzovní platforma bezprostředně po ukončení obchodování vypočte objemy jednotlivých dodávek. Většina vypořádacích mechanismů umožňuje burzám i přímo provést platby z účtů kupujících obchodníků na účty prodávajících bez jakéhokoliv zásahu účastníků obchodování. Těchto principů například využívá i česká spotová burzovní platforma OTE⁴⁸.

Vypořádací systém burzy musí zajistit, aby na účtech účastníků obchodování byl vždy dostatek prostředků na pokrytí všech závazků. Toto se řeší speciálními ochrannými mechanismy, které

⁴⁸ OTE, a. s., společnost vlastněná českým státem, jejímž předmětem podnikání je činnost operátora trhu ve smyslu energetického zákona (§ 4 odst. 3 zákona č. 695/2004 Sb.).

kontrolují stav peněžních prostředků na účtech obchodníků, a podle jejich výše umožňují či limitují množství a druh objednávek, které může daný obchodník do systému burzy zadat. Toto ještě často bývá zkombinováno s bankovními zárukami, které může burzovní platforma po obchodníkovi požadovat. Zjednodušeně řečeno, burzovní platformy umožňují obchodníkům nakoupit na spotovém trhu právě tolik energie a za takovou cenu, na jakou má obchodník složené peněžní prostředky na bankovním účtu.⁴⁹

7.3.3.2 Vypořádání termínových obchodů

Pro vypořádání termínových obchodů také existuje několik různých mechanismů. Vypořádání burzovních obchodů provádí zúčtovací a vypořádací centrum burzy, což obvykle bývá separátní společnost zabývající se pouze touto činností (tzv. „clearing house“) a neřídka toto bývá i komerčně oddělená aktivita od burzy. V následujícím textu je popsán princip uplatňovaný společností European Commodity Clearing AG („ECC“)⁵⁰, vypořádací centrum, které používá několik evropských burz v čele s německou komoditní burzou European Energy Exchange AG („EEX“) a který také používá pražská energetická burza PXE⁵¹.

Vypořádání v ECC probíhá prostřednictvím tzv. clearingových členů. Vypořádací centrum často také slouží jako centrální protistrana, vůči které jsou uzavírány veškeré burzovní transakce, anebo je funkce centrální protistrany vyčleněná do separátní společnosti.

Clearingoví členové bývají zpravidla velké banky anebo velcí účastníci trhu s velmi exkluzivním ratingem. Každý účastník obchodování na burze se buď musí stát clearingovým členem anebo si musí vybrat a podepsat smluvní dokumentaci s jedním⁵² ze stávajících clearingových členů, který pak přebírá za daného burzovního účastníka obchodování plnou a neomezenou⁵³ (!!!) garanci za veškeré transakce, které obchodník na burze realizuje.

Clearingoví členové zpravidla úzce spolupracují s vypořádacím centrem nejen při návrhu způsobu zabezpečení rizik souvisejících s vypořádáním, ale zejména při nastavení jednotlivých parametrů. Princip vypořádání bývá navržen tak, aby se statistickou jistotou bylo zaručeno, že v systému vypořádání bude vždy dostatek hotovosti na pokrytí závazků všech účastníků obchodování a nemuseli za jejich závazky plnit clearingoví členové. Tento princip bývá navíc ještě doplněn tzv. clearingovým fondem, který clearingoví účastníci skládají pro případ selhání jednoho z clearingových účastníků. Zabezpečení vypořádání lze schematicky znázornit obrázkem 7.5.

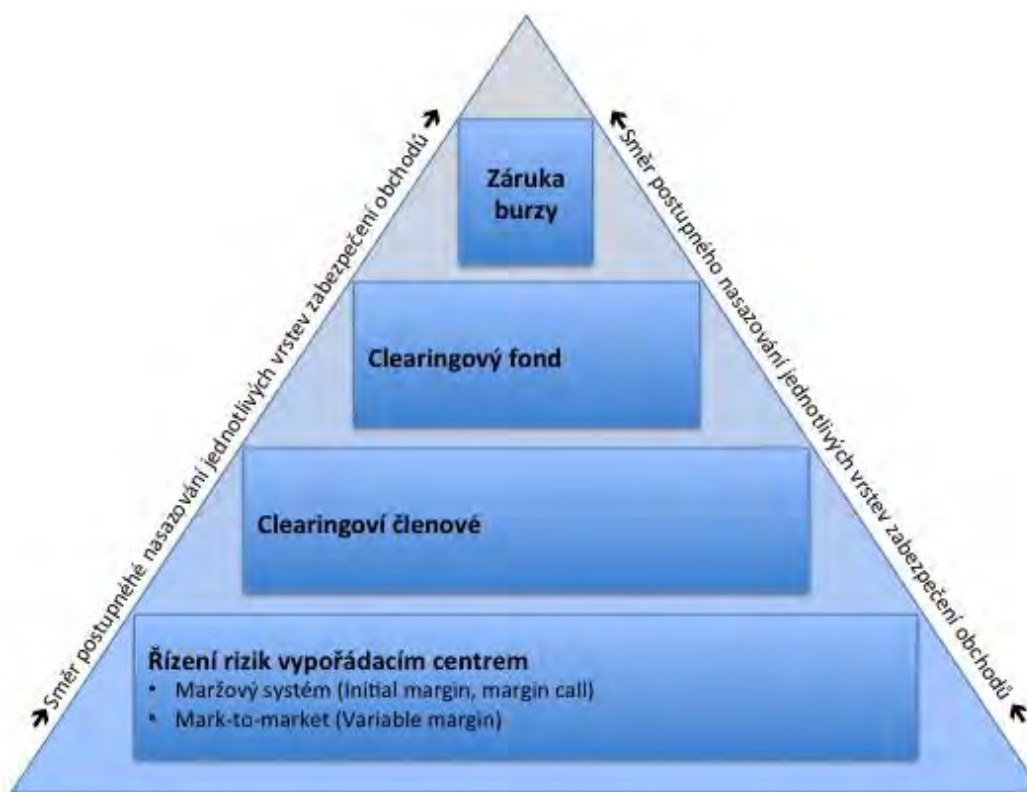
⁴⁹ Toto je možné provést na spotovém trhu, protože se obchodují produkty s dodávkou na příští den a za tyto produkty se hned platí a provádí se scheduling dodávek. Pro termínované obchody takového řešení nelze použít.

⁵⁰ www.ecc.de

⁵¹ Oficiální název POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a. s.

⁵² Teoreticky lze mít vztah s více clearingovými členy a používat každého z nich na jiné operace, ale v praxi se to často nevyužívá.

⁵³ Výše garance je sice právně neomezená, avšak způsob řízení rizik ze strany vypořádacího centra expozici clearingového člena prakticky významně eliminuje.



Vypořádání obchodů je založeno na maximální možné eliminaci rizik v reálném čase při současné snaze minimalizovat požadavky na zajištění obchodů ze strany účastníků obchodování. Systém je založen na principu přeceňování všech otevřených pozic tak, aby veškeré závazky všech účastníků obchodování byly přeceněny na aktuální tržní úroveň a aby tedy v případě selhání jakéhokoliv účastníka mohla burza (na pokyn clearingového člena) vstoupit na trh a iniciovat transakce, které budou zrcadlově opačné otevřeným transakcím selhavšího účastníka. Díky přecenění na aktuální cenovou úroveň by tato operace neměla znamenat ani pozitivní ani negativní efekt pro selhavšího obchodníka, jehož závazky vůči burze⁵⁴ budou těmito reverzními operacemi „vynulovány“. Viz následující schematický příklad.

V souvislosti s přeceňováním otevřených pozic se na burzách zavedl nový, často používaný termín – tzv. kaskádování produktů. Jedná se o stav, kdy účastník má poslední den obchodování s daným produktem – například ročním kontraktem – otevřenou pozici a na konci dne se provede poslední přecenění tohoto kontraktu. Poté následuje rozkaskádování tohoto kontraktu na následující měsíční kontrakt, který jde do konečného vypořádání (fyzické dodávky či finančního vypořádání podle druhu kontraktu), a zbytek dodávky se doplní měsíčními, respektive kvartálními kontrakty – roční kontrakt se tedy na konci prosince rozkaskáduje na lednový měsíční kontrakt, který jde do konečného vypořádání, a na měsíční kontrakty únor, březen a 2., 3. a 4. kvartál daného roku – všechny tyto kontrakty nadále podléhají dennímu přeceňování. Se zbylými rozkaskádovanými kontrakty lze samozřejmě dále obchodovat až do okamžiku jejich dalšího rozkaskádování (v případě kvartálů) či do okamžiku dodávky (v případě měsíčních kontraktů).

⁵⁴ A zároveň i vůči účastníkům obchodování.

Obrázek 7.6: Příklad způsobu vypořádání na burze

	Krok 0.	Krok 1.	Krok 2.	Krok 3.	Krok 4.
	Obchodníci vstupují na burzu	1. Obchodní den	Konec prvního obchodního dne Cena roku: €30/MWh	2. Obchodní den Cena roku: €29/MWh	Konec druhého obchodního dne Cena roku: €27/MWh
Obchodník A	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin €300'000	Obchodník kupuje 1MW roční kontrakt (8760 MWh) za €32/MWh	Obchodník prodělává €30-€32= €-2/MWh musí zaplatit burze: €-2/MWh*8760MWh = €-17'520.-	Obchodník vyhláší bankrot. Cena spadla: €29-€30= €-1/MWh : a má zaplatit: €-1/MWh*8760MWh = €-8'760.-	Má „vynulovanou“ pozici, opouští burzu, dostává zpět zbytek z initial margin: €300'000-€8'760 = €291'240.-
Obchodník B	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin €300'000	Obchodník prodává 1MW roční kontrakt (8760 MWh) za €32/MWh	Obchodník vydělává €32-€30= €2/MWh dostává od burzy: €2/MWh*8760MWh = €+17'520.-	Obchodník není aktivní.	Obchodník vydělává €30-€27= €3/MWh dostává od burzy: €3/MWh*8760MWh = €+26'280.-
Obchodník C	Obchodník vstupuje na burzu, vkládá initial margin €300'000	Obchodník není aktivní.	Obchodník nemá žádnou pozici, nič neplatí ani neinkasuje.	Obchodník je ochoten koupit 1MW roční kontrakt za €29/MWh od burzy, která likviduje pozici obchodníka A.	Obchodník prodělává €27-€29= -€2/MWh musí zaplatit burze: €-2/MWh*8760MWh = €-17'520.-
Burza	Burza eviduje u obchodníků: A: €300'000 B: €300'000 C: €300'000	Burza registruje nákupní transakci obchodníka A a prodejní transakci obchodníka B.	Burza inkasuje od obchodníka A částku €17'520 a obratem ji připisuje na účet obchodníka B.	Burza prodává pozice obchodníka A (roční kontrakt) za aktuální cenu €29/MWh, ztrátu hradí z initial margin obchodníka A.	Burza bere €-8'760 z initial margin obch. A, bere €-17'520 od C a vše tj. €+26'280.- posílá B.

Princip přeceňování je v praxi zabezpečen dvěma procesy – (i) skládáním tzv. marží⁵⁵ na účet vypořádacího centra a (ii) hotovostními převody mezi vypořádacím centrem a jednotlivými účastníky⁵⁶. Všechny transakce jsou přeceňovány až do jejich (a) tzv. konečného vypořádání (přecenění proti spotovému trhu) v případě finančních produktů anebo (b) fyzické dodávky a jejího zaplacení (oboje na denní bázi – obdobné jako vypořádání na spotovém trhu).

Marže představují většinou hotovostní garance, které musí účastníci obchodování skládat prostřednictvím svých clearingových členů na zabezpečení svých otevřených pozic proti pohybu cen v průběhu jednoho dne. Výše garancí je spočítána tak, aby za „normálních“ podmínek⁵⁷ na trhu kryly riziko pohybu cen po celý obchodní den. Na konci každého obchodního dne dojde k přecenění portfolií všech účastníků obchodování a následuje hotovostní vypořádání – účastníci, kteří na základě přecenění realizovali na svých portfoliích v daném obchodním dni „ztrátu“, musí ji ho-

⁵⁵ Někdy bývá označováno jako „initial margin“.

⁵⁶ Tento proces bývá označován anglickým termínem „mark-to-market“ (M2M) anebo „variable margin“.

⁵⁷ Obvykle se marže počítají tak, aby např. s 99% jistotou spočítanou na základě historických cen kryly maximální statistický předvídatelný cenový vývoj během následujících 24 hodin.

tovostně uhradit vypořádacímu centru, které ji obratem pošle na účet účastníkům, kteří realizovali „zisk“. Pokud u některého z účastníků dojde v průběhu obchodního dne k situaci, že se přeceňování jeho portfolia přiblíží k výši složených marží, iniciuje vypořádací centrum tzv. „margin call“ a účastník musí neprodleně hotovostním převodem zvýšit objem složených marží – pokud by se tak nestalo, má clearingový člen obsluhující daného účastníka obchodování právo požádat burzu o likvidaci portfolia kontraktů daného účastníka obchodování a burza je povinna tomuto požadavku vyhovět.⁵⁸

Clearingový členové tedy pečlivě sledují jednotlivé účastníky obchodování a kontrolují, aby jejich ztráty nenarostly do výše, kterou by finančně nezvládli. Clearingový členové sice ručí za závazky obchodníků, kterým poskytují své clearingové služby, ale jak je patrné z předchozího popisu, mají k dispozici propracovaný systém risk managementu, který možnost ztrát v maximální možné míře eliminuje a staví clearingového účastníka spíše do role dohlázele na obchodníky.

Z uvedeného jasně vyplývá, že burzovní obchody podléhají velmi striktním pravidlům vypořádání a že účastníci obchodování mají velmi vysokou (ne-li absolutní) jistotu, že transakce realizované prostřednictvím burzovních platforem proběhnou v souladu s burzovními pravidly. Zajišťuje to robustní vypořádací mechanismus, garance clearingových členů, poté clearingový fond a v neposlední řadě kapitál burzy.

7.3.3.3 OTC clearing

Vzhledem k problémům s kreditním rizikem popsaným v kapitole o bilaterálním obchodování a obchodování prostřednictvím brokerských platforem nabízí vypořádací centra burzovních platforem službu tzv. OTC clearing. Jedná se o možnost registrace bilaterálního obchodu, který si protistrany dohodnou na bilaterální bázi či prostřednictvím brokerské platformy, na burze.

Takováto transakce musí většinou splňovat dvě základní podmínky: 1) jejím předmětem musí být kontrakt, který se obchoduje na burze a 2) cena obchodu musí být v nějaké toleranci od tržní ceny v okamžiku registrace do burzovního systému. Po registraci se z obchodu stává klasický burzovní obchod.

Obchodníci využívají tohoto způsobu vypořádání v případě, že se jim nepodaří vyřešit problém kreditního rizika jiným způsobem a obě protistrany transakce mají zájem na jejím uzavření.

7.3.4 Proces vstupu na burzu a obchodování na burze

Proces vstupu na burzu je standardizovaný a lze jej rozdělit na tři základní kroky: 1) uzavření smlouvy a splnění veškerých a právních náležitostí, 2) instalace burzovního obchodního systému a 3) uzavření smlouvy s příslušným vypořádacím centrem a případně clearingovým členem.

⁵⁸ Vypořádání na principu M2M má zásadní vliv na řízení obchodní činnosti každého obchodníka obchodujícího na burze. Pokud obchodník nakoupí či prodá elektrickou energii za účelem fixace ceny a takto otevřenou pozici si zamýšlí ponechat až do realizace fyzické dodávky, musí počítat s alternativou, že cenový vývoj může jít „proti“ takto otevřené pozici a že tento obchodník musí mít pro případ takto nepříznivého vývoje k dispozici dostatek hotovosti na pokrytí požadavků. M2M. Na druhou stranu, půjde-li cenový vývoj „s obchodníkem“, realizuje tento obchodník zisky okamžitě a ne až po skončení dodávky.

Uzavření smlouvy a splnění právních náležitostí bývá relativně administrativně náročný proces (ale pro srovnání je tento proces stále ještě jednodušší než uzavření jednoho EFET kontraktu), kdy obchodník musí burze prokázat, že má veškeré nezbytné licence a smlouvy pro obchodování s elektřinou na daném teritoriu. Dále musí obchodník podepsat standardní burzovní dokumentaci a v případě některých burz i splnit zkoušky, které daná burza může vyžadovat.

Připojení na obchodní systém burzy může také být pro některé obchodníky technicky náročný proces, avšak i v tomto ohledu dochází v posledních letech ke standardizaci obchodních rozhraní.

Nejnáročnějším procesem vstupu obvykle bývá nalezení vhodného clearingového člena, který bude pro obchodníka zajišťovat vypořádání. Řada bankovních institucí poskytujících tyto služby vyžaduje splnění poměrně striktních podmínek a nejmenší účastníci obchodování mohou mít se splněním těchto podmínek problémy.

Vlastní obchodování na burze probíhá tak, že jednotliví obchodníci podle svých obchodních zájmů vkládají do burzovních počítačových terminálů své požadavky (= objednávky – závazné návrhy na uzavření transakce obsahující informace, o jaký produkt má obchodník zájem, v jakém objemu a za jakých cenových podmínek) a na tyto požadavky buď nějaký jiný obchodník reaguje a akceptuje je, či burzovní obchodní systém sám nalezne požadavek jiného obchodníka, který lze spárovat dohromady a vytvořit obchod. V případě, že se tak nestane, daný požadavek/objednávka zůstává v burzovním systému do doby, než jej spárovat lze anebo než vyprší platnost, na jakou byl do burzovního systému zadán.

Vstup na burzu má smysl, vzhledem ke složitosti procesu a s tím spojených nákladů, pro aktivní obchodníky. Ostatní subjekty, které chtějí mít na burzu přístup, avšak nejsou aktivními obchodníky, mají možnost se dohodnout s některým z účastníků obchodování na burze, aby je na burze zastupoval.

7.3.5 Evropské burzy

V Evropě existují tři nejvýznamnější burzy, které obchodují s elektrickou energií a dalšími energetickými komoditami – Nordpool, EEX a ICE ENDEX. Kromě těchto platforem existují ještě menší, většinou národní burzy zaměřené především na obchodování na spotovém trhu. Mezi ně se řadí především: POLPX (Polsko), HUPLEX (Maďarsko), EXAA (Rakousko), OPCOM (Rumunsko) a Borzen (Slovinsko).

Nordpool⁵⁹ po mnoho let představoval z hlediska likvidity a celkového fungování asi nejvyspělejší trh Evropy, avšak v posledních letech tuto pozici postupně přebírá německý EEX. Nordpool pokrývá obchodování skandinávských zemí – Norska, Švédska, Finska, Dánska a v posledních letech i Estonska a Velké Británie. Nordpool byl původně vlastněn operátory přenosových soustav, kteří dnes vlastní pouze spotovou platformu Nordpool Spot, termínové obchody se realizují na platformě NASDAQ OMX⁶⁰ Commodities, která je patří do americké skupiny NASDAQ OMX.

⁵⁹ www.nordpoolspot.com

⁶⁰ www.nasdaqomx.com/commodities

EEX⁶¹ je německá komoditní burza, která obchoduje s německou, francouzskou, rakouskou a švýcarskou elektřinou a kromě toho i s plynem, uhlím s různými místy dodání a dále s emisními povolenkami a dalšími produkty. Na EEX se obchodují jak termínové kontrakty s elektrickou energií, tak i spotové instrumenty, pro které vytvořila ve spolupráci s francouzskou skupinou Powernext speciální platformu EPEX Spot. EEX dnes představuje největší evropskou energetickou burzu.

ICE ENDEX⁶² obsluhuje oblast Beneluxu a obchoduje se s elektrickou energií, plynem a emisními povolenkami. Burza vznikla akvizicí nizozemské burzy Endex americkou skupinou ICE⁶³, která patří k nejvýznamnějším celosvětovým burzám věnující se organizaci obchodování s komoditami. ICE ENDEX představuje nejlikvidnější evropskou burzovní platformu pro obchodování se zemním plynem, avšak v obchodování s elektřinou je burza nejmenší z „velkých“ evropských burz.

7.3.6 Burzovní platformy v ČR

V České republice existují dvě burzovní platformy – spotový trh organizovaný operátorem trhu OTE, a. s. (OTE, viz www.ote-cr.cz) a termínový trh organizovaný společností POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a. s. (PXE, viz www.pxe.cz). Tato struktura kopíruje obdobnou strukturu existující na německém trhu.

OTE a PXE spolu úzce spolupracují. PXE umožňuje účastníkům obchodování přístup na spotovou platformu OTE prostřednictvím terminálů PXE⁶⁴ a takto uzavřené transakce na spotovém trhu jsou vypořádány prostřednictvím vypořádacího centra ECC. Účastníci obchodování takto mají možnost volby vypořádání a je jim umožněno prostřednictvím jedné platformy obsloužit své obchody jak na spotovém trhu, tak na trhu s termínovými obchody.

OTE⁶⁵ je státem vlastněná akciová společnost, která vykonává funkci operátora trhu ve smyslu energetického zákona. Mimo činnosti popsané v jiných kapitolách organizuje OTE spotový a vnitrodenní trh s elektrickou energií. Spotový trh je propojen se slovenským, maďarským a rumunským spotovým trhem na principu tzv. market couplingu a v budoucnu se plánuje obdobné propojení se zbylými okolními státy.

PXE⁶⁶ je klasická energetická burza zabývající se organizováním obchodu s termínovými obchody. Lze zde obchodovat kontrakty na elektrickou energii a zemní plyn. PXE působí mezinárodně a má vypsané produkty na českou, slovenskou, maďarskou, rumunskou a polskou elektřinu. Vše se obchoduje v eurech a PXE se specializuje na produkty s finančním vypořádáním. Tabulka 7.7 shrnuje přehled základních produktů obchodovaných na burzovních platformách v České republice.

⁶¹ www.eex.com

⁶² www.theice.com/endex

⁶³ Americká skupina ICE – Intercontinental Exchange je uskupení jedenácti burz s regulovaným trhem a sedmi centrálními vypořádacími centry, které celosvětově organizují obchod s více jak 12 000 obchodovanými položkami.

⁶⁴ Nicméně účastník obchodování musí mít s OTE uzavřenu smlouvu o přístupu na spotový trh OTE.

⁶⁵ www.ote-cr.cz

⁶⁶ www.pxe.cz

Tabulka 7.7: Přehled spotových produktů v ČR, burzovní platforma OTE, a. s.



Trh	Typ Produktu	Vypořádání	Délka dodávky	Počet produktů
Vnitrodenní	Jednotlivé hodiny	Fyzické	Hodina	24
Spotový	Jednotlivé hodiny	Fyzické	Hodina	24
Spotový	Base load	Fyzické	Den	5 dní dopředu
Spotový	Peak load	Fyzické	Den	5 dní dopředu
Spotový	Off-peak	Fyzické	Den	5 dní dopředu

7.4 Rozdíl mezi bilaterálním a burzovním obchodováním

Bilaterální i burzovní obchodování má své výhody a nevýhody. Bilaterální obchodování má v energetice větší tradici, a pokud dva obchodní partneři mají mezi sebou uzavřenu EFET smlouvu a mají na sebe „otevřeny“ dostatečně velké kreditní linky, je to pro ně nákladově nejefektivnější způsob uzavření transakce, protože s ním nejsou spojeny žádné dodatečné transakční náklady. Nevýhodou bilaterálního obchodování je právě kreditní expozice a v případě bankrotu protistrany mohou obchodníkovi hrozit významné ztráty, které mohou přerůst ve ztráty likvidační.

Tabulka 7.8: Přehled termínových produktů na elektrickou energii v ČR – energetická burza POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a. s. (PXE)




Trh	Typ Produktu	Vypořádání	Délka dodávky	Počet produktů
Termínový	Base load	Finanční	Měsíc	6 měsíců dopředu
Termínový	Base load	Finanční	Kvartál	4 kvartály dopředu
Termínový	Base load	Finanční	Rok	3 roky dopředu
Termínový	Peak load	Finanční	Měsíc	6 měsíců dopředu
Termínový	Peak load	Finanční	Kvartál	4 kvartály dopředu
Termínový	Peak load	Finanční	Rok	3 roky dopředu

Oproti tomu burzovní platformy nabízejí nejvyšší možnou míru bezpečnosti pro všechny zúčastněné obchodníky. Obchodování je anonymní, proto i velcí tradiční prodejci či nákupci mohou realizovat své cíle, aniž by do trhu přímo poslali signály o svých záměrech. Burzovní platformy umožňují obchodovat mezi sebou obchodníkům, kteří by se jinak na trhu nepotkali z důvodu neexistence bilaterálních rámcových EFET smluv mezi těmito subjekty. Právě v tomto ohledu jsou burzovní platformy ideální pro nové účastníky obchodování. Nevýhodou burzovních platformů bývají vyšší transakční náklady a potenciálně vysoká náročnost na cash-flow v případě nákupu či prodeje elektřiny s úmyslem vypořádání až do „konečné dodávky“.

Výhoda burzovních platformů dále spočívá v optimálním využívání kapitálu nezbytného pro realizaci jednotlivých transakcí. Většina obchodníků provádí velké množství transakcí a obchoduje oběma směry, tj. nakupuje a prodává ten samý produkt několikrát za sebou. Pokud tyto transakce provádí prostřednictvím burzy, vypořádací centrum tyto veškeré transakce „offsetuje“ a požaduje zajištění pouze na „otevřenou pozici“, tj. výsledný počet MWh v nákupním či prodejním směru. Tímto burzovní vypořádací mechanismus umožňuje minimalizovat nároky na kapitál nezbytný pro realizaci velkého objemu takovýchto transakcí. Offsetování většinou funguje napříč všemi produkty, které dané clearingové centrum vypořádává, tzn. že například nákup elektřiny v Německu může být offsetován prodejnými transakcemi v České republice, ale třeba také nákup zemního plynu v Německu může být offsetován prodejem elektrické energie v České republice.

Největší přínos burzovních platformů spočívá v cenové transparentnosti trhu pro širokou veřejnost a průmyslový sektor. Bilaterální obchodování tuto transparentnost neposkytuje vůbec, případně pouze obchodníkům působícím na velkoobchodním trhu.

7.5 IT systémy používané při obchodování se elektrickou energií

V obchodování s energetickými komoditami dochází nejen k unifikaci produktové, jak bylo vysvětleno na začátku této kapitoly, ale i k unifikaci obchodních systémů. Všechny brokerské platformy a také řada burz používá systém GlobalVision společnosti Trayport, avšak některé burzy, jako například EEX či ICE, používají svůj vlastní systém.

Nicméně bezesporu nejrozvinutějším standardem se stal systém GlobalVision od společnosti Trayport⁶⁷, a proto se nadále budeme zabývat tímto systémem. Důvodem širokého rozšíření systému Trayport byla zpočátku jeho jednoduchost a cenová dostupnost pro brokerské společnosti, které tento software začali používat. Avšak zřejmě nejvýznamnějším důvodem širokého rozšíření systému se stala existence konsolidátoru GlobalVision Trading Gateway.

Software GlobalVision Trading Gateway vyvinula společnost Trayport, aby obchodníkům umožnila agregovat obchodní data z několika zdrojů – brokerských a burzovních platformů obchodujících stejné produkty. Například s německou elektrickou energií lze obchodovat na několika brokerských platformách a burze Powernext. Pokud chce obchodník vidět úplnou tržní realitu, musí mít před sebou několik počítačových monitorů a na každém z nich aktuální nabídku a poptávku příslušné obchodní platformy. Alternativu tomuto postupu nabízí právě GlobalVision Trading Ga-

⁶⁷ www.trayport.com

teway, která spojí informace z několika zvolených obchodních míst a agreguje je na jednom počítačovém monitoru. Gateway všechny nabídky a poptávky z propojených platform obchodníkovi přehledně seřadí od nejlepší po nejhorší, takže trader má na jednom monitoru přehled o celém trhu a nemusí kontrolovat několik počítačových obrazovek současně. Prostřednictvím této jediné obrazovky, z jednoho počítačového systému, může pak tento trader obchodovat na všech zobrazených obchodních platformách a nemusí složitě zjišťovat, na jakém „počítači“ je aktuálně nejvýhodnější cena.

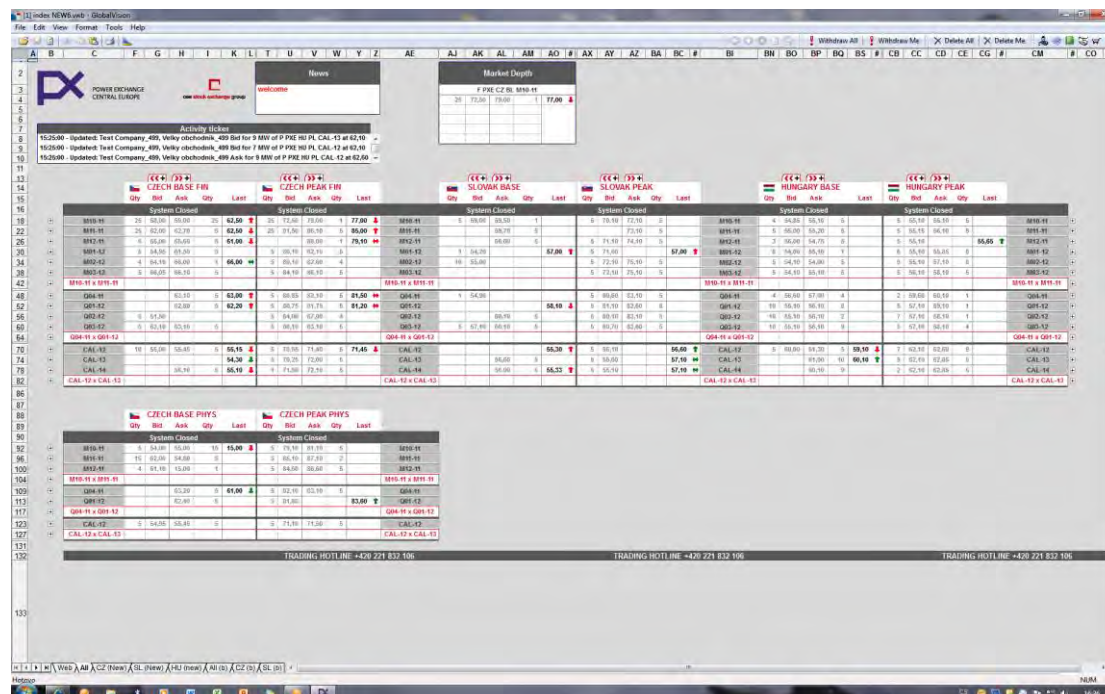
Na obrázku 7.9 je pro ilustraci prezentován pohled na základní obrazovku energetické burzy POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE s plynovými produkty tak, jak ji před sebou vidí obchodníci.

Chce-li obchodník ukázat trhu svůj zájem obchodovat, může tak učinit prakticky dvěma způsoby:

- Obchodník může reagovat „kliknutím“ na příslušné pole na obrazovce obsahující nabídku či poptávku, která je již v systému od jiného obchodníka.
- Obchodník zadá vlastní poptávku či nabídku do systému, prostřednictvím vstupní obrazovky – viz obrázek 7.10.

V obou uvedených případech není zaručeno, že se transakce okamžitě zrealizuje. V prvním případě obchodní systém zkontroluje, že nabídka či poptávka, na kterou obchodník „kliknul“, je ještě v systému aktivní a že zatím nebyla spárována s pokynem jiného obchodníka, který měl rychlejší reakci. V případě, že se tak nestalo a příslušná nabídka či poptávka je stále aktivní, dojde k realizaci transakce.

Obrázek 7.9: Příklad základní obrazovky systému Trayport GlobalVision

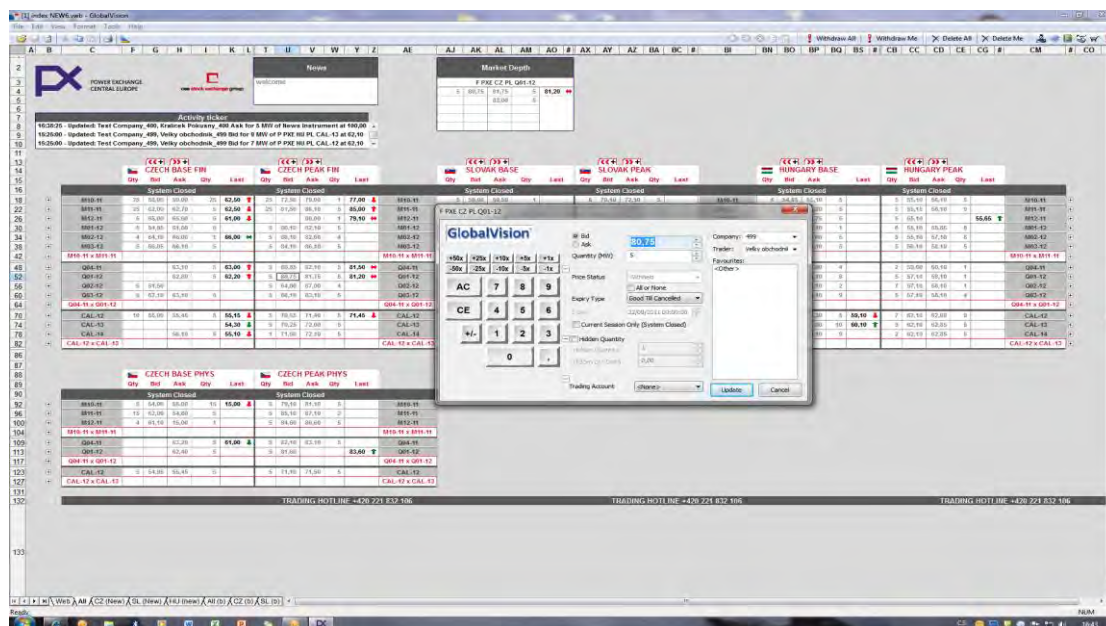


Ve druhém případě, tj. zadání vlastní poptávky či nabídky do obchodního systému, dochází k porovnání vloženého pokynu s ostatními již existujícími pokyny v systému. Pokud lze nově vložený pokyn spárovat s již existujícím, dojde k uzavření transakce, v opačném případě zadaná nabídka

KAPITOLA 7 | OBCHODOVÁNÍ S ELEKTŘINOU NA ORGANIZOVANÝCH TRZÍCH A DVOUSTRANNÉ OBCHODY

či poptávka zůstává v systému po dobu, kterou obchodník ve vloženém pokynu určil, a v tomto období je k dispozici pro párování s ostatními pokyny v obchodním systému.

Obrázek 7.10: Příklad vkládání objednávky do systému Trayport GlobalVision



Každý obchodní pokyn v systému Trayport musí obsahovat tyto informace:⁶⁸

- produkt,
- cena,
- množství,
- směr obchodu, tj. nákup/prodej,
- nedělitelnost pokynu,
- platnost pokynu,
- případně další údaje.

Položky jako produkt, cena a množství charakterizují základní parametry transakce. Směr nákupu definuje, zda obchodník vkládá nabídku či poptávku, a platnost pokynu definuje dobu, po kterou bude pokyn v obchodním systému aktivní a k dispozici pro párování s pokyny ostatních účastníků obchodování.

Nedělitelnost pokynu určuje, zda se pokyn musí spárovat s jiným pokynem v přesně uvedeném množství anebo zda je možné částečné plnění v případě, že není k dispozici úplné množství požadované v obchodním pokynu.

Další údaje mohou obsahovat jméno obchodní společnosti, jméno tradera, účet, na který má být transakce zaúčtována atd.

⁶⁸ Některé položky jsou předvyplněny automaticky obchodním systémem.

Obrázek 7.11: Trayport Joule (www.trayport.com/en/products/joule/joule-screenshot)

Kromě základního uživatelského rozhraní, které bylo výše prezentováno na obrázcích 7.9 a 7.10, společnost Trayport nabízí obchodníkům nadstavbu pojmenovanou Joule – snímek obrazovky viz obrázek 7.11. Jedná se o moderní uživatelské rozhraní doplněné řadou funkcí podporující efektivní obchodování.

7.6 Situace na trhu s elektřinou v ČR

Trh s elektrickou energií v ČR je velmi rozvinutý a na velkoobchodním trhu se vyskytuje zhruba padesát obchodních subjektů, které obchodují mezi sebou. Trh s elektřinou není izolovaný, většina subjektů na něm působících obchoduje mezinárodně, a proto mluvíme-li o vývoji na trhu, je vždy třeba brát v úvahu trh evropský. Vzhledem ke geografické poloze a propojení s okolními elektrizačními soustavami je situace na českém trhu velmi závislá na trhu německém a francouzském a dále je český trh ovlivňován i situací v ostatních zemích regionu střední a východní Evropy a často také situací na Balkáně.

Objemy obchodů se pohybují v rozmezí 90 až 120 TWh ročně – vzhledem k bilaterálnímu obchodování přesná statistika neexistuje a tato čísla jsou založena na odhadech různých obchodníků. Uvědomíme-li si, že spotřeba ČR je zhruba 60 TWh a přibližně polovina z tohoto množství je dodaná společností ČEZ konečným spotřebitelům, je fyzická dodávka 30 TWh zobchodována až čtyřikrát, než se dostane ke konečným spotřebitelům⁶⁹. V každém případě je tímto prokazatelné, že v obchodě s energií s místem dodání v ČR probíhá značné množství transakcí spekulativního charakteru, což svědčí o poměrně dobré likviditě a vyspělosti trhu s elektrickou energií v ČR. Díky existující infrastruktuře mají čeští spotřebitelé, a všeobecně všichni účastníci trhu, veškeré nástroje potřebné pro kvalifikovaná rozhodnutí ohledně nákupu či prodeje elektrické energie a následnou realizaci těchto rozhodnutí.

Český trh je silně korelovaný s děním na trhu německém a české ceny se díky přebytku výrobních kapacit v ČR dlouhodobě drží pod německou cenovou úroveň. Úroveň velkoobchodních cen tak

⁶⁹ Pro srovnání – podle některých názorů dosahuje v Německu tento násobek hodnoty osm.

v Evropě patří k nejnižším, nižší cenové úrovně dosahují pouze některé skandinávské země díky většinové produkci elektřiny ve vodních elektrárnách.

Vzhledem k významným investicím do obnovitelných zdrojů se poměry na trhu mění, přicházejí noví hráči a zájem obchodníků se přesouvá od ročních kontraktů ke kontraktům krátkodobějším. Tato zásadní technologická změna bude mít významný vliv na fungování trhu v budoucnu, avšak dopady těchto změn lze dnes jen velmi těžko prognózovat.

S námi se v IT neztratíte



■ Dělejte to, co umíte a co Vás baví, a nechte na nás, aby Vám informační technologie řádně sloužily.

Pro naše klienty vytváříme nejen nová IT řešení, ale přebíráme i jejich stávající řešení, která nefungují, jak mají. Zjistíme, v čem je problém, ten odstraníme a postaráme se o řádné fungování. Zajistíme také nasazení nových funkcí podle aktuálních potřeb a požadavků. To vše s garancí funkčního IT řešení ve stanoveném čase a rozpočtu. Ukazujeme tak našim klientům cestu k efektivnímu využívání IT, které jim umožní dělat to, co umí a co je baví.

To je ovšem jenom jedna z mnoha věcí, jež za posledních 20 let udělaly z Unicorn Systems renomovanou společnost, která dnes poskytuje ty největší informační systémy v bankovníctví, pojišťovnictví, telekomunikacích, energetice, průmyslu, obchodu i veřejném sektoru po celé Evropě.

www.unicorn.eu



8 PŘESHraniční OBCHODOVÁNÍ

Miloš Mojžiš

8.1 Přeshraniční přenosové kapacity jako omezené zdroje

Jedním z hlavních motivačních faktorů přeshraničního přenosu elektřiny je historicky nerovnoměrné rozložení výroby a spotřeby společně s utvářením různorodých energetických mixů v Evropě ve druhé polovině minulého století. Oproti raným konceptům z první poloviny 20. století, kdy elektřina byla obvykle spotřebována v blízkosti místa výroby, postupně narůstala potřeba přenášet elektřinu na větší vzdálenosti, což v souvislosti s budováním evropské synchronní sítě znamenalo i přenosy přeshraniční.

Různé technologie výroby v jednotlivých částech Evropy, jakož i různé možnosti akumulace elektřiny (prostřednictvím přečerpávacích elektráren) postupně v Evropě utvářely různé cenové oblasti a ruku v ruce s tím vzrůstal zájem přenášet elektřinu z levnějších cenových oblastí do oblastí dražších.

Přeshraniční přenos byl zpočátku značně limitován zejména politickými faktory. Typickou byla snaha národních vlád ochránit domácí výrobce, obvykle držené ve vlastnictví státu, před vlivem zahraniční konkurence. Na druhou stranu to byly tytéž vlády, které se snažily nalézt pro nevyužitou produkci svých domácích výrobců uplatnění v zahraničí.

Druhý z těchto protichůdných faktorů začal převažovat zejména ve druhé polovině 70. let minulého století, kdy objemy přeshraničních přenosů začaly oproti předchozím obdobím značně stoupat.

Nový fenomén však velmi brzy začal narážet na omezení dané charakterem evropské sítě. Ta byla po druhé světové válce sice budována jako soustava synchronní, ale hlavní investiční aktivity se soustředily na rozvoj domácích sítí. Přeshraniční propojení byla vytvářena zejména z bezpečnostních důvodů jako prostředek ke vzájemné výpomoci jednotlivých národních soustav a nebyla primárně určena k přeshraničnímu obchodu.

Mechanismy přeshraničního obchodování v 80.–90. letech pak byly výslednicí tlaku na otevření hranic pro obchodní přenosy na straně jedné, existencí reálných omezení přeshraničních vedení na straně druhé, a absencí jasných pravidel pro řešení těchto dvou protichůdných vlivů na straně třetí.

Rozhodování, kdo bude moci využít omezené zdroje k přeshraničnímu přenosu a kdo nikoliv, tak zpočátku probíhalo velmi netransparentně. Více než tržní faktory hrály roli politické preference jednotlivých vlád či různé známosti.

Z této doby pocházejí též tzv. dlouhodobé kontrakty na přeshraniční dodávku elektřiny, které mezi sebou uzavíraly často přímo vlády příslušných zemí na půdorysu strategické hospodářské spolupráce (např. v rámci RVHP) a které se později v některých případech staly určitou zátěží další liberalizace přeshraničního obchodu.

Současně samozřejmě docházelo k postupnému posilování přeshraničních vedení, ovšem stejně rychle stoupala (ruku v ruce se zvyšující se životní úrovní v Evropě) i spotřeba elektřiny. Bylo tedy zapotřebí dát doposud chaotickým mechanismům určitý řád.

Teprve postupné formování byrokratických struktur v rámci EU umožnilo, aby na počátku století vznikla určitá pravidla alespoň na úrovni Evropské unie (tehdy patnáctičlenné). Výchozím bodem dalšího směřování byla lisabonská konference v roce 2000, na níž se členské státy EU shodly na potřebě vzniku primární legislativy ošetřující základní pravidla pro přeshraniční přenos s cílem vzniku plnohodnotného evropského liberalizovaného trhu s elektřinou.

V té době již byla několik let účinná směrnice o vnitřním trhu s elektřinou, která definovala základní pravidla pro vnitřní (národní) trhy s elektřinou.

Lisabonská konference vyústila o tři roky později ve vydání Nařízení Evropského parlamentu č. 1228/2003, které se stalo klíčovým mezníkem pro rozvoj přeshraničního obchodu na liberalizujícím se trhu s elektřinou v Evropě. Nařízení nabylo účinnosti v červnu 2004, čímž se stalo přímo aplikovatelné i pro všech deset nových členských zemí, které vstoupily do EU o měsíc dříve, včetně České republiky.

Nařízení v první řadě stanovilo, že přenosová kapacita na hraničních vedeních musí být, s ohledem na bezpečnostní hlediska provozu soustav, alokována pro účely přeshraničního obchodu, a že mechanismy alokace musí být tržní a transparentní. Tato pravidla, v kombinaci s požadavky na unbundling přenosových soustav od dosud vertikálně integrovaných energetických společností (formalizovaná v Barceloně v roce 2002), si kladla za cíl alespoň částečně potlačit ochranné tendence jednotlivých národních vlád vůči svým dominantním výrobcům formou omezení importu z cenově nižších oblastí.

Členské státy v návaznosti na tuto primární legislativu začaly postupně budovat mechanismy přidělování omezených přenosových kapacit pro přeshraniční přenos a současně docházelo k postupnému zpřesňování legislativy samotné, a to prostřednictvím tzv. Congestion Management Guidelines, která byla přílohou nařízení a která se v následujících letech stala předmětem dvou novelizací.

Nařízení 1228/2003 bylo s účinností od března 2011 nahrazeno novým, v současnosti účinným nařízením č. 714/2009, které bylo přijato v rámci 3. energetického balíčku. Nové nařízení přináší významnou novinku – sdružení ENTSO-E jím dostává mandát (a zároveň povinnost) k vytvoření návrhů síťových kodexů pro různé oblasti, jakožto prováděcí předpisy k hlavní normě. Celkem takto vzniká devět síťových kodexů, z nichž dva se přímo dotýkají oblasti přeshraničního obchodu.

Síťový kodex Capacity Allocation and Congestion (CACM), který již prošel celým legislativním procesem a od srpna 2015 je účinný a závazný pro všechny členské státy EU (ve formě nařízení Evropské komise 2015/1222), se zabývá čtyřmi základními oblastmi:

- přeshraniční denní trh s elektřinou,
- přeshraniční vnitrodenní trh s elektřinou,
- způsob a koordinace výpočtů přenosových kapacit včetně zavedení flow-based metody,
- způsob stanovení tržních oblastí.

Síťový kodex Forward Capacity Allocation (FCA) se věnuje dlouhodobému rámci, zejména ročním a měsíčním aukcím. V době uzávěrky této publikace byl text již schválen všemi členskými státy EU a nacházel se ve fázi finální kontroly odbornými orgány Evropského parlamentu a Evropské rady.

8.2 Určení přenosových kapacit

8.2.1 Důvody pro výpočty kapacity

Liberalizace trhu s elektřinou s sebou nesla hned od počátku významné problémy. Tím, že se provozovatelé přenosových soustav oddělili od svých mateřských výrobců, ztratili přímou kontrolu nad výrobou elektřiny ve svých územích. Otevřením hranic se jim navíc snížil manévrovací prostor pro přeshraniční výpomoci a současně museli akceptovat, že nad narůstajícím objemem přeshraničních obchodů mají pouze omezenou míru kontroly.

Provozovatelé přenosových soustav se v takto nastaveném prostředí nemohli spolehnout na to, že všechny myslitelné situace vyřeší v rámci dispečerského řízení. To bylo snad reálné v době, kdy v podstatě neexistoval přeshraniční obchod, neboť národní soustavy byly obvykle dimenzované pro všechny běžné scénáře rozložení výroby a spotřeby. Otevření hranic pro obchodování však vyvolalo potřebu mít alespoň možnost ovlivnit maximální přípustný tok přes danou hranici. V opačném případě by provozovatelé přenosových soustav prakticky nepřetržitě v rámci dispečerského řešili desítky menších či (spíše) větších přetížení na hraničních vedeních, jejichž eliminace by stála obrovské a trvalé úsilí a hlavně obrovské, trvale vynakládané peníze, které by musely být chtě nechtě promítnuty do národních tarifů.

Bylo tedy třeba najít způsob, jakým budou stanoveny limity pro mezinárodní obchod. Úloha zněla zdánlivě jednoduše – jaké nejvyšší přípustné množství elektřiny lze dopravit z oblasti A do oblasti B?

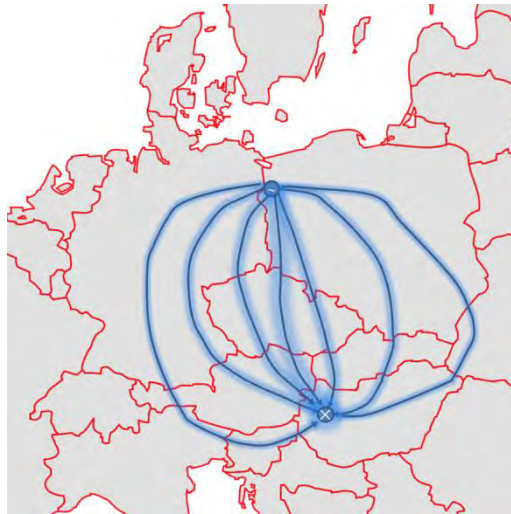
Svůj fyzikální limit má pochopitelně definováno každé přeshraniční vedení. Tato hodnota má však sama o sobě dosti daleko k použitelnosti pro přeshraniční obchodování, protože obchodní výměna mezi oblastmi A a B má, vzhledem k fyzikálním vlastnostem přenosu, vliv nejen na přenosové vedení mezi těmito dvěma oblastmi, ale také na řadu dalších paralelních vedení.

Například přeshraniční výměna z Polska na Slovensko je realizována zčásti také po vedeních s Německem a Českem na straně jedné, a vedeními s Ukrajinou na straně druhé (tzv. paralelní toky – parallel flows). Míra tohoto vlivu se pak může lišit v závislosti na mnoha faktorech.

Tím hlavním je samotná topologie sítě. Topologii mohou ovlivňovat např. různé odstávky či zapojení klíčových prvků (transformátory, rozvodny apod.).

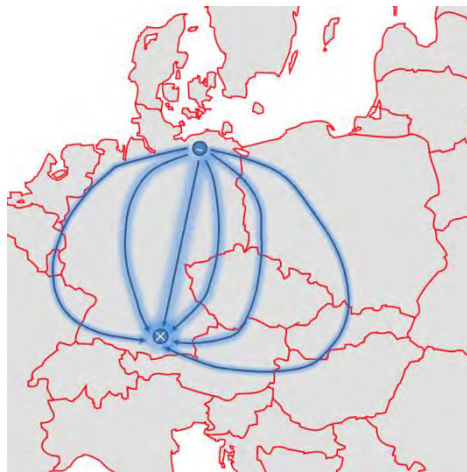
Podstatnou roli hraje i odpověď na otázku, ve které části Polska bude elektřina vyrobena a ve které části Slovenska bude spotřebována. Například přeshraniční výměna pokrytá výrobou v tepelné elektrárně Dolna Odra u hranic s Německem bude mít na polsko-německou hranici zcela jistě vyšší dopad než tatáž přeshraniční výměna zajištěná výrobou v obdobné elektrárně Poľaniec nedaleko hranic se Slovenskem. V obou případech se přitom jedná o přeshraniční výměnu mezi Polskem a Slovenskem, a vzhledem k charakteru obchodování s elektřinou v Evropě bude informace o zdrojové a cílové oblasti (Polsko a Slovensko) jedinou informací, kterou budou mít příslušní provozovatelé přenosových soustav k dispozici při rozhodování, zda je tato přeshraniční výměna provozně bezpečná či nikoliv.

Obrázek 8.1: Paralelní toky obchodní transakce z Polska na Slovensko.



V neposlední řadě je třeba vzít v úvahu i domácí toky elektřiny, které budou realizovány bez ohledu na přeshraniční přenosy, ale které do určité míry také využívají přeshraničních vedení. Jedná se například o situaci (v posledních letech často skloňovanou), kdy elektřina je vyrobena na severu Německa a spotřebována na jihu; část toku elektřiny přitom využívá i vedení s Polskem, Českem a Rakouskem (tzv. kruhové toky – loop flows).

Obrázek 8.2: Kruhové toky vyplývající z domácího německého obchodu.



Tyto faktory však obchodníka s elektřinou zajímají jen velmi málo. Pro něj je v podstatě jedinou důležitou informací maximální kapacita pro obchodní výměnu mezi Polskem a Německem, a je věcí provozovatelů přenosových soustav, aby se pomocí více či méně sofistikovaných výpočtů, simulací scénářů a pravděpodobnostních modelů k nějaké hodnotě dostali.

Provozovatelé soustav jsou navíc vázáni evropskou legislativou, která vyžaduje, aby veškerá dostupná kapacita byla (při zachování bezpečnosti provozu soustavy) poskytnuta pro obchodní výměny. Na dodržování této povinnosti dohlíží reguláční úřady a také různá zájmová sdružení obchodníků s elektřinou, zejména EFET.

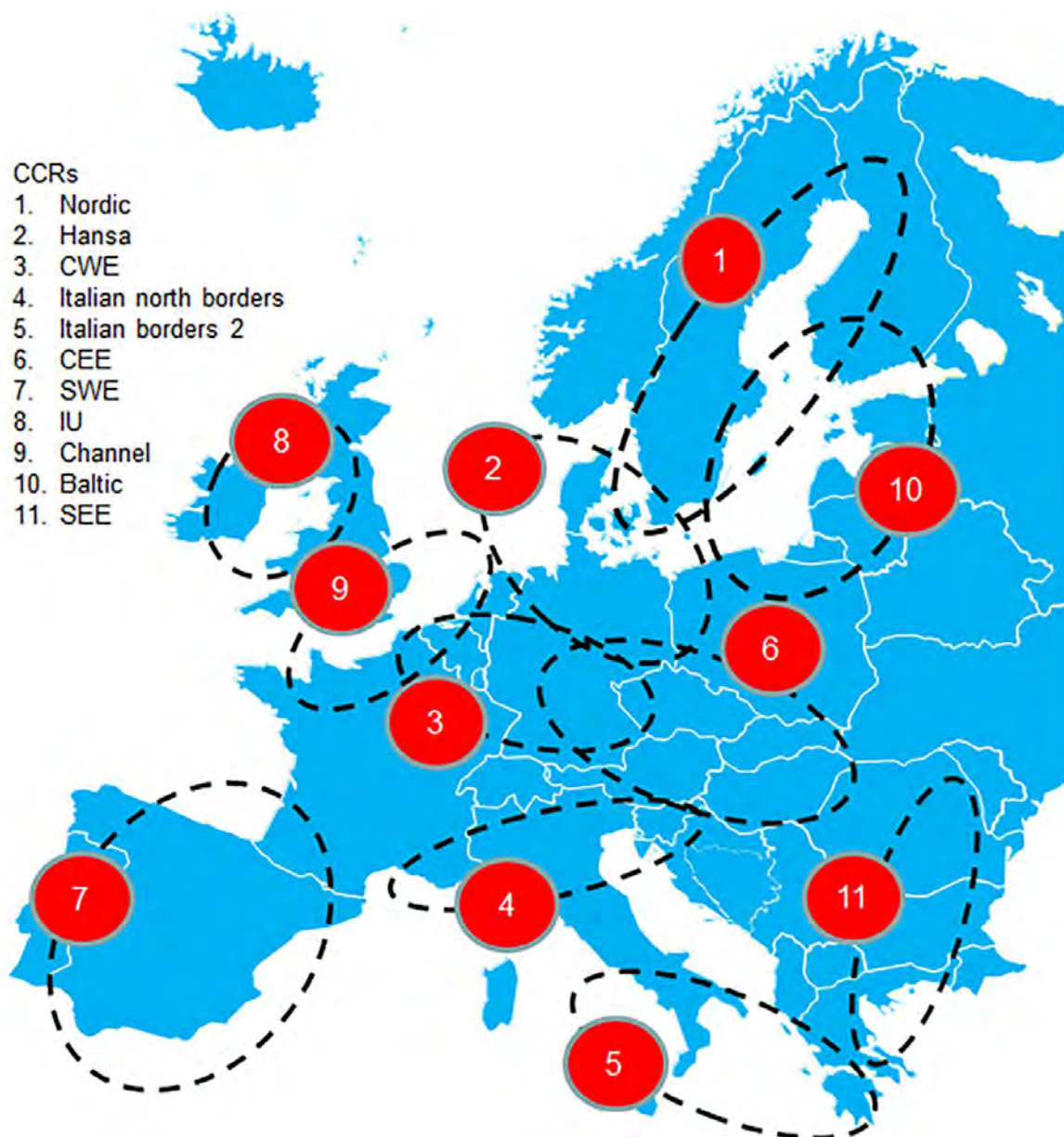
Již tento stručný úvod dává tušit, že samotný mechanismus výpočtu přenosových kapacit pro jednotlivé hranice je poměrně komplexní disciplínou.

8.2.2 Výpočet celkových přenosových kapacit

V Evropě neexistuje instituce, která by byla za výpočty kapacit zodpovědná centrálně na evropské úrovni, ačkoliv z textu výše je zřejmé, že výpočty kapacit lze jen stěží provádět izolovaně na úrovni jednotlivých států. Přes mnohé snahy o vyšší míru centralizace je evropská přenosová síť stále řízena jednotlivými vzájemně spolupracujícími provozovateli národních přenosových soustav, což klade vysoké nároky na kvalitu spolupráce mezi jednotlivými národními soustavami a na harmonizaci postupů pro výpočty kapacit pro přeshraniční obchod.

Určitý posun lze spatřovat v novém síťovém kodexu CACM. Ten totiž ukládá členským státům EU nejen harmonizovat postupy pro výpočty kapacit zatím alespoň v rámci regionů, ale v rámci každého regionu by měla vzniknout samostatná instituce, která se bude výpočtem kapacit zabývat. Pracovní návrh rozdělení regionů znázorňuje obrázek 8.3.

Obrázek 8.3: Regiony pro koordinovaný výpočet kapacit. Zatím neschválená pracovní verze. Zdroj: ENTSO-E



Na toto rozdělení již evropští provozovatelé přenosových soustav reagují a jednotlivé regionální instituce postupně vznikají. V současné době existují čtyři. Tři z nich – Coreso, TSC a SSC – působí v západní a střední Evropě. Čtvrtá SCC pokrývá část Balkánu. Některé z nich vznikly již dříve nezávisle na kodexu CACM pro jiné účely související s bezpečností provozu přenosových soustav, nyní tak získají novou pravomoc. Proces utváření regionálních iniciativ by měl být završen v roce 2017.

Dosavadní metodika pro výpočet přenosových kapacit byla v Evropě stanovena již v roce 1999 na úrovni tehdejšího ETSO. V následujících letech byla postupně aktualizována a zpřesňována, podstata výpočtu však zůstává už po mnoho let nezměněna.

Smyslem úlohy je vypočítat pro každou hranici mezi dvěma oblastmi a pro každý časový interval v určitém období maximální přípustnou obchodní výměnu, která neporušuje základní bezpečnostní standardy společné evropské soustavy, zejména kritérium N – 1. Tato hodnota se nazývá celková přenosová kapacita (Total Transmission Capacity – TTC).

V kontinentální Evropě (ENTSO-E RGCE) se výpočet TTC provádí nad tzv. referenčním scénářem provozu soustavy, který obsahuje předpokládané toky v soustavě a odpovídající zatížení jednotlivých síťových prvků pro daný časový horizont. Referenční scénáře připravuje každý TSO nezávisle: na základě předpokládané topologie soustavy, rozložení výroby a spotřeby provede výpočet zatížení sítě (load-flow calculation). Výpočet se provádí před začátkem roku pro dva základní případy – zimu a léto.

Pro stanovení referenčního scénáře jsou použita zejména následující vstupní data:

- proudové limity jednotlivých síťových prvků (případně další doplňující charakteristiky),
- maximální a minimální předpokládaná výroba v jednotlivých výrobnách,
- předpokládaná topologie soustavy, zohledňující také programy údržby (plánované odstávky),
- předpokládané zatížení v jednotlivých prvcích soustavy.

Vypočítané referenční scénáře si TSO vymění mezi sebou.

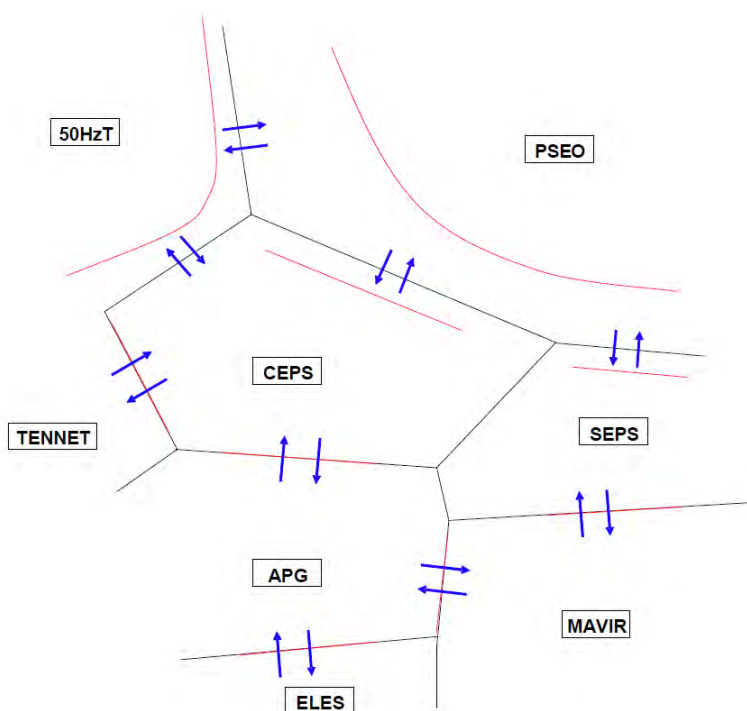
Nad referenčním scénářem se pak provádí samotný výpočet TTC pro každou hranici mezi dvěma regulačními oblastmi, a to tak, že ve zdrojové oblasti se postupně zvyšuje výroba, zatímco v cílové oblasti se ve stejné výši výroba snižuje (anebo se zvyšuje spotřeba). Po každé provedené iteraci (zvýšení přeshraniční výměny o 1 MW) se provede kontingenční analýza, jejímž výstupem je upravené zatížení všech prvků sítě při zohlednění výpadku kteréhokoliv z nich (kritérium N – 1). Tento proces se provádí tak dlouho, dokud některý síťový prvek (typicky přeshraniční vedení, ale obecně jakýkoliv prvek podílející se na přeshraniční výměně) nedosáhne svého limitu. V tomto okamžiku výpočet končí a nasimulovaný případ přeshraničních výměn mezi dvěma oblastmi představuje maximální limit – hodnotu TTC.

Zvyšování a snižování výroby se provádí na základě tzv. klíčů změny výroby (generation shift keys – GSK) a klíčů změny spotřeby (load shift keys – LSK), které stanovují, které prvky soustavy se na změnách výroby či spotřeby podílejí. Metodika pro stanovení těchto klíčů není v kontinentální Evropě jednotná. Pravidla RGCE (Operational Handbook) definují pouze základní varianty a doporučení, v budoucnu však budou v rámci EU nahrazena závazným předpisem. Zatím si ale konkrétní použití stanovuje každý provozovatel soustavy sám na základě svých historických zkušeností.

Výše popsany postup aplikuje každý provozovatel přenosové soustavy zvlášť vůči všem sousedním soustavám. Výsledkem výpočtu je pak hodnota TTC pro každou hranici v obou směrech.

V případě silnějších vzájemných závislostí mezi více hranicemi (pro kontinentální Evropu velmi typických) se místo individuálních TTC provede výpočet složené TTC (reprezentující např. export do tří sousedních oblastí současně) a teprve poté dojde k „umělému“ rozdělení složené hodnoty na individuální TTC pro jednotlivé hranice. Protože toto rozdělení je provedeno pouze na základě expertního odhadu zájmu o kapacitu na jednotlivých hranicích, je ze své podstaty nepřesné a obecně vede k nevhodnému využívání přenosové kapacity. Tento problém je částečně eliminován například v rámci aukcí v regionu střední Evropy, jejíž model umožňuje pracovat i se složenými kapacitami (viz obrázek 8.4). Systémovým řešením tohoto problému je pak flow-based metoda, kterou se zabývá kapitola 8.3.12.

Obrázek 8.4: Ukázka použití kombinovaných limitů (v polské a německé přenosové soustavě). Zdroj: CAO.



Po provedení individuálních výpočtů TTC jsou stanoveny společné hodnoty pro jednotlivé hranice, jako minimum z hodnot vypočítaných příslušnými dvěma provozovateli soustav.

Tyto dlouhodobé hodnoty (léto/zima) jsou následně průběžně upřesňovány v kratších časových cyklech. Teoreticky tedy může být TTC pro každou hodinu jiná, obvykle se však jedná o dlouhodobě konstantní hodnoty.

Pro HVDC vedení jsou hodnoty TTC stanoveny přímo na základě termálních limitů příslušných stejnosměrných vedení.

Ve skandinávském regionu je pro výpočet kapacit uplatňován poněkud jednodušší model, neboť radiální charakter soustavy Nordel výrazně snižuje vliv paralelních a kruhových toků. Severské země mají také zcela jiný charakter obchodování, neboť všechny přeshraniční obchody (a také velká většina domácích obchodů) jsou realizovány prostřednictvím denního spotového trhu na principu implicitní aukce. Tento rozdíl oproti kontinentální Evropě (kde stále hrají významnou roli forwardové a futures obchody) ovlivňuje i metodiku pro tvorbu referenčních scénářů, na jejichž základě se vypočítávají hodnoty TTC.

8.2.3 Spolehlivostní rezerva

Celý výpočet TTC je založen na předpokládaném rozložení výroby a spotřeby a určité topologii sítě. V dlouhodobém horizontu je vždy uvažován „nejhorší“ případ, výpočet však neuvažuje žádné faktory nejistoty, které by se mohly uplatnit v různých mimořádných a neočekávaných situacích, a nezohledňuje ani potřebu rezervy pro mezistátní primární regulaci a obecně pro vzájemnou výpomoc mezi synchronně pracujícími přenosovými soustavami. Pro tento účel stanovuje metodika výpočtu kapacit povinnost odečítat od TTC tzv. spolehlivostní rezervu.

Spolehlivostní rezerva se nazývá Transmission Reliability Margin (TRM) a uplatní se v různých, běžně předvídaných i méně očekávaných případech, jako jsou například:

- nenadálé toky vyplývající z fyzikální podstaty regulace frekvence soustavy,
- primární regulace aktivované na principu solidarity,
- mimořádné přeshraniční výměny mezi TSO s cílem pokrytí neočekávaných odchylek některé přenosové soustavy v reálném čase,
- nepřesnosti při měření a zpracování dat.

V současné době neexistuje v rámci EU jednotná metodika pro stanovení spolehlivostní rezervy. Přístupy dosud aplikované jednotlivými členskými státy jsou velmi různé – někdy se jedná o poměrně komplexní výpočty zohledňující řadu faktorů, jindy naopak o velmi jednoduché vzorečky typu $TRM = \sqrt{n} \cdot 100 \text{ MW}$, kde n je počet vedení mezi dvěma státy (takto počítá hodnotu TRM na svých hranicích Německo).

Teprve nově přijatý síťový kodex CACM ukládá provozovatelům soustav, aby navrhli a posléze implementovali jednotnou metodiku pro výpočet TRM alespoň na regionální úrovni.

8.2.4 Čistá přenosová kapacita

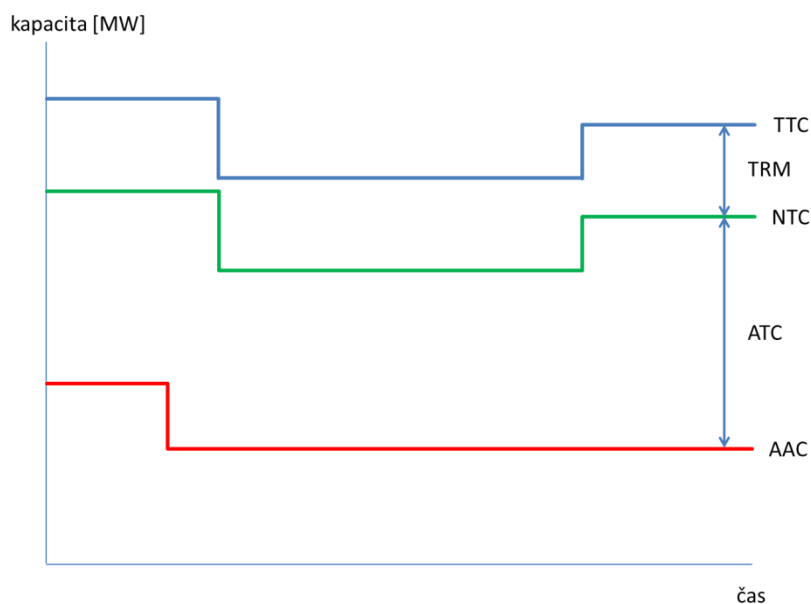
Na základě celkových přenosových kapacit (TTC) a spolehlivostních rezerv (TRM) se následně vypočítává tzv. čistá přenosová kapacita – Net Transmission Capacity (NTC), jako rozdíl $TTC - TRM$. Tato hodnota představuje maximální obchodní výměnu mezi dvěma oblastmi při dodržení bezpečnostních standardů příslušné soustavy a zohledňující technické nejistoty podmínek provozu soustavy v budoucnosti.

NTC, stejně jako všechny předcházející hodnoty, počítá nezávisle každý TSO pro každou svou hranici, tyto hodnoty jsou však již následně harmonizovány mezi každými dvěma TSO na hranici aplikací principu nižší hodnoty. V některých případech je výpočet NTC mezi příslušnými dvěma TSO harmonizován již dopředu.

8.2.5 Již přidělená kapacita a zbývající dostupná kapacita

Čisté přenosové kapacity (NTC) jsou následně alokovány pro přeshraniční obchod, ať už přímo účastníkům nebo prostřednictvím burz. Tak, jak postupně v různých časových horizontech probíhají tyto alokační procedury, se průběžně upravuje tzv. již alokovaná kapacita – Already Allocated Capacity (AAC) a současně dostupná přenosová kapacita – Available Transmission Capacity (ATC), která představuje rozdíl $NTC - AAC$.

Obrázek 8.5: Složky přenosové kapacity.



Hodnoty ATC a AAC se tedy v čase mění – po každé aukci se AAC zvýší o alokovanou kapacitu a současně se o stejnou hodnotu sníží ATC. Stejně tak se tato dvojice hodnot změní v okamžiku, kdy (po explicitních aukcích) část již přidělené kapacity není účastníky trhu využita a na principu Use It or Lose It nebo Use It or Sell It je tato část znovu k dispozici pro další alokaci – hodnota AAC se v tu chvíli sníží o nevyužitou kapacitu a analogicky se navýší ATC.

Výpočty ATC se obecně provádějí pro každý směr nezávisle. To však ignoruje fakt, že elektřina nikdy neteče oběma směry zároveň a že realizace přeshraničního přenosu v určitém směru de facto zvyšuje dostupnou kapacitu ve směru opačném. Při výpočtu hodnot ATC je tedy za určitých okolností vhodné (a evropskou legislativou dokonce vyžadované) aplikovat tzv. netting, který při výpočtu zohledňuje přidělené kapacity (AAC) v opačném směru. Základní podmínkou pro možnost aplikace nettingu je však záruka, že kapacita v daném směru bude skutečně využita. Proto lze v praxi netting uplatnit pouze na tu část AAC, která je přidělena v režimu Right with Obligation anebo, což je častější případ, na kapacitu, která sice byla přidělena v režimu Right with Option, ale byla již nominována ve formě nahlášeného přeshraničního přenosu.

8.2.6 Nabízená kapacita

Poslední fází výpočtu kapacit je určení kapacit, které budou nabídnuty v rámci konkrétního alokačního kola. Tato kapacita je označována jako Offered Capacity (OC). Hodnota OC by z principu nikdy neměla být vyšší než aktuální ATC, ale často se s ní může shodovat – v tomto případě je do konkrétního alokačního kola (aukce) nabídnuta veškerá dostupná kapacita.

Právě skutečnost, že OC pro určitou aukci se často shoduje s aktuální ATC, vede často k zaměňování obou veličin, a to občas bohužel i v oficiálních dokumentech provozovatelů přenosových soustav. Je však nutno mezi oběma hodnotami rozlišovat právě proto, že nemusí být za všech okolností shodné. Typickým případem mohou být dlouhodobé aukce, u nichž jsou předmětem alokace obvykle pásmové produkty, což předpokládá konstantní nabízenou kapacitu pro celý časový interval (např. rok nebo měsíc). A pokud je hodnota ATC v různých částech tohoto časového intervalu rozdílná (což je běžné), je třeba pro aukci stanovit konstantní hodnotu nejvýše jako minimum ze všech dílčích hodnot ATC.

Hodnoty OC pro dlouhodobé horizonty jsou zpravidla stanovovány po dohodě příslušných dvou TSO. Hodnoty OC pro denní horizont se obvykle stanovují ve výši celé zbytkové ATC pro jednotlivé hodiny.

8.3 Přidělování přenosových kapacit

8.3.1 Vývoj mechanismů přidělování kapacit v posledním desetiletí

Metody uvolňování přenosových kapacit pro potřeby mezinárodního obchodu s elektřinou procházely v posledních deseti letech velmi dynamickým vývojem, který navíc ještě zdaleka není u konce.

Na přelomu století, kdy se začala formovat první transparentnější pravidla pro přeshraniční obchodování, bylo zřejmé, že vybudovat komplexnější mechanismy založené na organizovaných a centralizovaných tržních místech je práce na mnoho let. První procedury, které byly zaváděny přibližně od přelomu století, se tedy soustředily hlavně na možnost otevřít co nejrychleji a co nejjednodušeji hranice pro bilaterální obchody.

Teprve po stabilizaci základních legislativních rámců pro přeshraniční obchodování a po získání nezbytných zkušeností na straně provozovatelů soustav i účastníků trhu mohl vývoj postoupit do dalších fází, které jsou charakterizovány sofistikovanějším přístupem při přidělování kapacit.

V rozvoji alokačních metod v posledních deseti letech lze identifikovat několik základních linií vývoje, které jsou do značné míry určovány zejména primární legislativou Evropské unie (nařízení 714/2009 a navazující síťové kodexy CACM a FCA). Na tomto místě si dovolueme je stručně shrnout, v následujících kapitolách jsou pak popsány podrobněji.

- **Přechod od netržních metod směrem k tržním:** Počáteční mechanismy, založené obvykle na proporcionálním přidělování kapacit (dostupná kapacita se rozdělovala v poměru objemu požadavků jednotlivých účastníků trhu) byly v průběhu posledních deseti let prakticky v celé Evropě nahrazeny tržními metodami, nejčastěji ve formě aukcí. Tento proces je již v podstatě završen.
- **Zvyšování úrovně koordinace:** Počáteční období „otevírání hranic“ se vyznačovalo absencí jakékoliv koordinace. Na každé hranici platila jiná pravidla, často i dvojí (na každé straně hranice jiná). Postupem času vzrůstala míra koordinace jednotlivých procedur – nejprve na bilaterální úrovni, později na úrovni větších celků. S výjimkou stále rozdrobeného Balkánu jsou nyní hlavní mechanismy pro přeshraniční obchodování v Evropě již koordinovány, a to minimálně na regionální úrovni, v některých případech i na úrovni EU jako celku. Nové síťové kodexy se pak stávají půdorysem pro další sbližování a sjednocování jednotlivých mechanismů v následujících letech.
- **Postupné zapojování burz do přeshraničního obchodování:** První období otevírání hranic pro mezinárodní obchod mělo charakter přidělování dostupné kapacity účastníkům trhu, kteří ji pak využívali pro bilaterální obchody. Tyto mechanismy, označované jako explicitní aukce, jsou v posledních letech postupně nahrazovány metodami, které jsou vhodnější pro rozvinuté trhy s elektřinou a které mezinárodní obchod s elektřinou svěřují do rukou organizovaných tržních míst (implicitní aukce).

- **Přibližování mechanismů přidělování kapacit fyzikálním zákonitostem přenosu elektřiny:** Prakticky všechny dosud používané metody přidělování kapacit jsou založeny na značné abstrakci transformující složitou fyzickou strukturu evropské přenosové sítě na virtuální hranice mezi jednotlivými oblastmi. Několik projektů probíhajících v posledních letech se snažilo či snaží přiblížit oba světy blíže k sobě, tj. upravit mechanismy přidělování kapacit tak, aby lépe reflektovaly topologii a fyzikální zákonitosti chodu přenosové sítě. I tato tendence je již velmi silně promítnuta do nové legislativy EU.
- **Postupná změna těžiště obchodování od dlouhodobých ke krátkodobým časovým rámcům:** Otevírání jednotlivých evropských hranic pro mezinárodní obchod bylo velmi postupné a pozvolné. Na většině hranic byly zpočátku zaváděny pouze roční a měsíční aukce. Denní aukce byly často spouštěny s mnohaletým zpožděním a vnitrodenní alokace ještě později. Právě v posledních letech lze spatřovat změnu těžiště od dlouhodobých časových horizontů směrem ke krátkodobým, kdy se hlavní důraz postupně přesouvá k denním aukcím. Dlouhodobá aukce se postupně ztransformuje na mechanismus jistění vůči výkyvu ceny na denní aukci.

8.3.2 Cílový model

Jednotný vnitřní trh je jedním ze základních stavebních kamenů celé Evropské unie a jeho podpora a implementace se pochopitelně vedle mnoha jiných odvětví promítá i do elektroenergetiky. Esencí tohoto procesu je pochopitelně harmonizace nejrůznějších pravidel – pravidla přidělování přeshraničních kapacit nevyjímaje.

Již při formování prvních unijních pravidel na přelomu století dospěli normotvůrci k poznání, že harmonizace v oblasti přeshraničního obchodování lze jen stěží dosáhnout skokově, a proto byla Evropa rozdělena Evropu do několika regionů, v jejichž rámci měla být pravidla harmonizována samostatně. Nevyřčenou ideou pak bylo, že po sjednocení pravidel v rámci regionů proběhne tentýž proces o úroveň výš a pravidla se sjednotí pro Evropskou unii jako celek.

K tomu také postupně skutečně dochází, i když proces harmonizace po celou dobu narážel na řadu překážek.

V první řadě se ukázalo, že ochota některých zemí harmonizovat pravidla se svými sousedy má své limity (mající často nejrůznější politické konsekvence), k jejichž překonání přispěl až tzv. infringement proces zahájený Evropskou komisí v roce 2009, v jehož rámci byla prověřována kompatibilita jednotlivých zemí s nařízením 1228/2003 a řada členských států tak začala být konfrontována s hrozbou sankcí.

Určitá míra subsidiarity a absence závazných jednotných celo unijních pravidel také vedla k tomu, že každý region přistoupil ke koordinaci poněkud jinak, což jednak způsobuje určité potíže zemím, které spadají do více regionů současně (např. Německo), jednak tato disharmonie poněkud komplikuje plánovaný závěrečný krok, kterým má být sjednocení pravidel na úrovni celé EU.

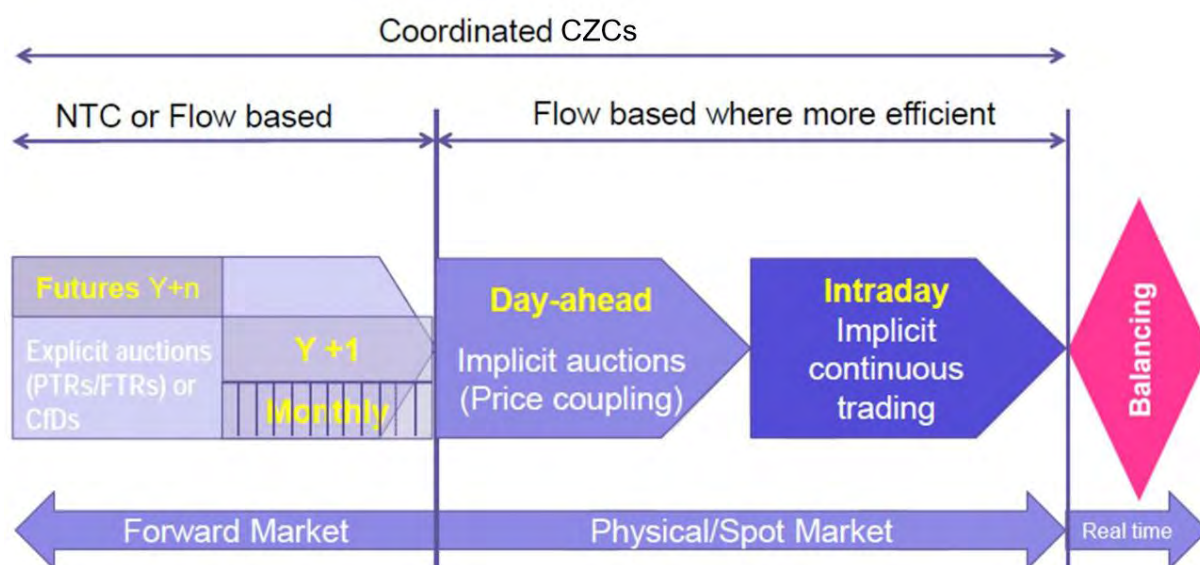
Tyto nabyté zkušenosti pak byly promítnuty do třetího liberalizačního balíčku, který dává Evropské komisi již poměrně podstatné pravomoci, pokud jde o definování jednotných pravidel v řadě oblastí, mj. i pro přeshraniční obchodování a přidělování přenosových kapacit.

Současně byly na platformě ERGEG⁷⁰ zahájeny práce na sjednocujících pravidlech přidělování přenosových kapacit pro celou Evropskou unii, pro něž se vžilo označení cílový model. V několika pracovních skupinách, které se zabývaly návrhem mechanismů přeshraničního obchodování, působili vedle regulačních úřadů také zástupci vlád, Evropské komise, provozovatelů přenosových soustav, obchodníků s elektřinou či burz.

První verze cílového modelu byla představena v roce 2009 na Florentském fóru regulátorů. V současné době je cílový model přetaven do podoby síťových kodexů CACM a FCA. Kodex CACM vstoupil v účinnost v létě 2015, FCA by měl být oficiálně vydán nejpozději počátkem roku 2016.

Ambicí cílového modelu je sjednocení pravidel pro přidělování přenosových kapacit v dlouhodobém, denním a vnitrodenním rámci. Jeho základní kontury jsou znázorněny na obrázku 8.6.

Obrázek 8.6: Cílový model přeshraničního obchodování v Evropě. Zdroj: ENTSO-E.



Již pravidla pro dlouhodobý rámec ukazují, že snaha o unifikaci pravidel zůstala v některých ohledech na půli cesty, neboť cílový model dává pro dlouhodobý horizont k dispozici dvě varianty:

- explicitní aukce fyzických kapacitních práv s aplikací principu Use It or Sell It,
- explicitní aukce finančních kapacitních práv.

Pravidla pro denní horizont jsou již jednoznačnější. Cílový model jednoznačně stanoví jako jedinou přípustnou metodu alokace implicitní aukci, která má být společná pro celou Evropskou unii (ideálně včetně zemí stojících zatím mimo EU) s použitím společného algoritmu (single price coupling).

⁷⁰ ERGEG je bývalá poradní skupina Evropské komise složená ze zástupců národních regulačních úřadů. Její činnost byla formálně ukončena k 30. 6. 2011, kdy její aktivity převzalo nově vzniklé sdružení regulátorů ACER.

Ve vnitrodenním horizontu má být podle cílového modelu v celé Evropě zavedeno průběžné obchodování s implicitní alokací (časem doplněné o mechanismus ocenění kapacity), přičemž jako dočasné řešení připouští i explicitní alokace.

Pro denní a vnitrodenní horizont zároveň cílový model předpokládá zavedení flow-based metody minimálně v hustě zasít'ovaných oblastech (čili s vysokou mírou paralelních a kruhových toků). Současná NTC-based metoda může být nadále používána pro dlouhodobé aukce (pro něž je flow-based metoda nevhodná) a pro méně hustě zasít'ované oblasti (např. Skandinávie).

Kromě toho cílový model formuluje několik obecných průřezových požadavků, jako jsou například:

- zákaz diskriminace přeshraničních obchodů vůči domácím⁷¹,
- harmonizace časových os obchodování,
- závaznost (firmness) přidělení kapacity a sjednocení výkladu termínu „vyšší moc“,
- sjednocení pravidel pro re-dispatch a countertrading alespoň na regionální úrovni.

8.3.3 Explicitní aukce

Ačkoliv historicky první explicitní alokační metodou byly proporcionální alokace, prvním skutečně rozšířeným a hlavně prvním tržním mechanismem pro řešení problematiky přeshraničních úzkých hrdel byly explicitní aukce. Explicitní aukce byly v Evropě postupně zaváděny od počátku století a v určité podobě přetrvávají dodnes.

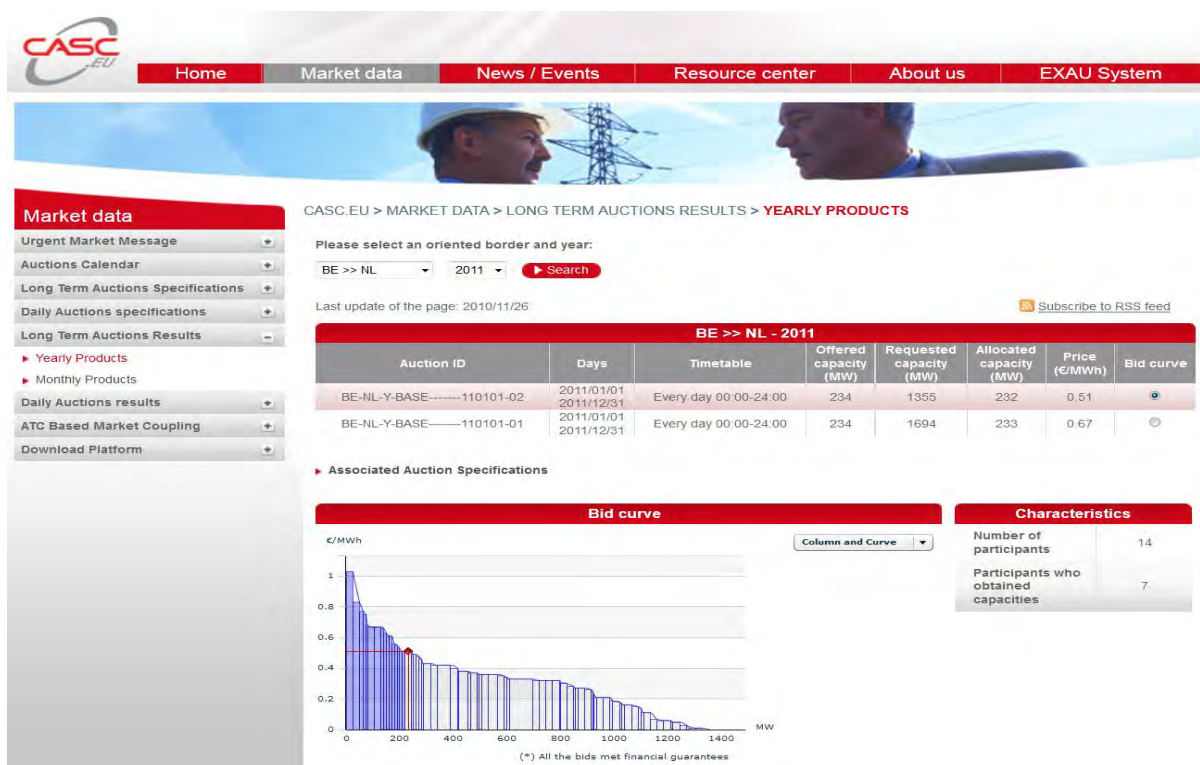
Procedura explicitních aukcí je založena na principu, kdy provozovatel přenosové soustavy (obvykle v koordinaci se sousedními provozovateli či prostřednictvím dedikované aukční kanceláře) nabízí dostupné přenosové kapacity pro jednotlivé hranice přímo účastníkům trhu. Účastníci trhu pak v rámci otevřené aukce požadují konkrétní objemy přenosové kapacity v časovém členění daném charakterem aukce, za které nabízejí aukční cenu (v €/MWh). Kapacita je pak přidělována v pořadí podle nabídkových cen až do uspokojení všech nabídek nebo do vyčerpání dostupné kapacity.

Explicitní aukce jsou v Evropě nejčastěji organizovány na principu tzv. marginálních cen (marginal prices). Marginální cenu utváří poslední akceptovaná nabídka v pořadí a tuto cenu pak platí všichni účastníci trhu, kteří v aukci uspěli, bez ohledu na jejich vlastní nabídkové ceny. Neexistují-li žádné neuspokojené nabídky, je aukční cena nulová. Tento model je v současnosti platný v celé Evropské unii.

V balkánských zemích se vedle toho místy používá princip Pay as Bid, kde účastník trhu platí za kapacitu vždy svou nabídkovou cenu. Cenové mechanismy bývaly dříve doplňovány i o pravidla minimálních nabídkových cen apod., pro členské země EU jsou však tyto přístupy zapovězeny a Balkán od nich postupně v rámci přizpůsobování legislativy EU také upouští.

⁷¹ Je otázkou, jak bude toto stručné ustanovení promítnuto do podrobnějších pravidel, každopádně v této ryzí podobě lze takový požadavek bez přehánění označit za nereálný – jeho splnění by vyžadovalo, aby domácí obchody soutěžily společně s přeshraničními o tytéž síťové prvky, což ale nelze zrealizovat v situaci, kdy se na každou oblast pohlíží z obchodního pohledu jako na jediný bod. Možným řešením by bylo snad jediné zavedení uzlového trhu na podobných principech, jaké jsou používány v USA, což je však na hony vzdáleno tomu, co je v Evropě nyní, a něčeho takového nelze v následujících letech dosáhnout ani teoreticky.

Obrázek 8.7: Výsledky roční aukce pořádané aukční kanceláří CASC (dnes JAO).



Na explicitní aukci navazuje procedura hlášení přeshraničních přenosů, která je popsána v kapitole 8.4.

Lze říci, že explicitní přidělování fyzických kapacit, byť je v Evropě stále velmi hojně rozšířeno zejména pro dlouhodobý časový rámec, je již v současné době pomalu na ústupu. V denním horizontu vyklízí explicitní aukce pole aukcím implicitním pro vnitrodenní horizont se předpokládá postupné zavádění kontinuálního obchodování a u aukcí dlouhodobých je plánováno postupné zavádění alokací tzv. finančních kapacitních práv.

8.3.4 Implicitní aukce

8.3.4.1 Východiska pro zavádění implicitních aukcí

Druhou základní metodou pro realizaci přeshraničních obchodů přes úzká hrdla na hranicích je implicitní aukce. Implicitní aukci již od roku 2003 předpokládá evropská legislativa jako alternativu k aukcím explicitním, přičemž právě implicitní aukce je vnímána jako prostředek k propojování národních trhů s elektřinou do regionálních trhů, s konečným cílem vybudování jednotného evropského trhu s elektřinou.

Širší uplatnění našly implicitní aukce v Evropě až v posledních letech, neboť jejich zavedení obecně předpokládá užší kooperaci nejen mezi provozovateli přenosových soustav, ale zejména mezi burzami s elektřinou provozujícími v jednotlivých národních soustavách denní trhy s elektřinou. Právě absence fungujících spotových trhů v jednotlivých zemích byla po dlouhá léta překážkou pro propojování trhů.

Výjimkou byly severské země, kde se díky politické dohodě čtyř vlád začal formovat společný trh s elektřinou s využitím implicitní aukce již v polovině 90. let a v současné době lze společný spotový trh ve Skandinávii považovat za určitý vzor ukázkového propojení trhů.

V kontinentální Evropě se začaly implicitní aukce zavádět od roku 2006 (tzv. trilaterální market coupling propojující Nizozemsko, Belgie a Francii), přičemž během následujících deseti let došlo v této oblasti k významnému pokroku. V době vydání této knihy jsou implicitní aukce pro denní obchodování zavedeny již téměř na všech vnitřních hranicích EU a původně rozdrobené regiony se sloučily do pouhých dvou.

8.3.4.2 Model implicitní aukce

Termín „implicitní aukce“ byl zaveden zejména pro účely jejího zřetelného odlišení od tradičních aukcí, které jsou naproti tomu označovány jako explicitní. Ve skutečnosti se však o aukci v obecném slova smyslu nejedná, neboť přenosové kapacity jsou místo přímého přidělování účastníkům trhu využívány k propojení jednotlivých národních tržních oblastí.

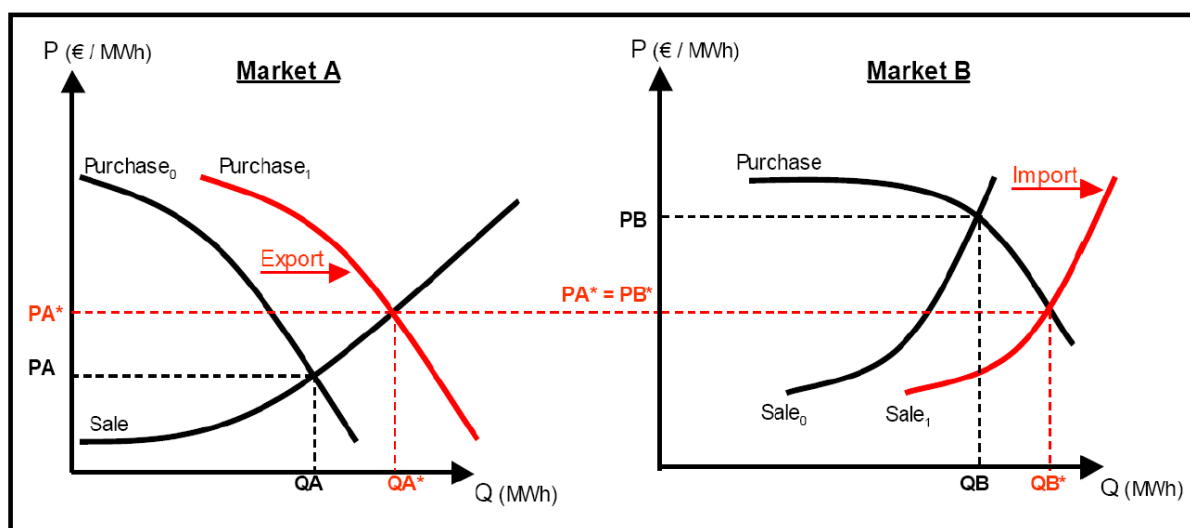
Implicitní aukce je z principu krátkodobá a v současné době se používá téměř výhradně pro propojování denních trhů s elektřinou. S určitými specifiky ji lze použít i pro vnitrodenní obchodování.

Na rozdíl od explicitní aukce ustupují při implicitní aukci do pozadí provozovatelé přenosových soustav, jejichž role je de facto omezena na řádný výpočet denních přenosových kapacit. Zbytek procesu obstarají burzy s elektřinou.

O zcela odlišný mechanismus se jedná i z pohledu účastníka trhu, který již na trhu nenakupuje žádnou kapacitu pro bilaterální obchody (OTC), ale pouze nabízí či poptává elektřinu na burze. Efektem implicitní aukce je pak zvýšení likvidity trhu a pohyb ceny nahoru nebo dolů.

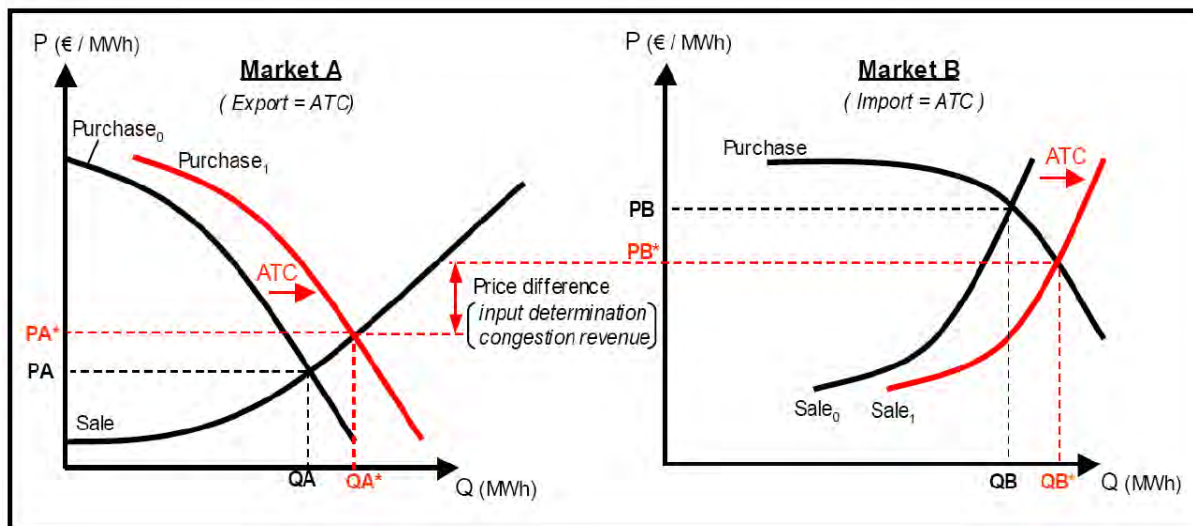
Myšlenka implicitní aukce je založena na principu uplatňování neuspokojené nabídky nebo poptávky elektřiny na sousedním trhu. Jinými slovy, nabízené objemy neuplatněné na trhu A mohou být spárovány s poptávanými objemy na trhu B nebo obráceně – rozhodující je samozřejmě směr cenového spádu mezi oběma oblastmi. V ideálním případě pak může dojít k úplnému propojení obou tržních oblastí, takže oba trhy vytvoří jednu společnou nabídkovou a poptávkovou křivku, které se protnou v jediném rovnovážném bodě.

Obrázek 8.8: Ukázka úplného propojení trhů. Černá barva vyjadřuje samostatné vyhodnocení oblastí, červená vyjadřuje situaci po propojení trhů bez kapacitního omezení.



Klíčovým limitujícím faktorem, který může takovému scénáři zabránit, je však právě přenosová kapacita mezi příslušnými dvěma oblastmi. Omezení dané přenosovou kapacitou pak může způsobit, že trhy zůstanou propojeny jen částečně, takže část nabídky z trhu A je sice uplatněna na trhu B, ale při propojování zůstává určitý potenciál nevyužit. Jinými slovy řečeno, pokud by přenosová kapacita na příslušné hranici byla vyšší, objemové propojení trhů by mohlo být také vyšší.

Obrázek 8.9: Ukázka částečného propojení trhů. Ceny se přiblížily, ale nevyrovnaly.



Z obrázku je vidět, že v případě neúplného propojení trhů vzniknul mezi jednotlivými oblastmi cenový diferencál. Ceny oblastí A a B se sice vlivem částečného propojení přiblížily, ale zůstaly rozdílné. Účastníci trhu v oblasti A tak prodávají elektřinu za cenu PA^* , zatímco účastníci trhu v oblasti B kupují tutéž elektřinu za cenu PB^* . Tím vznikne finanční přebytek jako součin objemu přepraveného přes hranici a cenového diferenciálu. V obvyklém modelu implicitní aukce náleží tento dodatečný příjem příslušným provozovatelům přenosových soustav.

Aukce generuje nulový příjem v případě, kdy na hranici není dostupná žádná kapacita (trhy zůstaly izolované a přeshraniční přenos je nulový) nebo je naopak dostupná dostatečná kapacita k úplnému propojení trhů (cenový diferencál je pak nulový). Naproti tomu nenulový příjem aukce generuje v případě, že došlo k částečnému propojení trhů, ale ceny trhů se nevyrovnaly zcela. Lze tedy konstatovat, že implicitní aukce je v tomto ohledu analogická aukci explicitní, která disponuje obdobnými vlastnostmi.

Z hlediska praktického zavedení implicitní aukce pro určitý region je třeba rozlišovat mezi různými typy implicitní aukce; jejichž použití se liší zejména historickým kontextem daného území. Principiálně rozlišujeme mezi tzv. market splittingem a market couplingem.

Market splitting vychází z předpokladu, že na celém území působí jediná burza. Tato burza přijímá nabídky a poptávky od všech účastníků trhu bez ohledu na jejich geografickou lokaci. Vyhodnocení nabídek a poptávek je nejprve provedeno bez ohledu na případná přenosová omezení. Pokud takto provedené vyhodnocení vyhovuje všem přenosovým limitům, algoritmus končí – trh zůstal spojený a na celém území se utvořila jediná rovnovážná cena.

Pokud však takto provedené vyhodnocení nevyhovuje jednomu či více přenosovým omezením (přeshraniční přenosy vyplývající z propojení trhů by přesáhly dostupné kapacity), burza je nucena část předběžně spárovaných transakcí anulovat, aby nedošlo k překročení kapacity hranice.

Tím dojde k rozdělení trhů (market splittingu) a k ustavení dvou (obecně různých) rovnovážných cen.

Naproti tomu market coupling představuje prostředek ke spojování stávajících burz, dosud obvykle působících izolovaně v rámci svých národních tržních oblastí. Účastníci trhu nadále komunikují pouze se svou lokální burzou a veškeré propojení je zrealizováno mezi burzami samotnými.

U market couplingu nejprve provede každá burza vyhodnocení své oblasti izolovaně, tak jak to dělala před propojením. Poté si burzy vymění vypočítané výsledky a pomocí předem dohodnutého mechanismu se snaží (ve směru cenového spádu) spárovat dodatečnou nabídku v jedné oblasti s dodatečnou poptávkou v oblasti druhé.

Toho lze dosáhnout různými způsoby. Optimální řešení, které maximalizuje celkový užitek, zohledňuje skutečnost, že křivky nabídek a poptávek v jednotlivých oblastech nemají lineární charakter. Jiného efektu tedy obecně dosáhneme, pokud neuspokojenou nabídku přeneseme z oblasti A do oblasti B, či pokud neuspokojenou poptávku přeneseme z oblasti B do oblasti A. Optimální řešení se tedy může nacházet mezi těmito dvěma krajními body (včetně jich samotných).

Pokud příslušné dvě burzy hledají v rámci propojování skutečně optimální řešení, hovoříme o tzv. price couplingu. V tomto mechanismu používají obě burzy shodný algoritmus (předem dohodnutý), případně implementují společné vyhodnocovací místo. To však předpokládá, že pravidla obou burz použití jednotného algoritmu skutečně umožňují. Ne vždy tomu tak bývá – rozdíly mohou být dány např. při různých pravidly pro nedělitelné či blokové nabídky nebo v řešení různých mezních situací (např. pokud se křivka nabídky a poptávky vůbec neprotne či pokud je jejich průnikem úsečka).

Pokud tedy z jakýchkoliv důvodů není možné provést vyhodnocení pomocí společného algoritmu, použijí burzy zjednodušenou proceduru, tzv. volume coupling. V případě volume couplingu burzy pouze stanoví objem přeshraničního toku (daný cenovým spádem po izolovaném vyhodnocení obou oblastí) a v dalším kroku provedou opakované vyhodnocení se zahrnutím tohoto nového toku, přičemž nové ceny v příslušných oblastech si určí samostatně.

Volume coupling obecně nevede k optimálnímu řešení (maximalizaci společenského užitku) a v některých okrajových případech může vést i k nežádoucím protitokům, kdy elektřina teče z dražší oblasti do oblasti levnější. Jedná se však často o jedinou variantu, kterou je možné v kontextu daného území zavést, alespoň po přechodnou dobu.

8.3.4.3 Implicitní aukce v Evropě

V současné době jsou implicitní aukce provozovány téměř na všech hranicích EU, k tomuto stavu však vedla poměrně trnitá cesta. Průkopníkem byla Skandinávie, kde burza Nord Pool Spot již od svého vzniku v roce 2002 provozovala společný denní trh pro celý skandinávský region s vlastnostmi market splittingu, který zohledňoval úzká hrdla na hranicích mezi čtyřmi severskými zeměmi a vnitrostátní omezení uvnitř Norska, Dánska a Švédska.

Mechanismus market splittingu byl po mnoho let používán i v Itálii, jejíž přenosová soustava disponuje vzhledem k charakteru území velkým množstvím úzkých hrdel. Obdobně byl market splitting dříve zakomponován do spotového trhu v Německu pro účely případného rozdělení trhu na čtyři zóny odpovídající čtyřem místním provozovatelům přenosových soustav.

Ruku v ruce se v Evropě začal uplatňovat market coupling. V roce 2006 se propojily trhy Belgie, Francie a Nizozemska do tzv. trilaterálního market couplingu. V roce 2010 se společný trh rozšířil

o Německo a Lucembursko a na přelomu let 2010 a 2011 byl celý tento region propojen prostřednictvím volume couplingu se skandinávským trhem a Estonskem.

Další významný milník nastal v roce 2014, kdy byl završen projekt Price Coupling of Regions (PCR). Ten přinesl v první řadě zavedení jediného společného algoritmu s názvem Euphemia, který nahradil několik dosavadních algoritmů používaných v různých regionech Evropy. Novým algoritmem jsou nyní propojeny burzy v celém regionu severozápadní (NWE) a jihozápadní (SWE) Evropy. Takto propojené území v současné době pokrývá výrobu ve výši 2 400 TWh a čítající cca tři čtvrtiny celkové spotřeby elektřiny v EU-28.

Střední Evropa (CEE) má v zavádění implicitních aukcí určité zpoždění. V roce 2009 byl market coupling zaveden na společné hranici mezi Českem a Slovenskem, v dalších letech se do tohoto miniregionu připojilo ještě Maďarsko (2012) a Rumunsko (2014). Hlavním důvodem zpoždění byla dříve poněkud jednostranná orientace střeoevropských TSO a regulačních úřadů na projekt flow-based explicitních aukcí ve střední Evropě, který se po několika letech příprav ocitl de facto na slepé koleji.

Samostatný projekt CEE je každopádně chápán jako dočasný; dalším logickým a všemi očekávaným krokem je jeho připojení k regionu NWE/SWE, následovaný postupným připojováním zbývajících zemí, přinejmenším členských zemí EU (Chorvatsko, Bulharsko). Spojení dosud izolovaných regionů nebrání ani tak technické překážky (oba regiony mají již nyní silně harmonizovaná pravidla a pro vyhodnocení používají tentýž algoritmus), jako spíše politické otázky, zejména fenomén neplánovaných toků z Německa do Česka a související problém „příliš velké“ tržní oblasti Německo-Rakousko, která podle názoru střeoevropských institucí deformuje přeshraniční obchod v regionu. Podle dosavadních odhadů by k úplnému propojení mohlo dojít někdy na přelomu let 2016 a 2017.

8.3.5 Srovnání explicitních a implicitních aukcí

Jak již bylo řečeno, implicitní aukce v denním horizontu v Evropě postupně nahrazuje dosavadní aukce explicitní. Obecně se dobře uplatní všude tam, kde jsou již dostatečně rozvinuty domácí trhy s elektřinou a kde propojení trhů může přinést zajímavou likviditu.

U implicitní aukce také odpadá riziko spočívající ve dvoutransakčním modelu explicitní aukce, kdy obchodník musel na jedné straně uzavírat s protistranou kontrakt na elektřinu a současně žádat o kapacitu v aukcích, přičemž oba tyto procesy musel časově a procesně provázat tak, aby byl na jejich konci realizovatelný kontrakt generující alespoň přiměřený zisk. Ne vždy se to však podaří, což vede k neefektivnímu využívání omezených přenosových kapacit; situaci nepomáhá ani ne zcela dobře fungující sekundární trh s kapacitami.

Obecně u explicitní aukce nastává poměrně častý případ, kdy kapacita, která by mohla být užitečná pro jiného účastníka trhu, zůstává blokována účastníkem, který ji ve skutečnosti nepotřebuje. Explicitní aukce je tak suboptimální ve vztahu ke společenskému užítku.

Implicitní aukce naproti tomu využívá dostupné kapacity tím (teoreticky) nejefektivnějším možným způsobem, neboť de facto spojuje nákup kapacity a přeshraniční přenos do jediné transakce. Celá procedura je zároveň jednodušší i pro účastníky trhu, což posiluje motivaci vstupu nových subjektů do odvětví.

Zavedením implicitních aukcí v kombinaci s předpokládaným zavedením aukcí finančních kapacitních práv v dlouhodobém horizontu bude do určité míry omezena možnost přeshraničně obchodovat formou bilaterálních OTC obchodů. To může způsobit komplikace např. obchodníkům,

kteří chtějí realizovat specifičtější obchody s nestandardním časovým rozložením. Je proto důležité, aby budoucí mechanismy založené na implicitních aukcích poskytl účastníkům trhu pokud možno plnohodnotnou náhradu za neexistující podporu OTC obchodování, zejména ve formě zpracovaných možností zadávání strukturovanějších (blokových) nabídek v prostředí jednotlivých burz.

Vedle toho však účastník trhu bude mít vždy možnost podat v jedné zemi cenově nezávislou nabídku a ve druhé zemi analogickou cenově nezávislou poptávku. Cenově nezávislé příkazy budou na likvidním trhu vždy úspěšné a fakticky se tak jedná o bilaterální obchod mezi oběma zeměmi. Proti riziku vysokého cenového spádu se bude možné jistit právě prostřednictvím finančních kapacitních práv.

8.3.6 Příjmy z aukcí a jejich další využívání

8.3.6.1 Příjmy z aukcí jako peníze spadlé z nebe

Ať už aukce přenosových kapacit organizuje provozovatel přenosové soustavy přímo či prostřednictvím dedikované aukční kanceláře či burzy, náleží mu příjem z těchto aukcí.

V první řadě je třeba říci, že smyslem aukcí přenosových kapacit není zajištění příjmů pro provozovatele přenosové soustavy, byť to tak někteří provozovatelé soustav vnímají. Dle evropské legislativy má být přenosová kapacita poskytovaná pro přeshraniční přenos obecně zdarma a náklady na její dostupnost (které samozřejmě nejsou nulové) musí tedy provozovatelé přenosových soustav promítnout do domácích tarifů pro výrobce a/nebo spotřebitele. Hlavním smyslem tohoto principu je odstraňování bariér pro přeshraniční přenos s cílem podpořit konkurenční prostředí na evropském trhu s elektřinou, byť je zřejmé, že na druhou stranu jde o určitou deformaci trhu, neboť náklady na zajišťování přenosové kapacity nenese ten, kdo tuto kapacitu využívá a kdo z ní má benefit⁷².

Provozovatel přenosové soustavy může kapacitu zpoplatnit pouze v případě převisu poptávky nad nabídkou – což je obvyklý případ na většině evropských hranic. I v těchto případech je však třeba na příjem z aukce pohlížet pouze jako na prostředek k ekonomickému řešení problému úzkého hrdla (congestion management) a nikoliv jako na mechanismus pro zlepšení stavu bankovního účtu příslušného provozovatele soustavy. I proto je na území Evropské unie u všech typů aukcí vyžadováno striktní používání režimu marginálních cen a naopak je zakázáno používání principu Pay as bid.

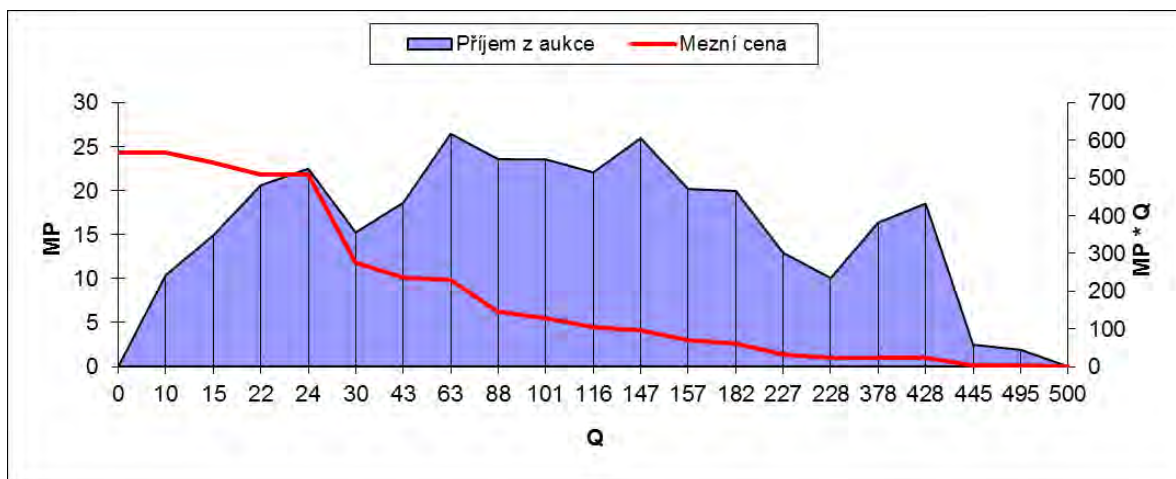
Provozovatelé přenosové soustavy by se tedy na příjmy z aukcí neměli dívat jako na něco, co je součástí jejich obchodního modelu, ale spíše jako na peníze „spadlé z nebe“. Tomu odpovídá i evropská legislativa, která provozovatelům soustav nařizuje, aby příjmy z aukcí použili pro zajištění dostupnosti přenosové kapacity v budoucnu či její další zvyšování. Výjimku z tohoto pravidla mají pouze nová stejnosměrná vedení⁷³ (vybudovaná po roce 2003), a to pouze dočasnou.

⁷² Zavedení jednotného tarifu za přeshraniční přenos navrhovala v minulých letech mj. společnost ČEPS (s podporou ERÚ a MPO) během přípravy třetího energetického balíčku a také v rámci českého předsednictví EU v roce 2009, její návrh však nezískal potřebnou podporu. Absence tarifu za přeshraniční přenos v současné době vyvolává nutnost kompenzovat tranzitní soustavy za udržování tranzitních vedení a za kompenzování ztrát. Podrobnosti viz kapitola 9.10.

⁷³ Ve zvláštních případech lze výjimku uplatnit i na střídavá vedení.

Paradoxně však právě zvyšování kapacity připravuje provozovatele přenosové soustavy o budoucí příjmy z aukce, neboť jakmile přesáhne dostupná kapacita běžnou poptávku, příjem z aukce bude nulový. Závislost příjmu z aukcí na dostupné přenosové kapacitě má tak přibližně tvar Lafferovy křivky (viz obrázek 8.10).

Obrázek 8.10: Graf závislosti příjmu z aukce na množství přidělené kapacity ukazuje, že příjem se vzrůstajícím množstvím sice do určitého okamžiku stoupá, ale pak začne opět klesat, neboť vliv klesající marginální ceny převáží nad vlivem zvyšující se alokované kapacity.



Tento aspekt je jedním z důvodů, proč je v nařízení 714/2009 striktně vyžadováno, aby provozovatelé přenosové soustavy poskytli pro obchodní účely veškerou dostupnou kapacitu, a proč proces výpočtů kapacit podléhá kontrole regulačních úřadů. Ty musejí podle nařízení zároveň jednou ročně publikovat zprávu o výsledku kontroly využívání těchto příjmů.

8.3.6.2 Rozdělení příjmů z aukcí

Jak již bylo řečeno, výtěžek z aukce je příjmem provozovatelů přenosových soustav. U NTC-based aukce se výtěžek z aukce obvykle rozdělí napůl mezi příslušné dva provozovatele soustav na hranici, ať už aukci pořádá kterýkoliv z nich. Děje se tak i v případě, že aukce je koordinována přes více hranic na úrovni aukční kanceláře či pokud jde o aukci implicitní – aukční kancelář či burzy rozdělí příjmy striktně po jednotlivých hranicích, tak jak na nich byly vygenerovány.

Složitější situace panuje u flow-based metody. Zatímco u NTC-based metody se příjmy z aukcí jednoznačně vztahují ke konkrétním hranicím, u flow-based metod už tato vazba tak silná není. Shrňme si základní rozdíly flow-based metody vůči NTC-based metodě, které mají vazbu na rozdělení příjmů:

- transakce lze realizovat i mezi nesousedními oblastmi, takže již v podstatě nelze hovořit o hranicích (byť se v této souvislosti někdy používá termín „virtuální hranice“),
- vyhodnocení probíhá společně za celý region (není tedy separováno po jednotlivých hranicích), nabídky za různé hranice soutěží všechny mezi sebou navzájem,
- úzkými hrdly, která jsou primárním zdrojem příjmů z aukcí, již u flow-based metody nejsou hranice, ale konkrétní síťové prvky, kterými sice mohou být (a často i bývají) hraniční vedení, ale obecně se může jednat o jakýkoliv prvek i uvnitř některé regulační oblasti,

Právě tyto aspekty poněkud rozostřují pohled na možné rozdělení příjmů u flow-based metody oproti vcelku přímočarému řešení u NTC-based metody. Vzhledem k citlivosti této otázky a nejednoznačnosti jejího řešení se mechanismy rozdělení příjmů stávají jedním z hlavních témat probíhajících projektů implementací flow-based metody ve střední, západní a jihovýchodní Evropě. V průběhu jednotlivých projektů byla postupně formulována přibližně desítky různých klíčů, podle nichž je možné příjmy z aukcí organizovaných flow-based metodou uskutečnit. Tyto klíče pak byly (a jsou) posuzovány vůči předem stanoveným kritériím. Mezi klíčová kritéria patří:

- motivovat provozovatele soustav k maximalizaci dostupné přenosové kapacity anebo alespoň nemotivovat k opačnému postupu (záměrné omezování kapacity) – druhý jmenovaný požadavek vyplývá i z evropské legislativy,
- poskytnout vhodné cenové signály s ohledem na místo vzniku příjmu a dát tak příležitost k využití příjmů z aukce pro zvyšování kapacit tam, kde je to potřebné.

Protichůdnost obou cílů je zřejmá z jednoduché úvahy. Nenulový příjem z aukce vzniká jen v případě, že na některém síťovém prvku není k dispozici dostatečná kapacita (tj. požadovaný tok převyšuje maximální tok daného prvku). Má-li být provozovatel přenosové soustavy motivován k tomu, aby tuto kapacitu zvýšil (např. posílením vedení s omezenou kapacitou apod.), je třeba podíl z celkového příjmu odvodit od množství kapacity alokované na daném prvku sítě. Provozovatel soustavy je tak motivován ke zvyšování kapacity tam, kde je po ní nejvyšší poptávka, což ale v důsledku vede ke snížení celkového příjmu (za celý region), protože obecně platí, že zvýšením kapacity určitého prvku se sníží příjem generovaný tímto prvkem⁷⁴. Pokud tedy bude klíč pro rozdělení příjmů motivovat ke zvyšování kapacit tam, kde je po nich poptávka, a všichni provozovatelé přenosových soustav na tento podnět pozitivně zareagují, celkový koláč příjmů určený k rozdělení mezi jednotlivé provozovatele soustav se paradoxně sníží. Lidově by bylo možné tento přístup označit za podřezávání vlastní větve.

Už z tohoto stručného výkladu je zřetelné, že úloha nemá jednoznačné „správné“ řešení. Navíc je třeba si uvědomit, že vedle oficiálních kritérií jsou ve hře i kritéria další. Obecně je zřejmé, že každý provozovatel soustavy (včetně příslušného národního regulátora) ze zcela pragmatických důvodů preferuje klíč, který maximalizuje jeho vlastní příjem. Diskuse o způsobu rozdělení příjmů má pak do značné míry více politický než odborný charakter a nejpravděpodobnějším vyústěním je kompromis spočívající v určitém zkombinování různých klíčů (pomocí váhových koeficientů) tak, aby byl poměr příjmů alespoň přibližně srovnatelný s poměrem ve stávající NTC-based metodě.

V rámci přípravy třetího energetického balíčku zaznívaly i úvahy o tom, že by příjmy z aukcí byly koncentrovány do společného evropského fondu, který by je pak rozděloval podle potřeby do míst, kde je posilování kapacit objektivně nejdůležitější. Tento fond by pak navíc mohl být spojen i s ITC fondem. Úvahy tohoto typu se však nakonec s větší odezvou nesetkaly.

⁷⁴ Platí to samozřejmě jen pro významnější zvýšení. Při malém zvýšení kapacity může dojít i ke zvýšení příjmu, viz tvar Lafferovy křivky na obrázku 8.10.

8.3.7 Časové rámce pro přidělování kapacit

Alokace kapacit může být prováděna v různých časových horizontech, počínaje ročním horizontem, kdy jsou kapacity přidělovány na celý následující rok dopředu, a konče horizontem vnitrodenním, kdy provozovatelé přenosových soustav rozdělují zbytkovou kapacitu.

V dlouhodobém horizontu jsou v Evropě obvykle organizovány roční a měsíční explicitní aukce (právě tyto dva typy určuje síťový kodex FCA jako povinné). V rámci těchto typů aukcí se přiděluje zpravidla produkt Base představující kontinuální kapacitní právo pro období celého roku, resp. měsíce. Výjimečně mohou být předmětem aukce i jiné produkty (Peak, Off-peak apod.). Roční a měsíční aukce se pořádají v určitém předstihu před začátkem příslušného roku nebo měsíce.

Kapacita nepřidělená v dlouhodobých aukcích a kapacita přidělená, ale nevyužitá, je pak přidělována v rámci denních aukcí. Produktem denní aukce z hlediska časového členění už však nebývá celodenní pásmo, ale jednotlivé hodiny následujícího dne. Denní aukce se obvykle organizují den před dnem dodávky v dopoledních hodinách.

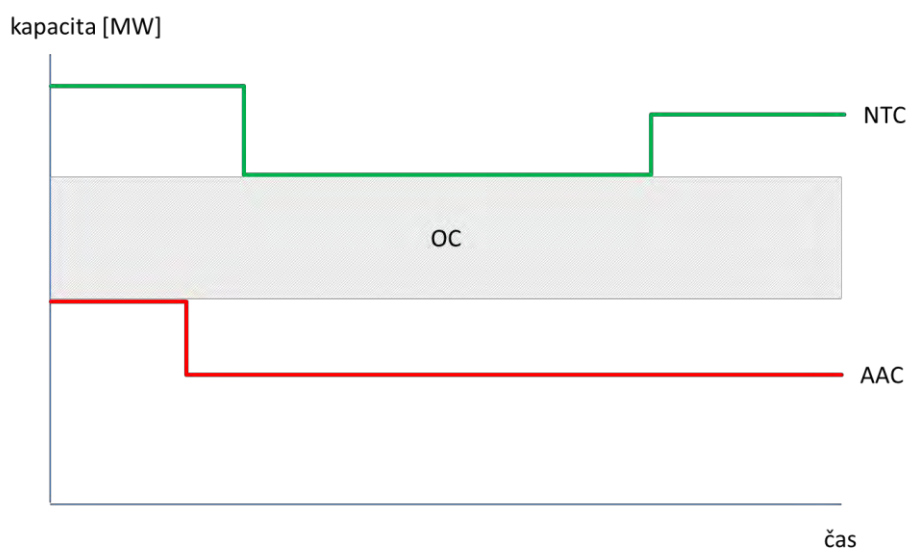
Někteří provozovatelé přenosových soustav v minulosti pořádali denní aukce pouze v pracovních dnech a s ohledem na státní svátky. Vzhledem k mnoha organizačním problémům, které přinášela nutnost zohledňovat státní svátky sousedních zemí, se od této praxe již upustilo a prakticky všechny denní aukce v Evropě se v současné době konají v sedmidenním režimu.

Po skončení denní aukce propadá nealokovaná nebo nevyužitá kapacita do poslední fáze – vnitrodenní alokace, která končí zpravidla několik málo hodin před okamžikem dodávky.

Provozovatelé přenosových soustav zpravidla již dopředu, s ohledem na povahu příslušného trhu či provozní podmínky, rozhodují o tom, jaká část kapacity bude přidělována v dlouhodobém horizontu a jaká zůstane k přidělení v rámci denní aukce. Mechanismus rozdělení kapacit do jednotlivých horizontů podléhá schválení regulačními úřady.

Základním vodítkem pro rozdělení kapacit do jednotlivých horizontů je již samotná struktura maximálních přenosových kapacit v rámci příslušného roku, neboť kapacity uvolněné pro dlouhodobý rámec musejí být stanoveny tak, aby byly dostupné skutečně v celém pásmu příslušného roku nebo měsíce, jak znázorňuje obrázek 8.11.

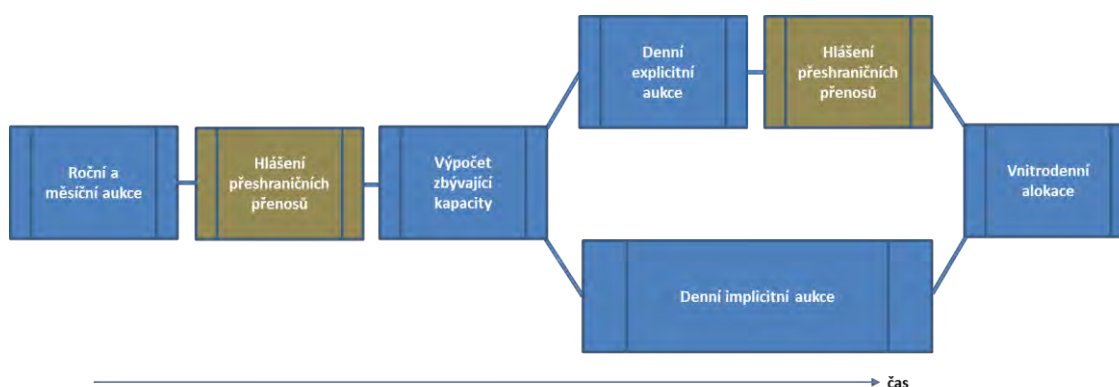
Obrázek 8.11: Graf ilustruje princip stanovení nabízené kapacity (Offered Capacity – OC) pro určitou aukci.



8.3.8 Mechanismy pro přidělení nevyužité kapacity

Jak již bylo řečeno, v krátkodobých horizontech je přidělována nejen kapacita dosud nepřidělená, ale kapacita již přidělená, ale nevyužitá. V praxi se toho dosahuje zařazením procesu hlášení přeshraničních přenosů přidělených přenosových kapacit jednak mezi dlouhodobé a denní alokace, jednak mezi denní a vnitrodenní alokace.

Obrázek 8.12: Procesy hlášení přeshraničních přenosů vložené mezi jednotlivé typy aukcí.



Účastníci trhu tedy ještě před zahájením denní aukce hlásí provozovatelům přenosových soustav, jakou část ročních, resp. měsíčních kapacit hodlají skutečně využít pro přeshraniční přenos. Kapacita, kterou nevyužijí, je pak znovu přidělena v rámci denních aukcí. Obdobný proces pak probíhá mezi denní a vnitrodenní alokací. Mechanismus hlášení přeshraničních přenosů je popsán v kapitole 8.4.

V souvislosti s „propadnutím“ nevyužité kapacity do další alokační periody rozlišujeme dva základní mechanismy: *Use it or Lose it* a *Use it or Sell it*⁷⁵.

Princip *Use it or Lose it* (UIOLI) znamená, že kapacita nevyužitá účastníkem trhu bez náhrady propadá a příjem z jejího opětovného přidělení náleží příslušným provozovatelům přenosových soustav.

Naproti tomu princip *Use it or Sell it* (UIOSI)⁷⁶ předpokládá, že účastník trhu obdrží zpět úhradu za kapacitu, kterou nevyužil a kterou si znovu koupili účastníci trhu v denní aukci. Provozovatel přenosové soustavy tak příjem z takto znovu přidělené kapacity odevzdá původnímu účastníkovi trhu. Původní účastník tak může na tomto procesu i vydělat, pokud cena kapacity v denní aukci převyšuje cenu, za kterou kapacitu původně získal v dlouhodobé aukci či na sekundárním trhu. Na zvýšení ceny kapacity v krátkodobém horizontu lze pak samozřejmě i spekulovat. Princip UIOSI se tak do značné míry blíží tzv. finančním kapacitním právům, která v budoucnu pravděpodobně nahradí stávající dlouhodobé aukce a která již představují plnohodnotný zajišťovací instrument pro krytí rizika výkyvu ceny kapacity v čase či eventuálně i pro spekulaci.

⁷⁵ Pro tyto pojmy neexistují v českém jazyce rozumné ekvivalenty. V rámci tohoto textu jsou tedy používány originální anglické termíny.

⁷⁶ Používá se také termín *Use it or Get Paid for it* – UIOGPFI, který je formálně správnější, ale jeho zkratka je prakticky nevyhovitelná.

Mechanismus UIOSI je dnes jako jediný přípustný používán v celé EU, a to i pro hranice, kde na denní bázi probíhá implicitní aukce. Zde je předmětem zpětné platby část příjmu vyplývajícího z cenového diferenciálu mezi příslušnými dvěma tržními oblastmi.

8.3.9 Vnitrodenní obchodování

Základním smyslem vnitrodenních alokací přenosových kapacit je umožnit účastníkům trhu provést poslední úpravy svých obchodních pozic v návaznosti na aktuální predikce spotřeby elektřiny, předpovědi počasí apod. v čase blízkém reálu, přibližně do času $H - 1$. Ve skutečnosti však vnitrodenní obchodování získává na významu také z důvodů významného nárůstu instalovaného výkonu větrných a fotovoltaických elektráren v posledních letech. Jejich predikce výroby je totiž v čase $D - 1$ často velmi nepřesná, což podtrhuje důležitost mechanismu, který umožní upravovat obchodní pozice příslušných výrobců uvnitř dne právě v souvislosti s náhlejšími změnami predikce výroby v těchto typech elektráren.

Stejně tak provozovatelé přenosových soustav mohou díky přesnějším predikcím toků zjistit, že mají k dispozici dodatečnou kapacitu, kterou mohou nabídnout trhu alespoň ve vnitrodenním rámci.

Evropská legislativa předpokládá zavedení koordinovaných vnitrodenních alokací v celé EU zavedeny už od 1. 1. 2008. Tento legislativní požadavek se však naplňoval jen velmi pomalu. V balkánském regionu není vnitrodenní obchodování zavedeno prakticky nikde.

Nejrozvinutější vnitrodenní trh je ve Skandinávii, kde je již mnoho let organizováno kontinuální obchodování s implicitním přidělováním kapacity na všech hranicích skandinávských zemí a také na propojení s Německem (trh ELBAS). Právě tento model, který postupně převzaly i některé další země na kontinentu (Belgie, Nizozemsko), je zakotven do síťového kodexu CACM jako jediný v budoucnu přípustný mechanismus pro celé území EU.

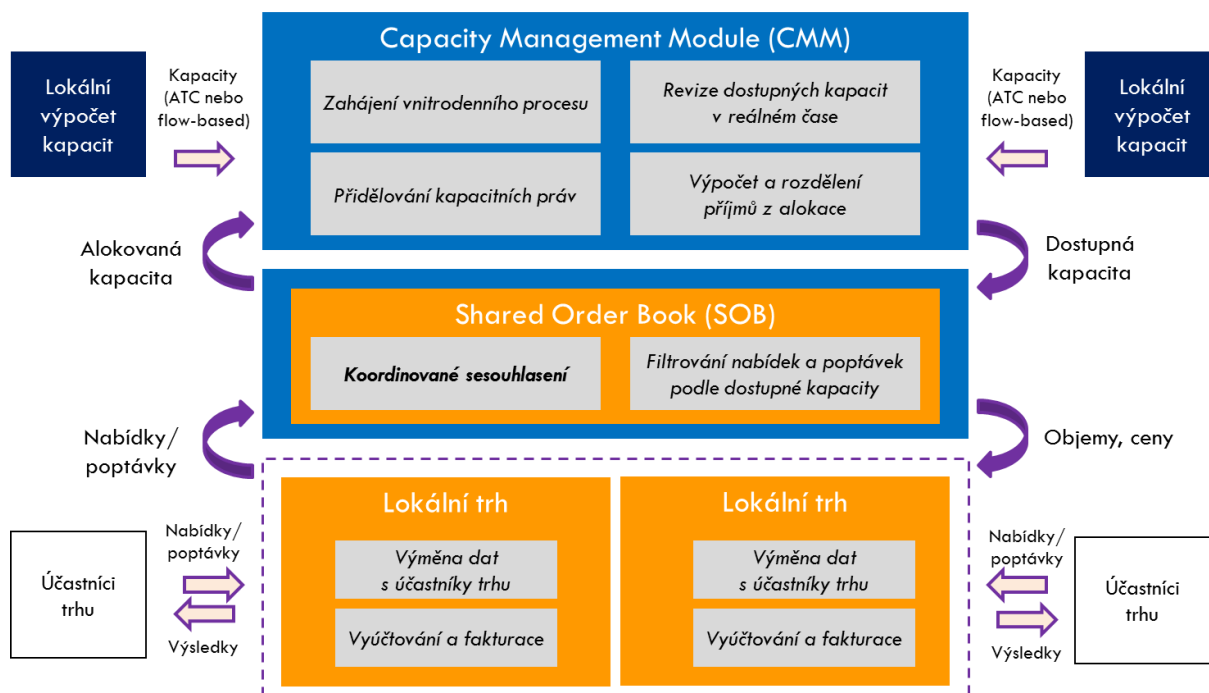
Princip kontinuálního obchodování spočívá v tom, že účastníci trhu na společné tržní místo umísťují své nabídky a poptávky na elektřinu a ty se mezi sebou automaticky kontinuálně párují. Všichni účastníci neustále vidí všechny nabídky a poptávky, které dosud nenašly protistranu, takže mohou okamžitě reagovat. Mechanismus přitom nedovolí uzavřít transakci, která by způsobila překročení kapacity některé hranice (či síťového prvku při použití flow-based metody). Účastníkovi trhu z oblasti A se tak v praxi vůbec nezobrazí nabídky či poptávky z oblasti B, jejichž akceptací by došlo k překročení kapacity.

Do tržního systému mají nepřetržitý přístup i příslušní provozovatelé přenosových soustav, kteří mohou kdykoliv provést libovolné úpravy hodnot přenosových limitů. Důležitým aspektem je také netting, tzn. uzavřením přeshraniční transakce v určitém směru hranice dojde na jedné straně ke snížení kapacity v tomto směru, ale současně se zvýší kapacita ve směru opačném.

Základní principy mechanismu jsou znázorněny na obrázku 8.13.

Stávající mechanismus přiděluje veškerou dostupnou kapacitu zdarma podle principu first come, first served (FCFS). Kdo tedy kapacitu využije dříve, dostane ji zdarma, a jakmile je vyčerpána, ostatní mají smůlu, byť by byli ochotni za ni zaplatit. Právě proto síťový kodex CACM požaduje, aby burzy společně s provozovateli přenosových soustav našly způsob, jak ekonomicky zohlednit převis poptávky nad nabídkou, tak jako u dlouhodobých a denních aukcí.

Obrázek 8.13: Cílový model vnitrodenních alokací. Zdroj: ENTSO-E



Jde přitom o vcelku složitou úlohu, protože cena kapacity se u kontinuálního obchodování přirozeně může měnit v čase, tak jak se mění zájem o kapacitu. Ke změnám může přitom docházet v obou směrech, protože díky absolutnímu nettingu obchodů v protilehlých směrech uvolňuje každý spárovaný obchod kapacitu hranice pro zájemce o transakce v opačném směru. Vyjdeme-li pak z předpokladu, že kapacita má nenulovou cenu jen v případě, že existuje převis poptávky nad nabídkou (což je jeden z obecných požadavků kodexu CACM), dostáváme se fakticky do neřešitelné situace. Nenulová cena by se totiž pro danou hranici vygenerovala až v okamžiku, kdy už bude kapacita vyčerpána, což už ale nemá pro obchodování žádný praktický význam – dosavadní obchody byly uzavřeny s nulovou cenou kapacity a žádné nové (s nenulovou cenou) už tedy uzavřít nelze.

Na tuto otázku nedává odpověď ani síťový kodex CACM. Pouze (poněkud alibisticky) říká, že řešení je třeba nalézt. V současné době je rozpracováno několik možných variant oceňování kapacit, rozhodnutí ale pravděpodobně nepadne dříve než v roce 2017.

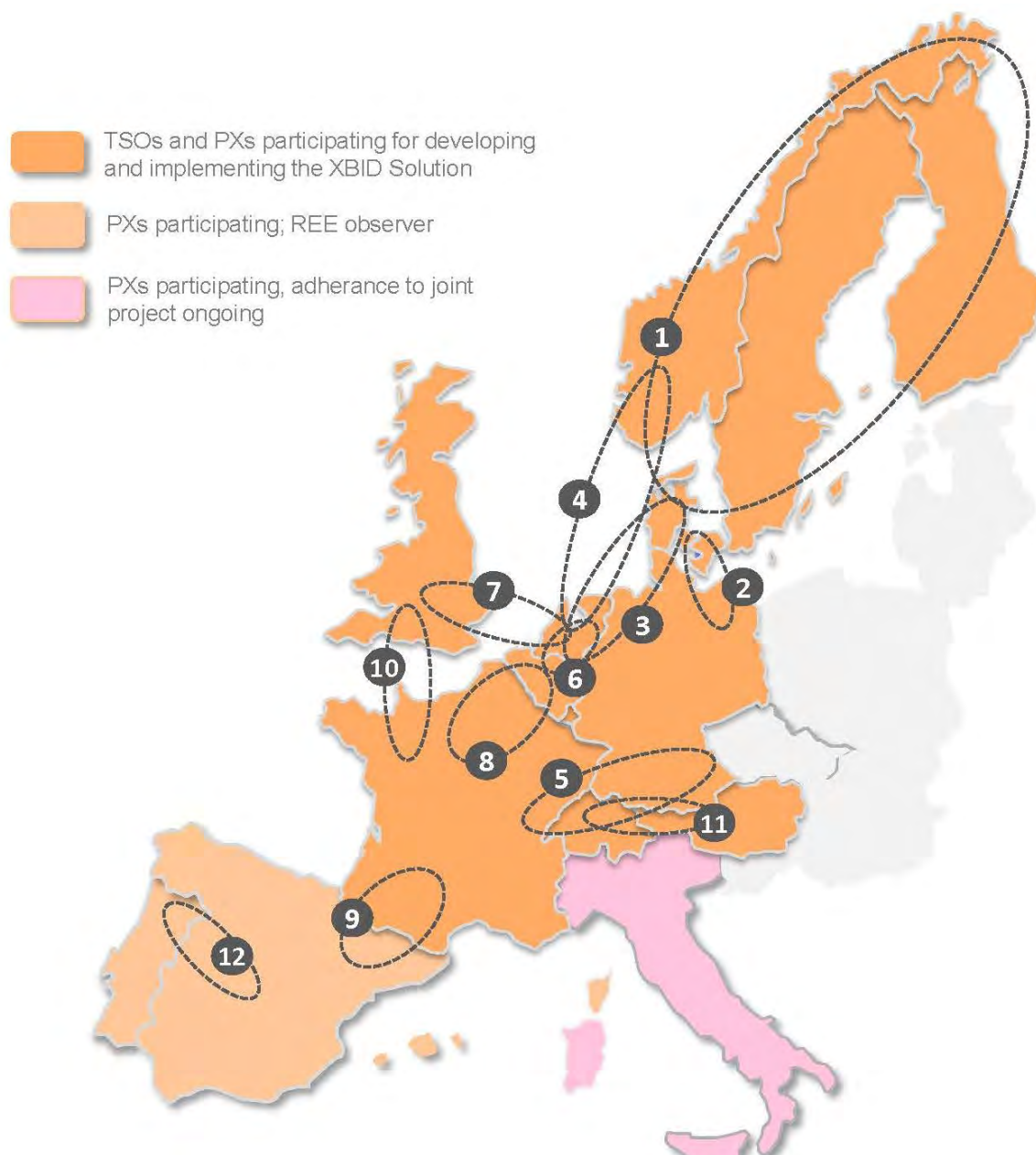
Ačkoliv tedy cílový model vnitrodenního obchodování není zatím do všech důsledků připraven, již dnes probíhá v Evropě rozsáhlý projekt pod názvem XBID, který má od roku 2017 zavést společné vnitrodenní kontinuální obchodování na většině hranic EU. Geografický rozsah projektu znázorňuje obrázek 8.14.

Nový mechanismus má nahradit všechny dosavadní modely používané v Evropě.

K projektu se zatím nepřipojily země střední a jihovýchodní Evropy, kterým tak trochu ujíždí vlak. Je totiž zřejmé, že právě XBID, dospěje-li až k úspěšnému konci (a zatím není důvod si myslet opak), se stane základem budoucího celoevropského řešení.

I středoevropské země pak budou muset opustit dosavadní mechanismus, který je sice také kontinuální, ale kapacity jsou přidělovány explicitně pro potřeby OTC trhu.

Obrázek 8.14: Geografický rozsah projektu XBID. Zdroj: XBID Cross-Border Intraday Market Project



8.3.10 Sekundární trh s přenosovými kapacitami

Jako sekundární trh s přenosovými kapacitami je označován trh, na němž mohou účastníci trhu prodat kapacitu získanou od provozovatele přenosové soustavy jinému účastníkovi trhu nebo dokonce zpět provozovateli přenosové soustavy.

Tento trh není v současné době organizován a odehrává se na úrovni OTC obchodů mezi účastníky trhu. Ti mohou kapacitu získanou v aukcích (nebo její část) prodat jinému účastníkovi. Provozovatel přenosové soustavy (resp. dedikovaná aukční kancelář) pouze eviduje změnu vlastníka kapacity, aniž by se zabývala jejím finančním vypořádáním.

Speciálním případem je situace, kdy účastník trhu prodá kapacitu zpět jejímu prvotnímu prodejci, tedy provozovateli přenosové soustavy. Ten pak vrácenou kapacitu prodá na nejbližší následující

aukci a účastníkovi trhu a výtěžek z této kapacity pak odevzdá účastníkovi trhu, který mu kapacitu vrátil. Tento princip, označovaný jako *capacity resale*, znamená pro účastníka trhu určité riziko, protože při zpětném prodeji kapacity ještě nezná cenu – tu určí až následná aukce. Pokud tato cena bude nižší než cena, za kterou účastník kapacitu původně koupil, bude účastník trhu ve ztrátě, a naopak (lokální pravidla však mohou výši zisku omezit, aby zamezila nákupu kapacity pro spekulativní účely).

V tomto smyslu se jedná o podobný mechanismus jako Use It or Sell It (UIOSI). Hlavní rozdíly mezi oběma přístupy shrnuje následující tabulka:

	Capacity Resale	UIOSI
Kdy se provádí	Mezi roční a měsíční aukcí (obvykle)	Mezi dlouhodobou a denní aukcí, resp. mezi denní a vnitrodenní alokací
Jak se provádí	Explicitní operací ze strany účastníka trhu (vrácení kapacity)	Automaticky pro nevyužitou kapacitu (v procesu hlášení přeshraničních přenosů)

Podpora sekundárního trhu je dána již legislativou Evropské unie. Převody kapacit mezi účastníky trhu dnes v nějaké formě podporují všechny aukční platformy na území EU (a částečně též na Balkáně) a obvykle je podporováno i vrácení a následný pře prodej kapacit.

V minulosti se objevily též snahy o zavedení organizovaného tržního místa, které by sekundární trh s kapacitami centralizovalo, dosavadní řešení se však zatím omezují pouze na jednoduché vývěsky.

8.3.11 Koordinace mezi TSO při přidělování kapacit

Na počátku první dekády 21. století, kdy se uváděla v život první formální pravidla pro přidělování přenosových kapacit, neměl pochopitelně nikdo dostatek zkušeností s koordinací v této oblasti a jednotliví provozovatelé přenosových soustav měli často také dosti rozdílné představy o tom, jak by alokace kapacit na jejich hranicích měly probíhat. Zpočátku tedy jednotliví provozovatelé přenosových soustav nezdědka budovali zcela izolované alokační modely, takže místy docházelo i k tomu, že kapacita na jedné hranici byla přidělována dvakrát – každým provozovatelem soustavy samostatně.

V dalších letech se postupně mechanismy integrovaly do společných bilaterálních aukcí, kdy jeden z provozovatelů soustav na hranici působil jako aukční kancelář a druhý akceptoval jeho výsledky. I tento model je už dnes ale překonaný, přetrvává již pouze v regionu FUI (Francie – Velká Británie – Irsko, pro aukce kapacit na podmořských vedeních), a částečně na Balkáně.

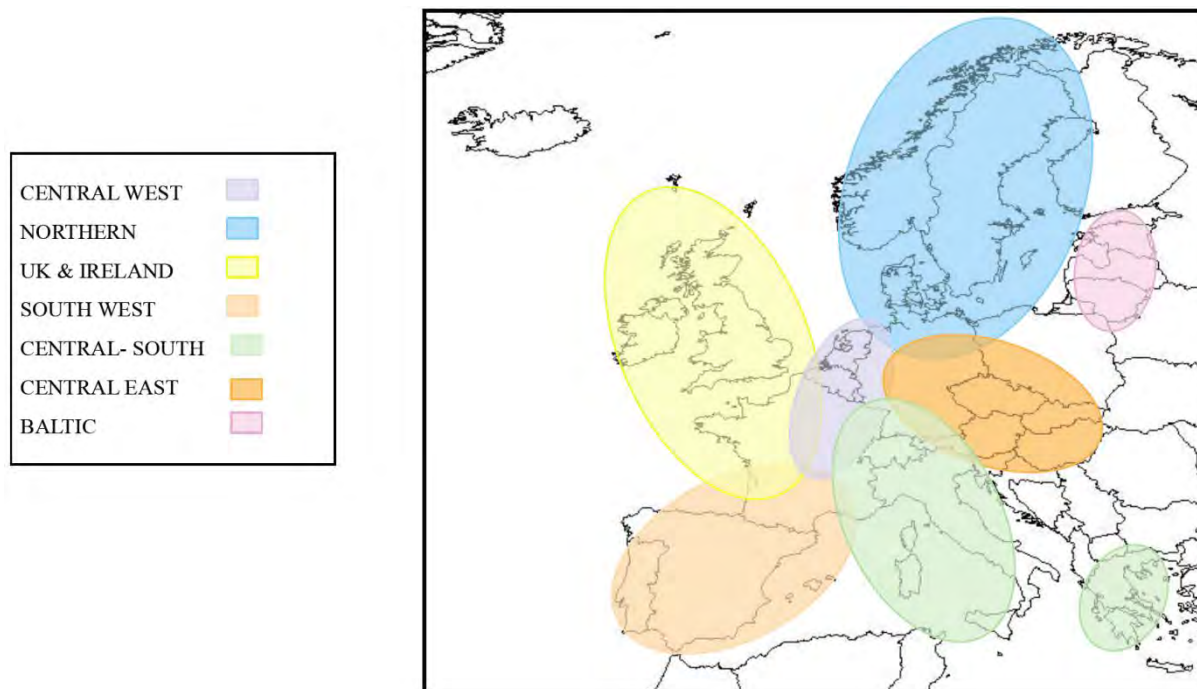
Dnes je proces přidělování kapacit formou explicitních aukcí již téměř výhradně v rukou nadnárodních aukčních kancelářů. Východiskem pro jejich vznik byla aktualizace tzv. Congestion Management Guidelines z roku 2006, která rozdělila Evropu (přesněji řečeno, území Evropské unie) do sedmi regionů s tím, že v rámci každého regionu měli příslušní provozovatelé přenosových soustav zavést nejpozději od 1. 1. 2007 koordinované mechanismy přidělování kapacit.

Tento zcela nereálný termín byl již dopředu splněn pouze v regionu severní Evropy, kde byl v té době již zaveden společný trh (market splitting).

Dalším ostrůvkem koordinace se již v roce 2006 stala část střední Evropy, kde byly zkoordinovány dlouhodobé a denní aukce na šesti hranicích mezi čtyřmi zeměmi (pod patronátem ČEPS jako

aukční kanceláře), ale vzhledem k iracionálnímu odporu Maďarska a Rakouska⁷⁷ nebyla díkce nařízení splněna ani zde.

Obrázek 8.15: Rozdělení Evropy na regiony.



Přesto se jednalo o následováníhodný vzor pro další části Evropy. V roce 2008 byly zahájeny dlouhodobé koordinované aukce mezi pěti zeměmi západní Evropy, které založily dceřinou společnost CASC jako společnou aukční kancelář pro celý region, se sídlem v Lucembursku.

K založení dedikované regionální aukční kanceláře mezitím došlo i ve střední Evropě. Společnost Central Allocation Office (CAO) se sídlem v bavorském Freisingu byla sice původně zamýšlena až jako aukční kancelář pro flow-based explicitní aukce, vzhledem k obrovskému zpoždění při zavádění flow-based metody však nakonec od roku 2010 převzala od ČEPS i roli aukční kanceláře stávajících koordinovaných NTC-based aukcí a stejně jako CASC postupně pod svá křídla připojovala hranice dalších zemí v okolí.

Finálním stupněm koordinace se v roce 2015 stalo sloučení CASC a CAO do nové organizace s názvem Joint Allocation Company (JAO). Ta dnes zajišťuje roční a měsíční aukce na 27 evropských hranicích a plní též roli záložní aukční kanceláře pro denní aukce. Provozovatelé přenosových soustav tím v předstihu splnili jeden z mnoha domácích úkolů, které jim ukládá síťový kodex FCA.

Proces integrace byl zahájen i v balkánském regionu, zde však koordinace od počátku narážela na řadu komplikací a nereálných očekávání. Základním problémem bylo, že devět balkánských TSO se rozhodlo přeskočit jednu vývojovou etapu s úmyslem zavést rovnou flow-based metodu. Po

⁷⁷ Maďarsko a Rakousko se odmítaly připojit ke koordinované NTC-based aukci organizované společností ČEPS s argumentem, že nemá smysl se připojovat k mechanismu, který bude nejpozději za rok nahrazen flow-based metodou. Tímto způsobem vzdorovaly téměř pět let (protože flow-based metoda nebyla zavedena) a ke koordinaci byly donuceny až pod tlakem řízení Evropské komise pro porušování nařízení 1228/2003 (tzv. infringement proces), které bylo zahájeno v roce 2009.

mnoha letech složitých diskusí nad pravidly aukce a po mnoha kolech testování se spornými výsledky bylo teprve v roce 2009 rozhodnuto, že nejprve je třeba zkoordinovat region s pomocí stávající NTC-based metody a teprve poté přemýšlet o její náhradě flow-based mechanismem.

I přes významné snížení cílové latky se společná aukční kancelář rodila dalších několik let a provoz zahájila až v roce 2014 pod názvem SEE CAO se sídlem v Podgorici. Projekt totiž po celou dobu narážel na politický antagonismus některých participujících zemí a dodnes je do značné míry paralyzován separací Kosova a následným vznikem samostatného kosovského provozovatele přenosové soustavy KOSTT, kterého srbský provozovatel přenosové soustavy EMS zatím neuznává jako rovnoprávného partnera.

Očekává se, že odpor Srbska se nakonec podaří zlomit a SEE CAO tak nejpozději od roku 2017 převezme pod svá křídla i všech devět srbských hranic. Přesto lze investici do této aukční kanceláře považovat za vyhozené peníze, protože aukce mohly od počátku snadno pořádat CASC nebo CAO, a jak budou jednotlivé balkánské země vstupovat do EU (nejblíže je tomu v současné době Černá Hora a Srbsko), budou muset své aukce stejně přesunout do nově založené JAO.

Samostatnou kapitolou představuje koordinace zemí při zavádění denních implicitních aukcí, které postupně v celé Evropě nahrazují dosavadní aukce explicitní. Podrobnější informace o integraci trhů prostřednictvím implicitních aukcí jsou uvedeny v kapitole 8.3.4.

V neposlední řadě nelze nezmínit koordinaci vnitrodenních alokací. I zde evropská legislativa předpokládala koordinovaný přístup, ale termín 1. 1. 2008 byl ještě absurdnější než v případě dlouhodobých a denních aukcí. I tady ale postupem času několik společných projektů vzniklo. V současné době běží projekt XBID, který má sjednotit mechanismus vnitrodenních alokací pro většinu zemí EU (podrobnosti viz kapitola 8.3.9).

Další vývoj koordinace při alokaci kapacit v současné době do značné míry determinuje zejména tzv. cílový model přeshraničního obchodování, o němž již byla řeč v kapitole 8.3.2.

8.3.12 Flow-based metoda

Prakticky všechny modely přidělování přenosových kapacit v Evropě vycházejí ze základního předpokladu, že vstupem pro alokační mechanismus je maximální dostupná přenosová kapacita na dané hranici. Přidělování kapacit pak probíhá pro každou hranici samostatně. Jak již bylo objasněno v kapitole 8.2, tento princip vyžaduje provádění poměrně sofistikovaných výpočtů předpokládaných toků v evropské síti, neboť elektřina neteče po virtuálních „hranicích“, ale rozlévá se v souladu s Kirchhoffovými zákony z místa výroby do místa spotřeby v převráceném poměru impedancí příslušných vedení.

Tyto výpočty, které provozovatelé soustav v různých periodách roku provádějí (počínaje prvotním výpočtem pro roční horizont a konče posledním zpřesňováním pro vnitrodenní obchodování), jsou však vždy zatíženy většími či menšími chybami, vyplývajícími z nemožnosti přesně odhadnout chování výrobců a spotřebitelů v liberalizovaném tržním prostředí, kde je provozovatel soustavy od výroby i obchodu striktně oddělen.

V důsledku pak dochází k tomu, že přenosové kapacity nejsou přidělovány s maximální efektivitou a zároveň s ohledem na všechny bezpečnostní parametry provozu evropské synchronní soustavy, neboť výpočty postavené na predikcích předpokládaných toků musejí počítat s mnoha různými variantami a výsledné přenosové kapacity by teoreticky měly zohledňovat nejhorší možný případ.

Uvažování všech možných variant, včetně těch velmi málo pravděpodobných, by však vedlo k tomu, že kapacity pro přeshraniční obchod budou v řadě případů velmi nízké nebo i nulové. V praxi se tak přistupuje k určitým kompromisům, kdy málo pravděpodobné scénáře toků v soustavě jsou zanedbávány. Pokud přesto výjimečně nějaký mezní případ nastane, provozovatelé soustav uplatňují standardní mechanismy dispečerského řízení přetížení.

Úvahy o zdokonalení tohoto mechanismu vedly postupně až k myšlence přiblížit alokační metody fyzikálním zákonitostem, tj. zapojit síťový model přímo do algoritmů pro přidělování přenosových kapacit. Princip, kdy každá přeshraniční obchodní transakce je před potvrzením konfrontována s aktuálním modelem sítě, se nazývá flow-based metoda.

Již na tomto místě je třeba zdůraznit, že flow-based metoda může být aplikována jak na explicitní, tak na implicitní aukci. Podstatným aspektem, který výrazně zvýhodňuje flow-based metodu v kombinaci s implicitní aukcí oproti aukci explicitní, je pak skutečnost, že předmětem posuzování v implicitní aukci nejsou přenosové kapacity, ale již skutečné přeshraniční obchody. Tato vlastnost implicitní aukce totiž umožňuje, aby byly v rámci síťového vyhodnocení vzájemně započítávány toky v protilehlých směrech (tzv. netting), což je pro efektivitu flow-based metody naprosto klíčový faktor.

8.3.12.1 Vlastnosti flow-based metody

Jak již bylo řečeno, přeshraniční transakce jsou při aplikaci flow-based metody posuzovány vůči aktuálnímu síťovému modelu. Každá transakce, která je předmětem posuzování, se rozloží na předpokládané fyzické toky a zkušebně se vloží do modelu. Pokud nedojde k překročení kapacity některého prvku sítě (zejména s ohledem na teplotní a napěťové limity), může být požadavek akceptován, v opačném případě je zamítnut.

Podkladový síťový model může mít velmi různorodou podrobnost. Na jedné straně pomyslné osy jsou jednotlivé prvky sítě (vedení, uzly, transformátory) agregovány do několika málo virtuálních síťových prvků, což přispívá k jednoduchosti modelu, ale i k jeho nepřesnosti. Opačným extrémem je pak síťový model obsahující všechny skutečné fyzické prvky, které mohou být za určitých okolností relevantní pro posuzování obchodní transakce. V obou případech samozřejmě platí, že jsou zohledňovány nejen samotná hraniční vedení, ale i významné síťové prvky uvnitř jednotlivých soustav.

I s ohledem na tuto skutečnost je zřejmé, že flow-based metoda je vhodná zejména pro krátkodobé horizonty (denní/vnitrodenní alokace) a naopak není příliš efektivní pro horizonty dlouhodobé (roční/měsíční aukce), neboť v dlouhodobém horizontu existuje ještě značná míra nejistoty, pokud jde o předpokládanou konfiguraci sítě a související parametry. Aplikace flow-based metody pro dlouhodobé aukce tak vyžaduje, aby byly transakce vyhodnocovány vůči různým představitelným provozním variantám, přičemž vždy je třeba uvažovat „nejhorší“ případ. Tím je částečně popřena samotná podstata flow-based metody jako „přesnějšího“ alokačního mechanismu, a zároveň se tím stírají i její hlavní výhody.

Do modelu sítě musí být ještě před vlastním vyhodnocením vložen tzv. základní případ (base case), který představuje předpokládané toky v síti za předpokladu, že neexistují žádné přeshraniční výměny. Dále jsou v modelu zohledněny všechny transakce zafixované v případných dřívějších alokačních kolech (např. v dlouhodobých aukcích) a předpokládané toky vyplývající z aukcí na hranicích společného regionu.

S využitím těchto informací, a při zohlednění potřebných bezpečnostních rezerv, nazývaných Flow Reliability Margin (FRM – obdoba TRM u NTC-based metody, jsou pro jednotlivé prvky sítě vypočítány maximální přípustné toky, označované jako Maximum Flow (MF). Při vyhodnocení

aukce pak musí každá transakce vyhovět všem hodnotám MF ve společném modelu, aby mohla být akceptována.

I u flow-based metody jsou požadavky účastníků trhu (ať už se jedná o požadavky na přenosové kapacity u explicitní aukce či o požadavky burz na přenos u aukce implicitní) zadávány jako obchodní toky mezi dvěma oblastmi, které na rozdíl od NTC metody nemusí být ani sousední (takže je možné požadovat kapacitu či přenos z Polska do Maďarska). Tyto obchodní toky jsou pak při vyhodnocení přepočítány na toky fyzické s pomocí tzv. PTDF matice (PTDF – Power Transfer Distribution Factor), která pro každou kombinaci možných obchodních výměn definuje procentuální podíl této obchodní transakce na jednotlivé uvažované prvky sítě. Teprve takto rozpočítané fyzické toky jsou vloženy do síťového modelu a kontrolovány vůči všem MF hodnotám.

V praxi jsou hodnoty MF pro jednotlivé prvky sítě a související PTDF matice vypočítávány v rámci load-flow analýzy prováděné na základě vstupů jednotlivých začleněných provozovatelů přenosových soustav.

Vzhledem k tomu, že evropská přenosová síť je provozována s ohledem na kritérium $N - 1$, v praxi jsou při výpočtech hodnot MF a PTDF zohledňovány také možné výpadky kritických prvků sítě.

V souvislosti s vyhodnocováním obchodních transakcí vůči síťovému modelu je třeba si uvědomit jeden zásadní faktor, který významně omezuje možnou přesnost flow-based metody. Zatímco model, vůči němuž jsou obchodní transakce (po převodu na fyzické toky) posuzovány, může být i velmi přesný, o samotných obchodních transakcích jsou k dispozici pouze informace o oblasti, do které je elektřina dodávána, a oblasti, ze které je odebrána. Pod pojmem oblast se však může skrývat poměrně rozsáhlé geografické území, jak ukazuje například společná tržní oblast Německa a Rakouska. Při vyhodnocení transakce z tržní oblasti Německo-Rakousko do některé ze sousedních zemí tak nelze žádným způsobem rozlišit, zda skutečným místem dodávky elektřiny je Hamburg nebo Mnichov, přestože fyzikální rozdíl mezi oběma situacemi je poměrně značný. Právě tento problém je jedním ze základních nevýhod flow-based metody při jejím použití pro velké tržní oblasti, neboť v rámci relativně podrobného síťového modelu mají být posuzovány obchodní transakce, jejichž skutečná fyzikální charakteristika je prakticky nezjistitelná.

Tento nedostatek obcházejí provozovatelé přenosových soustav zavedením tzv. Generation Shift Keys (GSK), které určují procentuální změnu výroby na daném prvku sítě pro případ zvýšení salda dané oblasti (dané dodatečnou přeshraniční výměnou). Tato data zřejmě v dlouhodobém průměru víceméně odpovídají skutečnosti, ale o jednotlivých transakcích nevypovídají nic.

Představíme-li si vyhodnocení flow-based metodou jako postupné sekvenční vyhodnocování obchodních požadavků, je situace poměrně jednoduchá. Každá požadovaná transakce se rozloží na fyzické toky, konfrontuje se se síťovým modelem, a pokud mu vyhoví, stane se jeho pevnou součástí. Následně je posuzována další transakce.

Má-li však být flow-based metoda kombinována s aukcí, nelze jednotlivé transakce posuzovat sekvenčně, a to ani v případě, že by byly dopředu seřazeny podle nabídkových cen.

Předně je třeba si uvědomit, že u flow-based metody je zapotřebí posuzovat všechny transakce v rámci jedné aukce současně bez ohledu na to, ke které dvojici oblastí dodávky a odběru se vztahují, neboť každá obchodní transakce má po rozložení na fyzické toky určitý vliv (větší či menší) na každý prvek sítě.

Dále je nutno vzít v ohled, že ekonomická hodnota obchodní transakce z Česka do sousedního Rakouska je zcela odlišná např. ve srovnání s transakcí z Polska do Chorvatska, neboť druhý zmiňovaný obchod má vzhledem k délce přepravy daleko větší souhrnné dopady na síťové prvky.

Popsaný problém lze řešit jako optimalizační úlohu s cílem maximalizace celkového společenského užítku, kde na jedné straně figurují všechny požadované obchodní transakce v regionu s příslušnými nabídkovými cenami a na straně druhé stojí síťový model reprezentovaný hodnotami MF a PTDF. Akceptovány jsou transakce, které prostřednictvím svých nabídkových cen maximalizují užitek z omezených zdrojů – síťových prvků s omezenou přenosovou kapacitou.

8.3.12.2 *Flow-based metoda v Evropě*

Zejména ve snaze vyhovět co nejlépe evropské legislativě, a do jisté míry také s pocity nereálných očekávání, byly v minulém desetiletí v několika evropských regionech zahájeny projekty implementace flow-based metody s cílem přiblížit alokační mechanismy světu fyziky a v důsledku tak zvýšit bezpečnost provozu přenosových soustav.

Do úspěšného konce se však zatím podařilo dovést projekt flow-based metody jen pěti zemím západní Evropy (Francie, Německo, Benelux), na jejichž vzájemných hranicích je metoda aktivní od května 2015, a to ve spojení s market couplingem, jehož algoritmus Euphemia byl od počátku navržen pro paralelní podporu NTC-based a flow-based aukcí.

Ačkoliv účastníci trhu byli vůči flow-based metodě dlouhodobě velmi skeptičtí, první měsíce provozu ukazují nesporné ekonomické přínosy. Nasazením flow-based metody se daří navzájem spárovat více transakcí než dosud, jinými slovy se výrazně zvýšila vzájemná konvergence zapojených trhů (z 14 na 32 procent).

Celkově vyšší ekonomický užitek samozřejmě neznamená, že jsou spokojeni všichni. Například v Německu v důsledku zavedení flow-based metody stoupla cena na trhu o 4 %. V Belgii ale naopak poklesla o 8 %.

Současně stouply nároky na kvalitu plánování chodu soustavy i jejího řízení v reálném čase. V dotčených soustavách je teď viditelně více toků než dříve, což klade vyšší požadavky na důsledný monitoring fyzických limitů prvků.

Celkově lze zavedení flow-based metody v regionu CWE označit za nesporný úspěch. Klíčovým faktorem úspěšnosti byla skutečnost, že chování účastníků trhu se při aplikaci flow-based metody principiálně nijak neliší (na rozdíl od explicitní aukce) od jejich současného chování. Běžný účastník trhu v implicitní aukci nadále podává nabídky s cenami na úrovni mezních nákladů výroby (a analogicky na straně spotřeby), takže tato data lze přímo použít i pro stínové flow-based vyhodnocení, které bylo v rámci západní Evropy kontinuálně prováděno již od roku 2010. Na těchto testovacích datech se celá metoda v průběhu následujících let dokonale odladila.

V neposlední řadě nelze opomenout již možnost přímé aplikace nettingu u implicitních aukcí, což u explicitních aukcí v režimu Right with Option není možné.

Západní provozovatelé přenosových soustav se také do určité míry poučili z problémů obdobného projektu ve střední Evropě (viz dále), takže jednou z fází procesu přípravy vstupních síťových dat pro vyhodnocení je mj. i expertní posouzení situace a přijetí lokálních protopatření, která mají eliminovat „zbytečná“ omezení daná vysokou přesností podkladového modelu, který uvažuje i zcela nereálné scénáře mezinárodních výměn.

Zatímco region CWE tedy svůj projekt dovedl do konce, jiní tak úspěšní nebyli. Ve střední Evropě byl již v roce 2006 zahájen rozsáhlý projekt s cílem nahradit stávající NTC-based explicitní aukce aukcemi s použitím flow-based metody. Pro organizování budoucích flow-based aukcí založilo osm střeoevropských provozovatelů přenosových soustav o dva roky později dceřinou společnost Central Allocation Office (CAO) se sídlem ve Freisingu.

Počáteční plány byly velmi ambiciózní. Již v roce 2006 zástupce rakouského regulačního úřadu na konferenci Energy Trading CEE avizoval zahájení provozu flow-based aukce od roku 2007. Postupem času došlo k určitému vystřízlivění, přesto byly zveřejňovány stále další a další cestovní mapy, které se často jen o pár měsíců později ukázaly jako nereálné. Projekt byl po několika letech nakonec v tichosti odpískán. Neúspěch byl výslednicí celé řady příčin a dílčích faktorů; na tomto místě zmiňme jen ty nejvýznamnější.

V první řadě došlo již v raných fázích projektu k zásadní změně konceptu podkladového síťového modelu, který se od počátečních jednotek virtuálních elementů postupně rozšířil až na desetitisíce fyzických prvků sítě. To přineslo zcela nové nároky na kvalitu a strukturu vstupních podkladových dat a potřebu celé řady nových simulačních výpočtů, které měly ověřit reálnou proveditelnost celého projektu.

Snaha o co nejvyšší přesnost celého výpočtu v kombinaci s absencí jednotných pravidel pro stanovení vstupních dat postupně vedla k tomu, že někteří začlenění provozovatelé soustav dodávali do společného modelu vstupní data v takové struktuře a úrovni podrobnosti, která v praxi zneumožňovala provozování aukce jako takové (neboť model neumožňoval akceptaci jediného dodatečného požadavku) a dokonce ukazovala, že středoevropská soustava je i v základním scénáři provozována v rozporu s kritériem $N - 1$ ještě před provedením aukce (tzv. precongestion).

Dalším významným problémem se ukázala být společná tržní oblast Německo–Rakousko, která jednak významně snižovala přesnost výpočtu (neboť v modelu nebylo možné určit, ve které části společné tržní oblasti je elektřina dodávána, resp. spotřebována, a použití GSK tento nedostatek u takto velké oblasti nevyrovná), ale hlavním trnem v oku ostatním provozovatelům přenosových soustav byla reálná diskriminace přeshraničních obchodů vůči „domácím“ obchodům v rámci německo-rakouské tržní oblasti, neboť tyto obchody byly zahrnuty již v base case, jako jeden ze vstupů aukce a citelně tak snižovaly dostupné limity jednotlivých síťových prvků.

Když pak v roce 2009 Česko a Slovensko zavedlo implicitní aukci na společné hranici, projekt tím fakticky zablokovalo. Již v té době začínalo být zároveň jasné, že Evropa v denním horizontu směřuje k implicitním aukcím a že zavádění flow-based metody na explicitní aukce je slepou uličkou.

V neposlední řadě přispěla k neúspěchu projektu již několikrát zmíněná skutečnost, že denní flow-based aukce byla ve středoevropském regionu plánována jako Right with Option, což zneumožňuje vzájemné saldování protitoků na jednotlivých omezujících síťových prvcích. Dosavadní testy ukázaly, že tento faktor má pro celkovou likviditu tržního místa zásadní význam.

V současné době se region CEE již plně koncentruje na zavedení flow-based metody v kombinaci s market couplingem, s předpokládaným termínem zavedení od roku 2018. Ostatně i nová legislativa (nařízení 714/2009 a síťový kodex CACM) již nyní vcelku jednoznačně upřednostňují flow-based metodu nad stávajícím mechanismem.

Projekt implementace flow-based metody má za sebou i balkánský region, první počátky projektu sahají až do roku 2004. Racionální vyhodnocení situace vedlo v roce 2009 devět balkánských TSO k otevřenému pozastavení projektu do doby, než bude region zkoordinován pomocí klasické NTC-based metody. To de facto znamenalo jeho konec – ten navíc dostal ještě poslední ránu z milosti v podobě oddělení Kosova od Srbska, což opět vyostřilo vztahy v tomto politicky labilním regionu.

Výčet projektů s využitím flow-based metody by nebyl úplný, kdybychom nezmínili koordinovanou vnitrodenní alokaci ve střední Evropě. Flow-based metoda se zde používá pro vyhodnocení transakcí na většině hranic (na menšině se stále používá NTC-based přístup). Mechanismus je však velmi zjednodušený, neboť podkladový síťový model je virtualizován na úroveň jednoho

prvku na hranici a vyhodnocení probíhá metodou first-come-first-served, což nevyžaduje uplatnění optimalizačních matematických metod.

8.3.13 Povinnost využití kapacity u explicitní aukce

Je-li přenosová kapacita nabízena účastníkům trhu, lze na tuto kapacitu pohlížet jako na právo realizovat přeshraniční přenos, či jako na povinnost jeho realizace.

V tomto smyslu rozlišujeme dva základní produkty: právo s povinností (Right with Obligation) a právo s možností (Right with Option, nebo také Right without Obligation). Vzhledem k tomu, že české ekvivalenty obou produktů nejsou příliš zažité, budeme se v dalším textu držet původních anglických termínů, známých z běžných derivátních trhů.

Pokud si účastník trhu koupí kapacitní práva v režimu Right with Obligation, představuje tento nákup závazek využít získanou kapacitu v plném rozsahu pro přeshraniční přenos – časově i objemově. Nesplnění této podmínky je obvykle spojeno se sankcemi.

Naproti tomu produkt Right with Option umožňuje účastníkovi trhu, aby ze získaných kapacitních práv využil pouze libovolnou část, případně se rozhodl kapacitu vůbec nevyužít.

Produkt Right with Obligation přináší aukční kanceláři možnost vzájemně v rámci vyhodnocení aukce započítat transakce v obou směrech příslušné hranice a tím celkově zvýšit likviditu tržního místa. Pokud totiž do aukce podají nabídky dva účastníci trhu, přičemž každý z nich poptává 100 MW v jednom směru, mohou být obě nabídky v rámci vyhodnocení aukce akceptovány, aniž by reálně došlo ke snížení přenosové kapacity. Tento efekt pak umožní, že mohou být akceptovány i další nabídky v pořadí, byť by v součtu za jednotlivé směry přesáhly kapacitu příslušné hranice. Existuje-li totiž jistota, že z přidělených kapacit v obou směrech vyplývají přeshraniční přenosy v dané výši, lze tyto přenosy vzájemně vysaldovat, neboť k saldování reálně dojde samozřejmě i fyzikálně.

Naproti tomu u produktu Right with Option aplikace nettingu není možná, neboť neexistuje záruka, že kapacita bude účastníky trhu v obou směrech skutečně využita. Pokud by totiž účastník trhu v jednom směru získanou kapacitu využil a ve druhém nikoliv, mohlo by dojít k překročení celkové kapacity na hranici.

I v tomto případě má provozovatel přenosové soustavy možnost saldování protitoků, s aplikací nettingu však musí počkat až do fáze nominace přeshraničních přenosů, kdy účastníci trhu sdělují provozovateli přenosové soustavy, jakou část získané kapacity hodlají ve skutečnosti využít a jakou nikoliv.

Je zřejmé, že i u produktu Right with Obligation může nastat situace, kdy účastník trhu přidělenou kapacitu nevyužije. Jak už bylo řečeno, v tomto případě se účastník trhu vystavuje sankcím ze strany příslušného provozovatele přenosové soustavy, to však pro reálné řízení soustavy nemá prakticky žádnou hodnotu. Hrozí-li tedy v důsledku porušení povinnosti účastníka trhu přetížení některého vedení, musí provozovatel přenosové soustavy uplatnit některou z metod pro tuto situaci, jako např. re-dispatching nebo counter-trading.

Produkt Right with Obligation se v praxi uplatní zejména v krátkodobých časových horizontech, kdy již účastníci trhu mají poměrně konkrétní záměry, pokud jde o objemy a časové členění plánovaných přeshraničních obchodů. V praxi se tento produkt používá většinou ve vnitrodenních alokacích, řídice pak u denních aukcí. Pro dlouhodobé horizonty je produkt Right with Obligation nevhodný, neboť např. alokace ročního produktu Base by vyžadovala na straně účastníka trhu

realizaci kontinuálního přeshraničního přenosu v alokované výši nepřetržitě po dobu celého roku.

V souvislosti s povinností či právem využití kapacit je třeba říci, že u většiny hranic poptávka po přenosové kapacitě převažuje v určitém směru a v opačném směru je spíše nízká či žádná; zájem o kapacitu je obvykle ve směru cenového spádu (daném rozdíly cen elektřiny v příslušných dvou sousedních zemích). Z toho vyplývá, že možnosti nettingu jsou i u denních aukcí organizovaných NTC-based metodou poměrně omezené.

Jinak tomu je však u flow-based metody, kde v rámci vyhodnocení aukce dochází k přerozdělení obchodních transakcí na fyzické toky (podle PTDF matice). Případný netting se zde neaplikuje na hranici jako celku, ale na konkrétním omezujícím bodě sítě, přičemž konkrétní omezující bod je využíván mnoha obchodními transakcemi v celém regionu. Efekt saldování mnoha toků vztahujících se k jednomu omezujícímu bodu je tak u flow-based metody mnohem vyšší než u NTC-based metody. Aplikací nettingu u flow-based metody lze v praxi dosáhnout zvýšení objemu přidělených kapacit v řádu desítek až stovek procent, v závislosti na charakteru regionu a struktuře nabídek.

8.3.14 Finanční kapacitní práva

Produktem stávajících explicitních aukcí jsou tzv. fyzická kapacitní práva (Physical Transmission Rights – PTR). Pokud účastník trhu získá v explicitní aukci nebo na sekundárním trhu fyzické kapacitní právo, získává tím možnost získanou kapacitu nominovat a tím realizovat bilaterální přeshraniční obchod.

S postupným rozšiřováním implicitních aukcí se zužuje prostor pro bilaterální obchody na dlouhodobý horizont. Síťový kodex FCA zároveň připouští, že dlouhodobé aukce kapacit, tak jak je známe dnes, mohou být nahrazeny aukcemi tzv. finančních kapacitních práv (Financial Transmission Rights – FTR). Kodex sice v tuto chvíli předpokládá možnou koexistenci aukcí PTR i FTR (na různých hranicích), vůči této volnosti však již zaznívají kritické hlasy (EFET) a není vyloučeno, že aukce FTR budou v budoucnu jediným mechanismem pro podporu bilaterálního obchodování.

Aukce FTR jsou z provozního hlediska úplně stejné jako aukce PTR. Provozovatelé přenosových soustav (prostřednictvím aukční kanceláře) zveřejňují dostupnou přenosovou kapacitu pro určité období (rok, měsíc apod.), účastníci trhu zasílají nabídky, které jsou v rámci vyhodnocení uspokojovány v pořadí podle nabídkových cen až do vyčerpání dostupné kapacity.

Klíčový rozdíl mezi aukcemi PTR a FTR je v tom, že u aukcí FTR nezískává účastník trhu právo realizovat přeshraniční přenos, ale místo něj obdrží výtěžek z denní implicitní aukce vyplývající z cenového diferenciálu příslušných dvou tržních oblastí.

Aukce FTR jsou tedy výhradně finančním instrumentem a jejich efekt je v podstatě analogický situaci, kdy je aukce PTR spojená s principem UIOSI za předpokladu, že držitel kapacity neprovede její nominaci, tj. kapacita zůstane nevyužita.

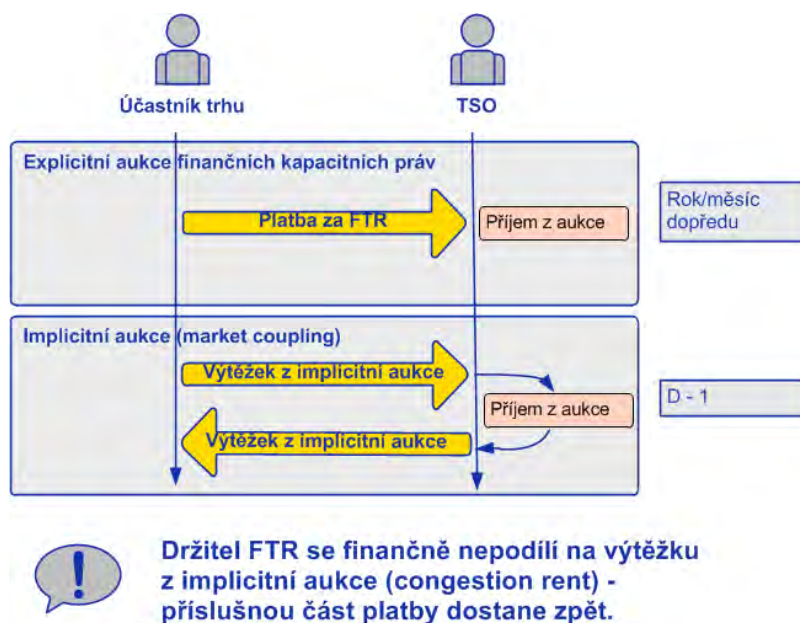
Smyslem aukce FTR je zahrnout veškeré fyzické obchodování s elektřinou do jediného mechanismu (spotový trh s implicitní aukcí), čímž se výrazně zvýší jeho likvidita, ale zároveň ponechat prostor pro forwardové bilaterální obchodování, tak jak jej známe dnes.

Účastník trhu může svůj přeshraniční bilaterální obchod zrealizovat prostřednictvím spotového trhu tak, že v oblasti A podá cenově nezávislou nabídku a v oblasti B podá analogickou cenově nezávislou poptávku. Díky cenové nezávislosti obou příkazů budou obě transakce úspěšné, ale pokud nedojde k úplnému spojení trhů, vznikne mezi trhy cenový diferenciál, takže účastník trhu obdrží v exportní oblasti za nabízenou elektřinu méně, než za ni zaplatil v oblasti importní. Pokud

by účastník trhu nebyl nijak zajištěn vůči tomuto cenovému rozdílu, mohlo by se snadno stát, že tento rozdíl bude vyšší než příjem z uskutečněného bilaterálního obchodu, a obchodník by se tak ocitl ve ztrátě.

A právě proti tomuto riziku se může účastník trhu zajistit prostřednictvím aukce FTR. Na této aukci si nakoupí kapacitu v určitém množství (např. 100 MW v každé hodině) za určitou cenu (např. 5 €/MWh). Poté už podá potřebné nabídky a poptávky na denní trh tak, jak je popsáno výše, aniž by riskoval, že na obchodu prodělá. Pokud bude cenový diferenciál mezi oblastmi činit např. 8 €/MWh, obdrží obchodník zpět 800 € za každou hodinu, takže obchod pak de facto realizuje tak, jako kdyby žádný cenový diferenciál neexistoval. Jeho jedinou investicí je pouze cena za finanční kapacitní právo ve výši 5 €/MWh, kterou zná již dopředu.

Obrázek 8.16: Schematicky znázorněné finanční toky v souvislosti s aukcemi finančních kapacitních práv.



Na aukce FTR je tedy možné pohlížet ze dvou úhlů:

- jako na analogii stávajících dlouhodobých aukcí (PTR), přičemž místo nahlášení přeshraničního přenosu zadá obchodník příslušné pokyny na spotovém trhu,
- jako na finanční instrument, který umožňuje účastníkovi trhu zajistit své obchody vůči nenadálým výkyvům ceny na denním trhu s elektřinou; v tomto smyslu lze aukce FTR využít i pro spekulace.

Síťový kodex FCA připouští existence aukcí FTR v režimu Right with Option i Right with Obligation (na různých hranicích). Princip obou možností je analogický jako v případě stávajících aukcí PTR:

- V režimu Right with Option obdrží účastník trhu příjem vyplývající z cenového diferenciálu pouze v případě, že tento příjem je nezáporný.
- V režimu Right with Obligation obdrží účastník trhu příjem vyplývající z cenového diferenciálu i v případě, že tento příjem je záporný. To znamená, že elektřina teče opačným směrem (a cenový diferenciál má tedy opačné znaménko), než účastník trhu očekával. Účastník trhu v tomto případě musí cenový diferenciál zaplatit příslušné aukční kanceláři.

Aukce FTR zatím nejsou v Evropě příliš rozšířené, provozovány jsou jen na několika málo hranicích a dále v Itálii v rámci vnitrostátní implicitní aukce⁷⁸. Jejich dalšímu rozšiřování v tuto chvíli brání ne zcela jasná návaznost mechanismu na směrnici EU o trzích finančních instrumentů (tzv. MiFID).

Funkční alternativou FTR v severských zemích je tzv. *Kontrakt na rozdíl* (Contract for Difference – CfD), který je navázán na denní spotový trh Nord Pool Spot. V regionu je úspěšně používán již více než deset let.

Hlavní rozdíly mezi FTR a CfD jsou následující:

- FTR prodává TSO, zatímco CfD je čistý finanční produkt bez jakékoliv účasti TSO.
- FTR představuje zajištění na cenový diferenciál mezi dvěma oblastmi. CfD představuje zajištění na cenový diferenciál mezi tržní cenou určité oblasti (např. Finsko) a tzv. systémovou cenou, což je fiktivní cena celé severské oblasti, která by se utvořila jako jednotná tržní cena pro všechny severské státy, pokud by mezi nimi neexistovala žádná síťová omezení (tj. pokud by nedošlo k market splittingu)⁷⁹.

8.4 Hlášení a sesouhlasení přeshraničních přenosů

Vlastní přeshraniční přenos zajišťují provozovatelé přenosových soustav pomocí regulátoru zátěže a frekvence (load-frequency controller). Hlavní činností regulátoru je automatické přizpůsobování výroby (prostřednictvím sekundární regulace) v příslušné regulační oblasti tak, aby saldo výroby a spotřeby neustále odpovídalo dohodnutým mezinárodním přenosům pro daný časový interval (obvykle hodinu). Tento proces se nazývá automatické řízení výroby (Automatic Generation Control – AGC). Podrobnosti o sekundárním řízení soustav.

Nezbytnou podmínkou tohoto procesu je tedy vzájemné sesouhlasení objemů přeshraničních přenosů mezi jednotlivými regulačními oblastmi tak, aby každá soustava „znala“ své přeshraniční saldo a aby všechna přeshraniční salda v rámci celého kontinentu byla navzájem konzistentní. Celkové objemy jsou dány součtem objemů všech přeshraničních obchodů sjednaných mezi účastníky trhu s elektřinou (ať už přímo či prostřednictvím burz) a nahlášených příslušným provozovatelům přenosových soustav.

8.4.1 Rozdíly mezi hlášením domácích a přeshraničních obchodů

Proces hlášení přeshraničních obchodů je z pohledu účastníků trhu podmnožinou registrace všech dvoustranných obchodů (domácích i přeshraničních) pro účely zúčtování odchylek. Účastník trhu tedy registruje u svého domácího provozovatele přenosové soustavy všechny diagramy

⁷⁸ Dalším fungujícím trhem s finančními právy jsou Spojené státy americké.

⁷⁹ Tato cena má pro obchodování v severských zemích klíčovou roli, neboť se používá jako referenční cena pro celou řadu fyzických i finančních produktů na severském trhu s elektřinou.

se všemi protistranami, ať už domácími či zahraničními.⁸⁰ Podrobnosti k procesu registrace obchodů pro účely zúčtování odchylek.

Mezi přeshraničními a domácími obchody však existuje také několik podstatných rozdílů:

- Domácí diagramy nemají vliv na řízení bilance příslušné regulační oblasti, neboť místem dodávky i odběru elektřiny je domácí regulační oblast. Naproti tomu přeshraniční diagramy je třeba při řízení bilance zohledňovat.
- Hlášení mezinárodních diagramů je obvykle (ne však vždy) vázáno na předchozí získání přenosové kapacity pro příslušnou hranici či další podmínky.
- Sesouhlasení domácích diagramů provádí domácí provozovatel přenosové soustavy, neboť je příjemcem diagramu od dodavatele i odběratele současně. Naopak u přeshraničních diagramů se sesouhlasení provádí ve vzájemné kooperaci příslušných dvou provozovatelů přenosových soustav (kde jeden je příjemcem diagramu od dodavatele a druhý od odběratele) a na tento proces navazují další sesouhlasovací procedury na úrovni vyšších regulačních celků (regulačních bloků a koordinačních center)
- Hlášení domácích a přeshraničních přenosů může probíhat obecně v různých časových horizontech, což je dáno zejména potřebou efektivního uplatnění mechanismů pro opětovné přidělování nevyužitých přenosových kapacit u přeshraničních obchodů.

8.4.2 Přenosová kapacita pro přeshraniční obchod

Platná registrace mezinárodního obchodu je obvykle podmíněna držením kapacity pro příslušnou hranici mezi příslušnými dvěma oblastmi.

V modelu explicitní aukce je držitelem kapacity vždy jeden z účastníků trhu, kteří realizují vzájemný obchod; může jím být účastník trhu, který kapacitu přímo získal v aukci, či který ji koupil od jiného účastníka na sekundárním trhu. Je třeba si tedy uvědomit, že proces sjednávání přeshraničního obchodu a proces získávání přenosové kapacity pro tento obchod jsou dvě naprosto nezávislé procedury, přičemž nikde není psáno, že v rámci obchodní strategie příslušného účastníka trhu musí vyjít obě současně.

V modelu implicitní aukce disponuje kapacitou burza s elektřinou, která ji využívá k párování nabídek a poptávek na elektřinu v různých oblastech.

V režimu Right with Obligation existuje povinnost nominovat získanou přenosovou kapacitu v plné výši. V režimu Right with Option může být nominováno i méně; nevyužitá přenosová kapacita pak může být znovu přidělena jinému účastníkovi.

⁸⁰ Výjimkou z tohoto pravidla jsou shodou okolností Česko a Slovensko, kde vzhledem k existenci nestandardní entity (nezávislý zúčtovatel odchylek) existuje povinnost zasílat přeshraniční diagramy na jiné místo než diagramy domácí (Česko), či dokonce zasílat přeshraniční obchody na dvě místa současně (Slovensko).

Na hranicích, na nichž není přenosová kapacita omezená⁸¹, může provozovatel přenosové soustavy od přidělování kapacit zcela upustit – pak je možné provádět registrace mezinárodních diagramů pro danou hranici volně, aniž by účastník trhu disponoval přenosovou kapacitou. V případě, kdy na příslušné hranici působí burza a umožňuje vzájemné párování nabídek a poptávek z různých regulačních oblastí (aniž by prováděla kontroly vůči dostupným kapacitám), představují tyto regulační oblasti společnou tržní oblast se společnou cenou elektřiny. Jedná se o analogii implicitní aukce, která trvale vede k úplnému spojení obou sousedních oblastí (úplný coupling). Takový model je samozřejmě možný jen se souhlasem obou příslušných provozovatelů přenosových soustav.⁸²

8.4.3 Sesouhlasení mezinárodních diagramů

Proces sesouhlasení mezinárodních obchodů je principálně shodný jako u domácích diagramů s tím rozdílem, že je realizován vždy mezi dvěma provozovateli přenosových soustav dle místa dodávky a odběru.

Provozovatelé přenosových soustav si vymění diagramy, které jim byly zaslány příslušnými domácími účastníky trhu, a provedou jejich porovnání. V případě shodnosti diagramů jsou diagramy účastníkům trhu potvrzeny a proces sesouhlasení na úrovni regulačních oblastí končí. V případě neshody mezi diagramy se uplatňují podobné principy jako u domácích diagramů. Proces sesouhlasení je do značné míry standardizován doporučením ENTSO-E Scheduling System (ESS) a dalších navazujících standardů a doporučení, ovšem míra dodržování tohoto standardu se v jednotlivých evropských zemích značně liší. Navíc samo doporučení disponuje v řadě oblastí velkou mírou volnosti, která komplikuje jeho implementaci napříč několika zeměmi.

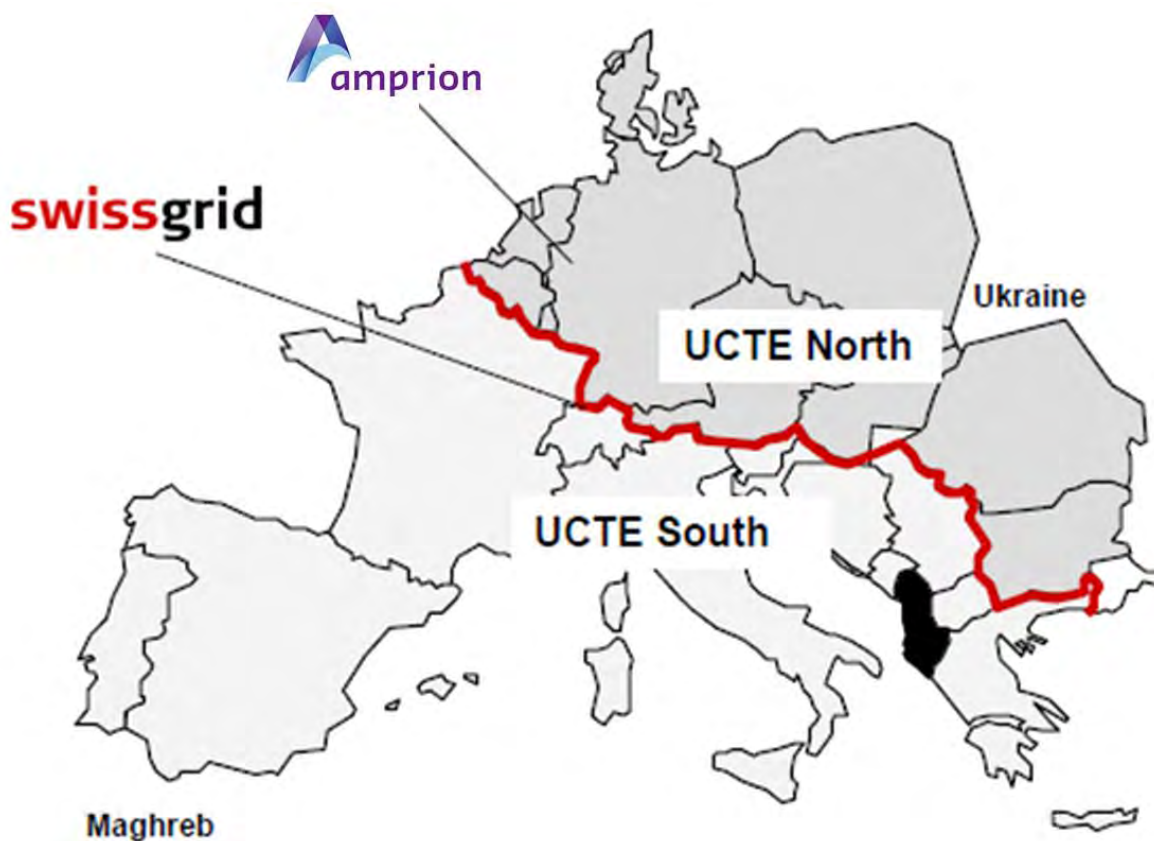
Jelikož bezchybné sesouhlasení mezinárodních přenosů je jedním z klíčových předpokladů řádného chodu kontinentální evropské soustavy, provádí se v dalších krocích (pouze v rámci kontinentální Evropy, tedy skupiny RGCE) opakované sesouhlasení na vyšších úrovních – na úrovni regulačních bloků a koordinačních center. Obě tyto úrovně jsou postaveny na totožném principu, pouze agregace příslušných dat je vždy o úroveň vyšší.

Sesouhlasovací proces je završen kontrolou celkových sald mezi „severní“ a „jižní“ Evropou – uvozkovy jsou záměrné, protože z mapy (viz obrázek 8.17) je vidět, že severojižní rozdělení je pouze přibližné. Přesto se příslušná koordinační centra zodpovědná za tuto úroveň sesouhlasení nazývají Sever (pod hlavičkou německého Amprionu se sídlem v Brauweileru) a Jih (pod hlavičkou švýcarského Swissgridu se sídlem v Laufenburgu).

⁸¹ Kapacita je z principu omezená vždy, protože každé vedení má své fyzikální limity. Zde hovoříme o situaci, kdy je kapacita příslušných vedení tak vysoká, že při reálných scénářích mezinárodních výměn daných strukturou výroby a spotřeby a charakterem přenosové sítě na příslušném území je v podstatě nemožné dosáhnout fyzikálních limitů příslušných vedení.

⁸² Na tomto principu funguje např. společná tržní oblast Německo–Rakousko, která reprezentuje celkem sedm regulačních oblastí (čtyři německé a tři rakouské). Právě existence této společné tržní oblasti je jednou z hlavních překážek zavedení flow-based metody ve střední Evropě – viz kapitola 8.3.12.2. Není také vyloučeno, že tlak okolních provozovatelů přenosových soustav donutí Německo a Rakousko, aby společnou tržní oblast rozdělily, neboť současný model de facto diskriminuje přeshraniční obchody před německo-německými a německo-rakouskými transakcemi, které odčerpávají nezanedbatelnou část kapacity některých úzkých hrdel v německé a rakouské soustavě, aniž by za ni příslušní účastníci trhu cokoli zaplatili.

Obrázek 8.17: Rozdělení kontinentální Evropy mezi dvě koordinační centra.



Význam regulačních bloků v Evropě v posledních letech klesá, neboť naprostá většina evropských provozovatelů přenosových soustav (čili provozovatelů regulačních oblastí) již v současné době působí také v roli provozovatelů regulačního bloku, takže regulační blok pak zahrnuje jedinou regulační oblast a celá struktura je tak plošší (to je také případ Česka a Slovenska po rozpuštění regulačního bloku CENTREL).

8.4.4 Omezení obchodních vztahů pro přeshraniční obchod

Pravidla pro sesouhlasování přeshraničních diagramů se formovala mnoho let. V počátečním období liberalizace scházely jasné postupy, normované datové formáty i software, který by provedl potřebné datové výměny, zabezpečil porovnání diagramů a automaticky vyřešil alespoň část mezních stavů. Se vzrůstajícím množstvím obchodníků s elektřinou se postupně ukazovalo, že je zapotřebí přikročit k určitým omezením, aby se proces nestal nezvládnutelným. Jedním z těchto omezení bylo zavedení tzv. pravidla A : B, které stanovilo, že obchodník smí na dané hranici obchodovat s jedním jediným výhradním partnerem.

Tím se proces sesouhlasování diagramů značně zjednodušil, na druhou stranu tím trochu zkomplikoval život samotným obchodníkům. Ti se s omezením vypořádali obvykle tak, že si ve všech zemích, ve kterých chtěli působit, zajistili právní subjektivitu, takže na hranici pak vlastně obchodovali sami se sebou (tento speciální případ režimu A : B je označován jako režim 1 : 1) a dodávky cílovým odběratelům pak realizovali již ve formě domácích obchodů.

V posledních letech se od pravidla A : B již v podstatě upustilo, neboť pravidla pro sesouhlasování, jakož i potřebné IT zabezpečení již dosáhly takové úrovně, že omezení ztratilo své opodstatnění.

8.4.5 Postavení burz v procesu hlášení přeshraničních přenosů

Burzy s elektřinou mívají při hlášení mezinárodních obchodů, pokud se na jejich sjednávání nějak podílejí, obvykle speciální postavení. Důvod je stejný jako u domácích obchodů: burza je zprostředkovatelem obchodů mezi dvěma účastníky trhu a ve všech obchodech figuruje jako centrální protistrana, ať už hovoříme o implicitní aukci či vnitrodenním průběžném obchodování.

V případě implicitní aukce je přeshraniční obchod realizován na základě spárování nabídek a poptávek v různých oblastech. Burza působící v určité oblasti figuruje jako centrální protistrana vůči všem účastníkům trhu v této oblasti, a tyto obchody tedy mají charakter domácích obchodů (a takto se také registrují). Vlastní přeshraniční přenos je tak realizován pouze mezi dvěma příslušnými burzami (v případě market couplingu) či v rámci burzy samotné (v případě market splittingu), a to vždy pouze ve směru cenového spádu. Pro hlášení těchto přeshraničních obchodů jsou obvykle po dohodě s příslušnými provozovateli přenosových soustav definována speciální pravidla.

8.4.6 Hlášení přeshraničních přenosů v budoucnosti

Obdobně jako u mechanismů přidělování přenosových kapacit, nabízí se i u procesu přeshraničních přenosů otázka, zda a jak budou tyto procedury v budoucnu integrovány do větších celků. Zatímco v oblasti přidělování kapacit je již míra koordinace (jednotná pravidla, jedna „přepážka“ pro účastníky trhu) na poměrně pokročilé úrovni, procedury hlášení přeshraničních přenosů v unifikaci dosud poněkud pokulhávají.

Existují sice regionální iniciativy usilující o sjednocení celého procesu (např. rozpaky vyvolávající implementace ESS pro bývalou UCTE z roku 2007 či mnohem zdařilejší harmonizace v rámci CEE regionu z roku 2010), všechny však zachovávají základní decentralizovaný princip vyžadující po účastnících trhu, aby zasílali všechny diagramy párově příslušným dvěma provozovatelům přenosových soustav, kteří si následně tyto diagramy vyměňují a sesouhlasují.

Nežřídká pak dochází k situacím, kdy zaměstnanec společnosti X obchodující v oblasti A i B zašle příslušným provozovatelům přenosových soustav diagram přeshraničního přenosu mezi X_A a X_B (reprezentující tutéž společnost operující ve dvou zemích) a oba provozovatelé soustav A a B si pak tento diagram vyměňují a sesouhlasují, ačkoliv diagram je ve skutečnosti jeden a jeho zduplikování, provedené na počítači pracovníka společnosti X, bylo vynuceno pravidly provozovatelů přenosových soustav A a B. Lze uvést několik dalších příkladů, které by dále podtrhly vysokou administrativní náročnost celého procesu hlášení a sesouhlasení mezinárodních přenosů, jenž je navíc prováděn často mnohokrát během jediného dne (s ohledem na vnitrodenní obchodování) a obecně je velmi citlivý na různé mezní stavy. Míra komplexity navíc způsobuje, že tyto mezní stavy jsou často na straně různých provozovatelů přenosových soustav řešeny různými způsoby.

Centralizace procesu hlášení mezinárodních přenosů se tedy zdá být logickým krokem, obdobně jako u aukcí, kde již prokázala svou úspěšnost. K této centralizaci a celkovému zjednodušení procesu nakonec také skutečně dojde, či přesněji řečeno – už k ní dochází.

Ve většině Evropy jsou již dnes denní a částečně i vnitrodenní alokace realizovány jako implicitní. Účastníci trhu se zde o hlášení případných přeshraničních přenosů nestarají. Vlastně ani nevědí, že transakce, kterou právě uskutečnili, je přeshraniční, protože to není jejich starost – o to se stará burza.

A pokud jde o dlouhodobý horizont, zde budou současné dlouhodobé aukce fyzických kapacitních práv v horizontu několika let pravděpodobně nahrazeny aukcemi finančními. Z nich však nevyplývá žádné právo přenosu, neboť se jedná pouze o finanční produkt.

Sečteno a podtrženo – za pár let se celý proces hlášení přeshraničních přenosů stane výhradní záležitostí vztahu burz s elektřinou a příslušných provozovatelů přenosových soustav. Pro dvoustranné obchody mezi dvěma účastníky trhu již nebude prostor, resp. jejich fyzická realizace se bude provádět prostřednictvím spotového trhu.

8.5 Vzájemné saldování přeshraničních přenosů – netting

Přeshraniční přenosy lze z obchodního hlediska evidovat v obou směrech zároveň, ale elektřina daným vedením vždy pochopitelně teče jen jedním směrem. Jsou-li mezi určitými dvěma oblastmi registrovány obchodní výměny v obou směrech, čistou obchodní výměnou je jejich saldo. Této víceméně samozřejmé skutečnosti lze využít pro zvýšení efektivity alokačního procesu.

Na obrázku Obr.12 v kapitole 8.3.8 je znázorněn typický proces alokace přenosových kapacit a hlášení přeshraničních přenosů. Z obrázku je vidět, že proces hlášení přeshraničních přenosů je včleněn jednak mezi dlouhodobé a denní alokace, jednak mezi denní a vnitrodenní alokace. Je tomu tak proto, aby bylo možné znovu přidělit kapacitu, kterou se její držitelé z jakéhokoliv důvodu rozhodli nevyužít. Kdyby bylo hlášení přeshraničních přenosů časově zařazeno až za všechny aukce, realokace nevyužitých kapacit by nebyla možná.

Vícefázové hlášení přeshraničních přenosů má však ještě jednu výhodu, a tou je právě možnost uplatnění nettingu. Zatímco u přenosových kapacit, které jsou přiděleny v režimu Right with Option, není možné netting spolehlivě aplikovat, neboť neexistuje záruka, že přenos se uskuteční v obou směrech, aby se efekt nettingu mohl projevit, u přeshraničních přenosů to možné je, neboť nahlášení přeshraničního přenosu se přímo promítá do regulátoru salda dané soustavy.

Výpočet zbývající ATC před denní aukcí či vnitrodenní alokací (popsaný v kapitole 8.2.4) se pak provede tak, že se sice hodnota NTC na jedné straně sníží o již alokovanou kapacitu v daném směru, ale současně se zvýší o již alokovanou kapacitu ve směru opačném. Jinými slovy, sjednané přeshraniční přenosy, které v dané chvíli představují hodnotu AAC, se vzájemně vykrátí a do vzorce se dosadí jejich saldo:

$$ATC_{A \rightarrow B} = NTC_{A \rightarrow B} - AAC_{A \rightarrow B}^{net}$$

kde:

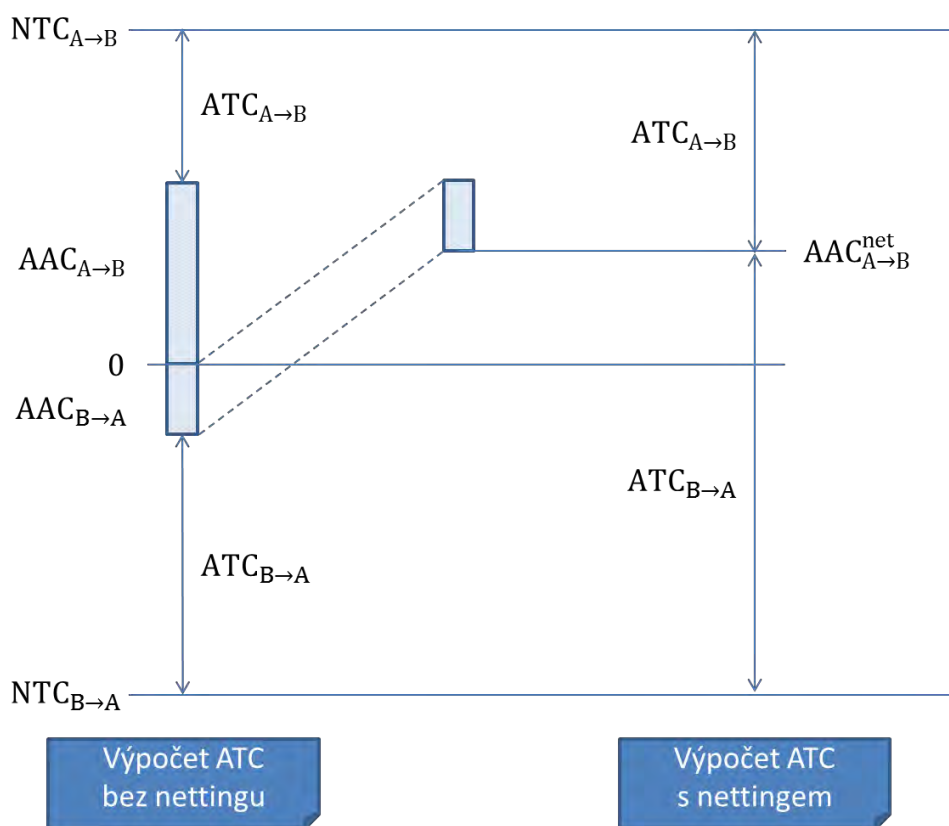
$$AAC_{A \rightarrow B}^{net} = AAC_{A \rightarrow B} - AAC_{B \rightarrow A}$$

(a analogicky pro opačný směr)

Z toho pak vyplývá, že při výpočtu ATC se kapacita v jednom směru sníží, ale ve směru opačném dojde naopak k jejímu zvýšení. Rozdílnost výpočtů ATC bez nettingu a s nettingem ilustruje obrázek 8.18.

V levé části je znázorněn výpočet bez nettingu, který je proveden pro každý směr zvlášť. V pravé části jsou hodnoty AAC vysaldovány, takže ze dvou ploch se stane jediný bod, který se pohybuje mezi limity NTC pro jednotlivé směry. Snížení kapacity v jednom směru tedy znamená analogické zvýšení kapacity ve směru opačném.

Obrázek 8.18: Rozdíl výpočtů ATC bez nettingu a s nettingem.



Netting ve výše popsaném smyslu je vyžadován i evropskou legislativou a po počátečních obavách provozovatelů přenosových soustav je již dnes víceméně rutinně aplikován na většině území Evropské unie.

8.6 Transparentnost procesů přeshraničního obchodování

Mezi základní předpoklady jakéhokoliv efektivního trhu patří dostatek kvalitních informací. Evropská unie se v tomto ohledu zaměřuje zejména na informace, které mají trhu poskytovat přirozené monopoly, tedy zejména síťoví provozovatelé. Již preambule nařízení 714/2009 hovoří o potřebě poskytování přesných informací z celé řady oblastí a nevyhýbá se pochopitelně ani přeshraničnímu obchodování.

Povinnosti provozovatelů soustav jsou pak podrobněji specifikovány v článku 15. Provozovatelům soustav se tak například ukládá publikovat obecný model výpočtu přenosových kapacit a spolehlivostních rezerv či zveřejňovat vypočítané dostupné přenosové kapacity včetně jejich již uskutečněných alokací, a to průběžně od dlouhodobého časového horizontu (na rok dopředu) až po krátkodobý horizont na den dopředu či uvnitř dne. V rámcových pokynech, které jsou součástí nařízení (tzv. Congestion Management Guidelines), jsou pak vyjmenovány další údaje, které musejí být průběžně zveřejňovány, jako jsou např. detailní výsledky jednotlivých aukcí přenosových kapacit, informace o skutečném využití kapacit, informace o skutečných fyzických tocích apod.

Vzhledem k tomu, že podstatná část těchto povinností byla již součástí právní normy, která nařízení 714/2009 předcházela (nařízení 1228/2003), drtivá většina provozovatelů přenosových soustav již mnoho let všechna potřebná data rutinně publikuje na svých webových stránkách.

Od roku 2015 je pak účinné nařízení Evropské komise č. 543/2013, o předkládání a zveřejňování údajů na trzích s elektřinou. Tato norma dále rozšiřuje a zpřesňuje požadavky na publikaci dat. Mezi povinnými subjekty už nejsou jen provozovatelé soustav, ale i burzy, provozovatelé HVDC vedení či výrobci elektřiny. Nařízení jim (na rozdíl od předchozího právního stavu) jednoznačně ukládá, aby data zaslali na jedno místo (do ENTSO-E), kde budou centrálně publikována.

Společnou aplikaci pro centrální publikaci dat vytvořilo již v roce 2007 sdružení ETSO (předchůdce dnešního ENTSO-E). Dnes je k dispozici již nová verze aplikace s názvem *ENTSO-E Transparency Platform*, která přímo reaguje na požadavky nařízení 543/2013.

Ačkoliv aplikace není vytvořena specificky pro potřeby publikace dat o přeshraničním obchodování, většina publikovaných dat se vztahuje právě k této oblasti:

- plán projektů, které mohou ovlivnit objemy přenosových kapacit (na tři roky dopředu);
- plán odstávek vedení s možným dopadem na přenosové kapacity;
- přenosové kapacity, včetně flow-based parametrů (po zavedení flow-based metody);
- informace o tom, jaké síťové prvky nejvíce přispívají k omezování přeshraničních přenosových kapacit, včetně návrhů opatření k eliminaci omezení;
- výsledky explicitních i implicitních aukcí;
- sjednané přeshraniční obchody na jednotlivých hranicích a skutečné fyzické toky;
- informace o realizovaných operativních opatřeních pro zamezení přetížení vedení (redispatching, countertrading).

Platforma se nachází na webové stránce transparency.entsoe.eu.

9 MEZINÁRODNÍ KOORDINACE ŘÍZENÍ SOUSTAV, PLÁNOVÁNÍ ROZVOJE A PROVOZU A DISPEČERSKÉ ŘÍZENÍ

Pavel Šolc, Miroslav Vrba, Miloš Mojžiš

9.1 Vývoj propojování a koordinace provozu a rozvoje evropských elektrizačních soustav

První mezinárodní přenos elektřiny se uskutečnil v roce 1921 mezi Francií, Švýcarskem a Itálií po 700 km dlouhém vedení propojujícím Nancy a oblast okolo Milána. Šlo sice o ojedinělé axiální vedení, nicméně vyvolalo diskuse a posléze práce na mechanismu budoucí koordinace umožňující přeshraniční přenosy v rámci propojené sítě více zemí. V roce 1925 byla podniky elektroenergetického průmyslu z Francie, Belgie a Itálie založena organizace UNIPEDE (UNION of Producers and Distributors of Electrical Energy). První návrh na evropskou propojenou soustavu 400 kV byl prezentován v roce 1929 s cílem umožnit sezónní výměny elektřiny mezi zeměmi s minimalizací ztrát. V průběhu 2. světové války narostla spotřeba elektřiny o 50 % (rok 1945 vs. rok 1937), ale disponibilní kapacity nerostly proporcionálně a všechny národní systémy byly v nerovnováze. Bylo nejprve nutné zabezpečit základní bilanční rovnováhu na úrovni národních elektrizačních systémů. Přesto se však budovala na bilaterální bázi řada přeshraničních vedení propojujících sousední elektrizační soustavy zemí západní Evropy. Řada společných aktivit a diskusí zástupců elektroenergetik zemí západní Evropy vyvrcholila studijní cestou evropských energetických expertů do USA v rámci Marshallova plánu, jejímž předmětem bylo propojování a koordinace provozu sítí. V květnu 1951 došlo v Paříži k založení Svazu pro koordinaci výroby a přenosu elektřiny UCPTÉ (Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity). Zakládajícími členy byly představitelé energetik Francie, Itálie, Belgie, Nizozemí, Německa, Švýcarska, Lucemburska a Rakouska. Cílem byla koordinace spolupráce propojených soustav, umožňující jejich spolehlivý provoz a výměnu elektřiny a zajišťující jejich provozní optimalizaci. Na druhé straně železná opona došlo (počínaje rokem 1959) ve střední Evropě k integraci energetik zemí RVHP (sovětského bloku) a k vytvoření centralizovaného dispečinku (CDO) umístěného v Praze.

Systém UCPTÉ byl od počátku založen na decentralizovaném modelu. Neexistoval jediný nadřazený provozní orgán (dispečink), který by v reálném provozu řídil propojenou soustavu, ale svrchované národní dispečinky zodpovědné za řízení svých oblastí. Byl vytvořen soubor provozních pravidel, která všichni sousedé v plánování provozu i v reálném řízení soustavy dodržovali, a koordinační výbory v rámci sdružení, které provoz propojené soustavy a dodržování pravidel monitorovaly a pravidla postupně zdokonalovaly. Princip byl založen na myšlence, že robustnost propojeného systému spolu s nastaveným mechanismem nezávislých frekvencí řízených rezerv zajistí okamžitou (sekundovou/minutovou) rovnováhu, a soubor pravidel samoregulace národních sítí zajistí udržování krátkodobé a střednědobé rovnováhy. Dlouhodobou rovnováhu pak v rámci pravidel zajišťovaly dohody o plánovaných přeshraničních výměnách elektřiny uzavírané v rámci společných pravidel na bilaterální bázi. Naproti tomu systém východoevropských zemí (nazývaný

také soustava MIR) byl založen kromě určitých plánovacích standardů na přímém hierarchickém centralizovaném provozním řízení propojené soustavy.

V průběhu 60. let byla vystavěna řada nových propojení 400 kV, která vytvořila skutečnou evropskou síť. Spolu s tím se národní energetické systémy v rámci poválečné rekonstrukce a rozvoje staly soběstačnými a výměna velkých objemů elektřiny byla vystřídána krátkodobými a střednědobými obchody posilujícími spolehlivost systému a náhrady při větších výpadcích. V roce 1987 byla UCPTÉ rozšířena o Španělsko, Portugalsko, Řecko a Jugoslávii a zahrnovala tak celou kontinentální Evropu bez zemí sovětského bloku. Jižní oblast se však během balkánských válek po rozpadu Jugoslávie rozpojila a připojila se opět až v roce 2004 spolu s Rumunskem a Bulharskem. Sovětský energetický blok se rozpadl krátce po rozpadu RVHP a v roce 1992 vytvořily střeoevropské země uskupení CENTREL s cílem propojit se se soustavou UCPTÉ (východní Německo se stalo součástí západoevropského systému hned v rámci spojení Německa). Tohoto cíle bylo dosaženo roku 1995, kdy bylo provedeno (po výstavbě několika vedení) propojení obou systémů.

V souvislosti s liberalizací trhu s elektřinou a oddělováním výroby od přenosu bylo v roce 1999 zaměření asociace zúženo na problematiku koordinace přenosu a písmeno P (Production) vypuštěno z názvu asociace. Pro zájmy výrobců je tak nadále společnou platformou zejména sdružení EURELECTRIC. UCTÉ se podílela na formalizaci technických standardů a pravidel provozu propojených soustav a na udržení spolehlivosti a stability v období liberalizace. V roce 2001 vznikla organizace ETSO sdružující provozovatele přenosových soustav zemí EU, jejímž cílem bylo podpořit liberalizaci a integraci trhu s elektřinou v EU a podílet se na detailech vytvářeného tržního modelu. Zatímco v UCTÉ byly pouze přenosové soustavy zemí synchronně propojené zóny a jednotícím hlediskem pro sdružení byla právě propojenost, v ETSO se sdružili provozovatelé soustav ze zemí podílejících se na liberalizaci trhu s elektřinou – země EU, pro které to bylo závazné v rámci evropské legislativy, a země ekonomicky „spolupracující“ s EU na základě speciálních dohod (Švýcarsko, Norsko).

V rámci 3. energetického balíčku bylo v evropské legislativě ukotveno sdružení provozovatelů přenosových soustav jako povinné a pod názvem ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators – Electricity). Do tohoto nového sdružení vplynula dřívější sdružení, tedy ekonomicko-tržně orientované sdružení ETSO a dále jednotlivá regionální sdružení synchronně propojených soustav zajišťující technicko-provozní koordinaci a spolehlivost provozu (kromě UCTÉ to byl zejména NORDEL sdružující skandinávské země, UKTSOA ve Velké Británii, ATSOI v Irsku a BALTSO v Pobaltí).

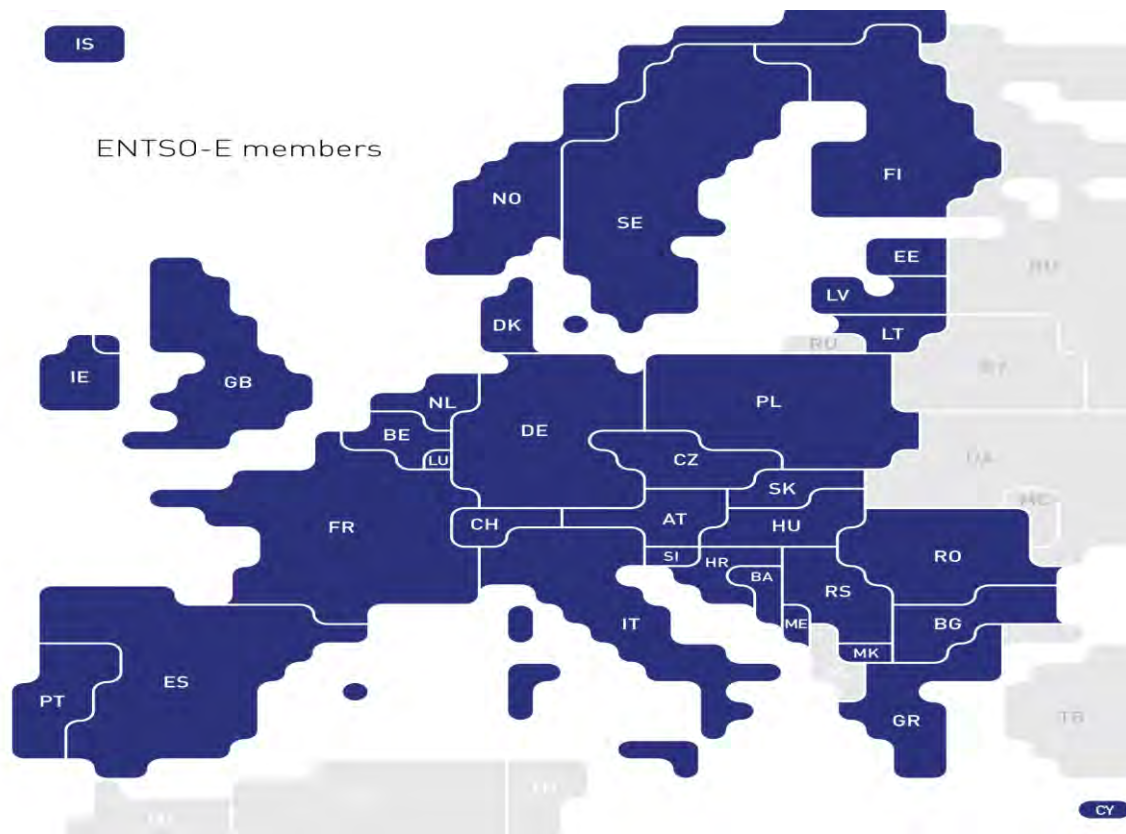
V současné době existuje tedy toto jediné sdružení provozovatelů přenosových soustav v Evropě. Jeho členy je 41 provozovatelů z 34 zemí, z toho 28 členů EU (viz mapa).

V březnu 2015 byla po čtyřletém zkušebním provozu podepsána Dlouhodobá dohoda o trvalém provozu tureckého elektrizačního systému se synchronní zónou Kontinentální Evropa.

Organizace ENTSO-E se zaměřuje na standardizaci technických podmínek provozu sítí a pravidel přístupu k sítím, na podporu integrace trhu s elektřinou v celé EU, resp. Evropě a na zajištění stability a bezpečnosti provozu a koordinaci provozu synchronních oblastí. Tomu odpovídá i její organizační struktura. Čtyři základní výbory se zaměřují na rozvoj soustav (plánování a technickou standardizaci – System Development Committee), na provoz soustav (provozní koordinaci – System Operations Committee), na rozvoj trhu (Market Committee) a na výzkum a vývoj (Research and Development Committee). První tři výbory obsahují stálé pracovní skupiny připravující standardizaci pravidel (případně podskupiny) a dále regionální skupiny řešící specifika synchronních

oblastí. V rámci výboru pro provoz soustav představuje regionální skupina „Kontinentální Evropa“ vlastně původní koordinační část UCTE, zajišťující monitorování a provozní koordinaci naší synchronní zóny.

Obrázek 9.1 (zdroj: ENTSO-E)



9.2 Struktura a principy koordinace řízení propojených elektrizačních soustav

Jedním ze základních prvků decentralizovaného řízení synchronně propojených elektroenergetických soustav je koordinace provozu včetně mezinárodních výměn elektřiny a dále řízení okamžité rovnováhy a dodržování plánovaných parametrů. Koordinační mechanismus musí v rámci přípravy provozu garantovat, že při sjednávání bilaterálních transakcí (mezi stovkami obchodníků a desítkami přenosových soustav) nedošlo k žádné chybě a že suma exportů se v každé hodině rovná sumě importů v celé synchronní zóně, a návazně ověřit, že v celém systému jsou k dispozici rezervy pro řízení odchylek, zajistit jejich řízení v reálném čase a posléze vyhodnotit skutečné odchylky a provést jejich vyrovnání. K tomu byla vytvořena hierarchická struktura koordinačních míst.

Základním prvkem struktury je regulační oblast. Regulační oblast (**Control Area – CA**) odpovídá jedné přenosové soustavě s jedním dispečinkem řízené jako celek, tedy entitě schopné řídit centrálně výrobu a exportní/importní saldo dané oblasti. Odpovědností regulační oblasti je:

- zajistit pro danou regulační oblast pohotovost podpůrných služeb a rezerv podle společných pravidel,

- zajistit řízení zdrojů v dané oblasti v rozsahu umožňujícím řízení rovnováhy,
- v rámci přípravy provozu a sjednávání přeshraničních obchodů stanovit pro každou hodinu konečnou hodnotu plánované obchodní výměny se sousedními regulačními oblastmi, tuto hodnotu odsouhlasit se sousedními oblastmi a stanovit celkové saldo oblasti,
- v reálném provozu udržovat rovnováhu prostřednictvím minimalizace odchylky skutečného salda od plánované hodnoty (řídít výkon regulačních zdrojů/PpS ve své oblasti podle okamžitých měřených údajů o saldu této oblasti),
- provést ex post vyhodnocení hodinových odchylek salda své oblasti, koordinovat tyto hodnoty s regulačním blokem a koordinačním centrem a zajistit vyrovnání odchylek podle stanoveného programu.

Každá regulační oblast snímá a vyhodnocuje okamžitá měření na všech propojovacích vedeních se sousedními soustavami. Součet okamžitých toků na vedeních definuje saldo oblasti a to je porovnáváno s plánovanou hodnotou. Je-li saldo vyšší (neplánovaný import), zvyšuje se výroba na regulačních zdrojích, aby se import vyrovnal, je-li hodnota nižší (neplánovaný export), snižuje se výroba na regulačních zdrojích.

Regulační blok představuje jednu nebo více regulačních oblastí, jejichž saldo je řízeno jako jeden celek. Pro regulační blok je stanovena plánovaná hodnota salda přeshraničních výměn (export nebo import) pro každou hodinu a regulační blok řídí svojí výrobu tak, aby okamžitá odchylka skutečného salda od plánovaného byla minimální. Obvyklé je, že na úrovni regulačních oblastí sdružených v jednom regulačním bloku existují dohody umožňující odchylky od salda a mechanismus, kterým je jeden ze sdružených TSO odpovědný za vyrovnávání rovnováhy celku. Typickým příkladem jsou čtyři TSO v Německu. Každý si řídí rovnováhu ve své oblasti, za niž je odpovědný, navíc jeden z nich – společnost Amprion, jako vedoucí regulačního bloku, řídí rovnováhu celého Německa – regulačního bloku. Případné odchylky vzniklé na úrovni regulačních oblastí tedy za celý blok dorovnává vedoucí bloku a dohodou mezi všemi účastníky jsou stanoveny podmínky, za kterých se tak děje. Vedoucí regulačního bloku tedy řídí zdroje regulačních výkonů ve své oblasti, ale reguluje na saldo celého regulačního bloku (snímá měření vnějších vedení celého bloku vůči sousedním blokům). Odpovídá za proces sjednávání a kontroly plánovaného salda, za řízení okamžitého salda a za zúčtování a vyrovnání neplánovaných exportů/importů. Pouze udržování regulačních záloh není povinností na úrovni regulačního bloku, ale jen na úrovni regulačních oblastí.

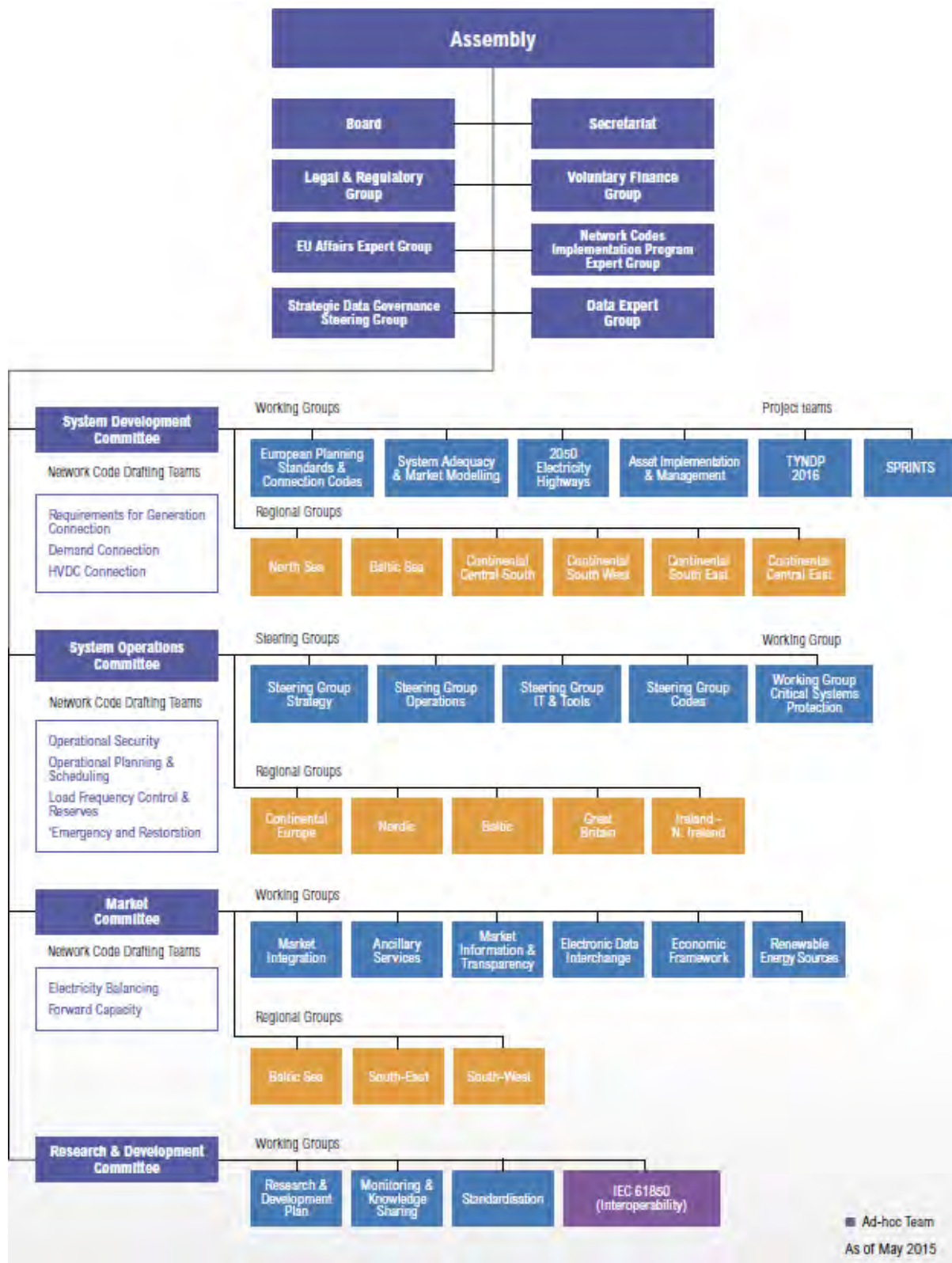
Nejvyšší úroveň koordinace je Koordinační centrum (**Coordination Centre – CC**). To má již pouze koordinační roli při plánování a ověřování přeshraničních výměn a hodnot plánovaného salda a při vyhodnocení odchylek a naplánování vratek, kterými se vyrovnává mezi účastníky neplánovaný export/import. Nemá tedy řídicí roli při řízení v reálném čase. Koordinační centra jsou dvě – pro severní Evropu umístěné v Německém Brauweileru (UCTE-North) a pro Jižní Evropu umístěné ve Švýcarském Laufenburgu (UCTE-South). Tato centra mezi sebou pak provádějí vrcholovou koordinaci a verifikaci plánovaných transakcí a vypořádání odchylek.

Hierarchická struktura je charakterizovaná na obrázku 9.3.

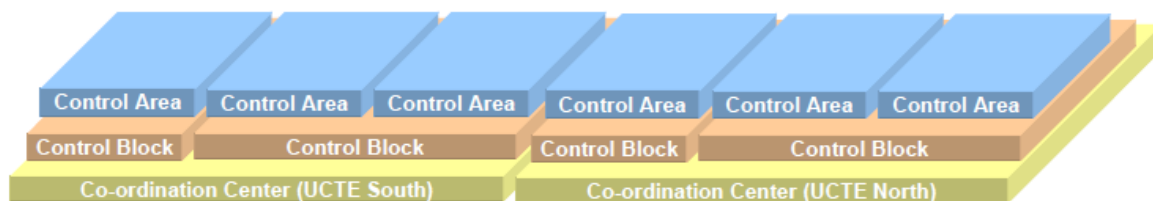
Společná technická pravidla zajišťující podmínky pro interoperabilitu propojených soustav stanovuje provozní příručka ENTSO-E (Operational Handbook). Ta definuje minimální technické standardy a procesy nezbytné pro efektivní komunikaci a koordinaci TSO. Technické podrobnosti požadavků na jednotlivá zařízení v přenosových soustavách, podmínky připojení, komunikaci a pravidla přípravy provozu pak stanovují národní kodexy přenosových soustav schvalované národními regulačními úřady. V řadě technických podmínek tak existují mezi národními soustavami

značné rozdíly. Proto vznikají podle nové evropské legislativy jednotné kodexy (network codes) obsahující standardizované podmínky, které se v budoucnu stanou závaznými celoevropskými normami.

Obrázek 9.2: Organizační struktura ENTSO-E



Obrázek 9.3 (zdroj: ENTSO-E)



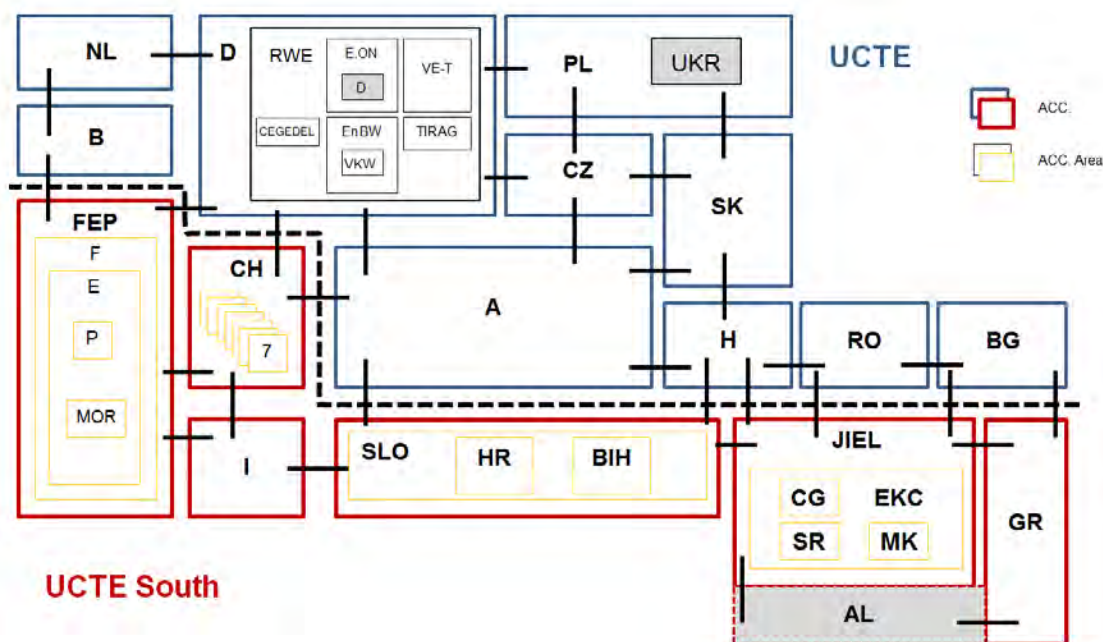
Základními principy decentralizovaného řízení propojených soustav na úrovni synchronního systému kontinentální Evropy jsou udržování rezerv rovnoměrně distribuovaných v celé oblasti, princip solidarity, princip neintervence a řízení salda regulačních oblastí/bloků.

Princip solidarity je naplňován primární regulací frekvence. V rámci něj jsou v celém systému udržovány na výrobních jednotkách výkonové rezervy a regulační zařízení autonomně reagující na změny frekvence. Velikost je nastavena na současný výpadek dvou největších bloků v celém systému. V okamžiku skokové nerovnováhy (výpadku) v jedné z členských soustav je okamžitě v celém systému aktivována v reakci na pokles frekvence dostatečná výše rezervy, aby byla frekvence stabilizována. Na tomto zásahu se solidárně podílejí regulační rezervy v celém systému proporcionálně.

Princip neintervence je naplňován sekundární regulací frekvence a salda přenášených výkonů. Podle něj má každá členská soustava povinnost udržovat takové rezervy regulačního výkonu, aby byla schopna jakýkoliv výpadek jednoho prvku ve své soustavě vyrovnat do 15 minut (pravidlo N - 1). Požadavky tedy definují jak velikost rezervy v soustavě (je dána velikostí největšího odpadlého výkonu či příkonu) tak dynamiku zatěžování (aktivace do 15 minut).

Konkrétní rozdělení na jednotlivé TSO sdružené v bývalém UCTE ukazuje obrázek 9.4.

Obrázek 9.4 (zdroj: ENTSO-E)



9.3 Dlouhodobé analýzy rozvoje ES plánování sítí, zajištění výrobní dostatečnosti

Spolehlivost provozu decentralizovaně řízených elektrizačních soustav je založena na jejich schopnosti trvale zajišťovat výkonovou rovnováhu mezi výrobou a spotřebou. Na liberalizovaném trhu investice do výrobních zařízení zajišťují soukromí investoři, přičemž řídicím faktorem je očekávaná cena elektřiny. Tržní ceny elektřiny založené na rovnováze nabídky a poptávky by měly poskytovat dlouhodobé signály pro investory k budování výrobních kapacit s dostatečnou velikostí a vhodnou strukturou. Nicméně trh s elektřinou je doposud založen na krátkodobých a střednědobých smlouvách a nejdelší tržní kontrakty se pohybují okolo tří až pěti let. Oproti tomu příprava a výstavba výrobních kapacit je obvykle od pěti (plynové) do patnácti let (jaderné). Obdobně i rozvoj sítí zajišťujících propojování výroby a spotřeby je otázkou minimálně desetiletí. Krátkodobost tržních operací a dlouhodobost plánování rozvoje zdrojů vytvářejí kromě vyšších rizikových premií požadovaných investory i rizika výrobní nedostatečnosti vedoucí k cenovým výkyvům na trhu s elektřinou, případně i rizikům nerovnováhy a výpadků. Proto je členským státům EU podle evropské legislativy stanovena povinnost provádět dlouhodobé analýzy výrobní dostatečnosti, identifikovat možná rizika výrobní nedostatečnosti a provádět opatření k zajištění výrobní rovnováhy. Tato opatření mají v tržním prostředí vždy charakter stimulace investorů, ať už formou změny tarifních systémů, změny mechanismů fungování trhu nebo přímo investičních pobídek a záruk.

Zásadním dokumentem vyjadřujícím dlouhodobou strategii státu je Státní energetická koncepce. Ta definuje dlouhodobé záměry státu z hlediska palivové orientace státu (žádoucí struktura výrobních kapacit), výrobní a výkonové bilance (velikost výrobních rezerv, exportní či importní orientace), rozvoje přenosové infrastruktury atd. Státní energetická koncepce je založena na dlouhodobých analýzách a modelech vývoje národního hospodářství, velikosti a struktury spotřeby, vývoje výrobních kapacit a přeshraničních výměn. Časový horizont energetické koncepce je obvykle 20 let dopředu s výhledem na dalších 10 až 20 let. To je období typické životnosti většiny výrobních a přenosových zařízení, tedy období, ve kterém dojde k obnově podstatné části energetiky a je možná změna strategické orientace. Současně je to i období, ve kterém se plně realizují i zásadní technologické změny, které lze předvídat.

Vývoj spotřeby je analyzován obvykle v několika scénářích, které představuje nejpravděpodobnější, maximální a minimální očekávanou spotřebu. Předpokládaný rozvoj zdrojů je založen na odhadu zbytkové životnosti existujících zdrojů, existujících plánech investorů na jejich rekonstrukci i novou výstavbu a reálných očekáváních budoucích investičních rozhodnutí. V současné etapě rozvoje decentralizovaných mikrozdrojů (obnovitelné zdroje energie, mikrokogenerace apod.) je předmětem analýz i technologický vývoj těchto zdrojů a jejich tržní atraktivita versus předpokládané programy státní podpory. Významným prvkem je dále i energetická strategie sousedních zemí, která na otevřeném trhu významně determinuje vlastní národní energetiku. Vývoj ročních spotřeb elektřiny a předpokládaných ročních výrob definuje předpokládanou energetickou bilanci. V první řadě se zkoumá rovnováha bilance energií, tedy schopnost zabezpečit roční spotřebu energie a případný potenciál exportu či potřeby importu. To zásadní pro zajištění dostatku elektřiny je ovšem zajištění výkonové rovnováhy v každém okamžiku. Spotřeba elektřiny má svůj typický průběh daný sezónností (vysoká spotřeba v zimě, letní minimum, které je ovšem postupně vyrovnáváno nárůstem využívání klimatizace) a rozdíly spotřeby v týdenním cyklu (pracovní a nepracovní dny) a v denním cyklu (den, noc). Proto je potřeba provádět porovnání dostatečnosti výrobních kapacit pro pokrytí spotřeby pro více časových řezů.

Nejjednodušší je kontrola výkonové bilance v typických časových řezech (špička, mimošpička). Přitom se stanoví hodina očekávaného maxima spotřeby a minima spotřeby (pro každý týden, měsíc a rok). Pro tuto hodinu se stanoví očekávané zatížení (spotřeba) a k tomu se přiřazuje pohotovový výkon jednotlivých skupin zdrojů (nominální/instalovaný výkon snížený o očekávané výpadky, odstávky a snížení výkonu z jiných důvodů). Současně je třeba započítat i rezervy na podpůrné služby. Rozdíl pohotovového výkonu a spotřeby se započtením rezerv pak tvoří výsledek výkonové bilance. Ten představuje potřebný dovoz (je-li záporný) nebo potenciální vývoz (je-li kladný). Pokud je potenciální či potřebná zahraniční výměna nižší než dostupné přenosové kapacity, předpokládá se, že soustava je schopna provozu a případný deficit bude zajištěn dovozem. Tento přístup ovšem ověřuje bilanci pouze v mezních situacích maxima a minima a předpokládá, že v ostatních hodinách již je bilance zajištěna. Nereflektuje ovšem rozdělení výkonů v ostatních hodinách a možné rozdíly v dodávce energie vs. její spotřebě (třeba omezený provoz některých zdrojů daný zásobou paliva v případě olejových zdrojů či akumulárních a přečerpávacích vodních elektráren, přírodními podmínkami v případě slunečních elektráren apod.). Přesnější bilanci tedy představuje čára trvání zatížení a čára pohotovového výkonu, stanovující pro daný plánovací časový úsek (den, týden, měsíc) průběh výkonu (spotřeby) v závislosti na době jeho využití. I tento model však má omezení, neboť nerespektuje dynamiku provozu zdrojů (např. dobu najíždění velkých klasických či jaderných zdrojů, přesný průběh osvitů slunečních panelů) a proti tomu výkyvy zatížení dané charakterem spotřeby. Nejpřesnější je proto modelování provozu hodinu po hodině. Proti hodinovému diagramu předpokládané spotřeby je simulován provoz zdrojů respektující charakteristiky jejich provozu. Plánované odstávky zdrojů jsou respektovány podle provozních plánů, výpadky jsou simulovány metodou náhodných výpadků (Monte Carlo), případně pravděpodobnostní simulací. Výsledek výkonové bilance je pak stanoven pro každou hodinu, včetně dostupnosti jednotlivých typů rezervních a regulačních výkonů. Simulace se v těchto modelech provádí i pro hodinové zatížení, aby se respektovala proměnlivost spotřeby. Takovéto výpočty jsou náročné, protože pro věrohodnost modelu je třeba provést stovky simulací, z nichž každá představuje v podstatě úplný program provozu výrobních zdrojů, ale podávají nejpřesnější obraz budoucího provozu.

Pro dlouhodobou spolehlivost a dostatečnost výrobní bilance je používáno kritérium LOLE (Loss Of Load Expectation). Toto kritérium definuje střední očekávaný počet hodin za rok (případně dní, resp. výskyty), ve kterých je zatížení soustavy vyšší než dostupný výkon zdrojů s potenciálním importem. Představuje tedy střední očekávanou dobu, kdy soustava nebude schopna pokrýt dostupnými zdroji spotřebu a hrozí výpadky nebo regulace spotřeby. Dlouhodobá uzance pro spolehlivost výrobní bilance se pohybuje na úrovni jednoho dne/výskytu za rok. Toto kritérium je používáno v dlouhodobých modelech a překročení cílové hodnoty signalizuje v daných letech nedostatek výrobních kapacit. Pro krátkodobé modelování spolehlivosti a provozovatelnosti soustav je toto kritérium příliš hrubé, neboť nerespektuje dynamiku řízení soustavy v rámci jednotlivých hodin a dostupnost potřebných podpůrných služeb a rezerv, tedy schopnost soustavy plnit pravidle spolupráce v rámci propojených soustav.

Proto se používá jednak podrobnější model simulující i řízení rovnováhy a pokrývání výpadků uvnitř hodiny (tedy schopnost okamžité regulace salda) a také soustava kritérií definujících povolené procento hodin, ve kterých odchylka skutečného od plánovaného salda (ACE) přesáhne stanovené limity. Limity regulace jsou v současné době stanoveny pro hodinovou energii odchylky v pásmu ± 20 MWh/h a odchylku okamžitého výkonu ± 100 MW. Povolené limity vycházející z dlouhodobých statistik jsou mezi 3 a 4 % doby neplnění. Splnění těchto parametrů zajišťuje, že soustava je řízena se spolehlivostí a kvalitou odpovídající mírně nadprůměru soustav kontinentální Evropy.

Zásadní vliv na dlouhodobou bilanci mají kromě vývoje spotřeby zejména plány obnovy stávajících zdrojů a výstavby nových zdrojů. V případě krátkodobé výrobní nedostatečnosti (jeden či dva roky) je řešením dostatečná informovanost trhu o těchto bilancích s předpokladem, že investoři přizpůsobí svoje časové plány tak, aby uplatnili svojí výrobu na trhu co nejdříve. V případě dlouhodobé nedostatečnosti by to představovalo signál o systematickém selhání tržních mechanismů a signálů. V takovém případě členský stát musí analyzovat a odstranit příčiny (např. zádrhely v povolovacích procedurách nových zdrojů, nedostatečnost rozvoje sítí neumožňující jejich včasné připojení). Příčinou ale může být též přeregulovanost trhu nebo vysoká míra nejistoty daná častými změnami legislativy. V takovém případě musí stát použít např. tendrovací mechanismy ve kterých poptává nové kapacity a investorovi garantuje jejich využití, případně pokrytí části tržních rizik nebo investic.

Pro ovlivnění žádoucí struktury zdrojů slouží autorizační procedury, tedy udělování státního souhlasu k výstavbě výrobní kapacity. To umožňuje udržet kontrolu nad žádoucím vývojem zdrojového mixu podle energetické koncepce. Zatímco tendrovací procedury slouží ke stimulaci zájmu investorů k výstavbě žádoucích zdrojů, autorizační procedury slouží spíše k omezení rozvoje nežádoucích zdrojů. Významnými nástroji státu jsou samozřejmě daňové nástroje, fiskální stimuly, pravidla přístupu k sítím a struktura přepravních tarifů, povolovací procedury v rámci územního a stavebního řízení a v neposlední řadě i zahraniční politika.

Významný prvek představuje i strategické zadání státu pro výstavbu přenosové a přepravní infrastruktury. Dostatečná předvídatost a propojení s žádoucím vývojem struktury zdrojů vytváří pro něj základní podmínku. Protože dostupnost kapacit v přenosové soustavě je záležitostí desítek let, nedostatečné nebo opožděné zadání může představovat pro investory zásadní překážku. Nedostatečná propojovací kapacita omezující export či import pak může představovat zásadní překážku integraci a fungování trhu, v horším případě i snížení spolehlivosti provozu soustavy.

Dlouhodobé analýzy vývoje výrobní dostatečnosti a výkonové a energetické bilance (zhruba na období dvaceti let dopředu) provádí v ČR ze zákona operátor trhu (OTE) a vydává je pod názvem „Dlouhodobá rovnováha ES ČR“. Obsahuje scénáře vývoje spotřeby a kapacity výrobních zdrojů, výsledky analýz spolehlivosti provozu, dostupné exportní kapacity, případně potřeby importů a výhled zajištění potřeb podpůrných služeb a rezerv.

Na úrovni EU je analogickou studií „System adequacy forecast“ zpracovávanou ENTSO-E na období deseti let a určující výkonové a výrobní bilance členských států, zabezpečení rezerv, dostupnost přenosových zařízení a plány rozvoje a charakteristiky spolehlivosti regionů a celé synchronní zóny. Poskytuje informace nejen pro plánování provozu sítí, ale i informace pro upřesnění energetických strategií jednotlivých států a pro dlouhodobé strategie investorů, výrobců a dalších účastníků trhu s elektřinou.

Plány rozvoje přenosové soustavy zpracovává její provozovatel ČEPS ve Strategickém investičním plánu aktualizovaném každoročně. Plánovací horizont je zhruba 12 až 14 let dopředu, tedy horizont, ve kterém se realizují náročné rozvojové akce výstavby sítí. Studie obsahuje výhled spotřeby, předpokládaný vývoj zdrojů a předávacích výkonů v jednotlivých uzlech PS, jmenovitě plánované akce obnovy a rozvoje PS, výhled dostupnosti přeshraničních kapacit, výhled potřeb a zajištění podpůrných služeb a výhled bilance ES ČR. Vstupem pro studii rozvoje jsou požadavky investorů velkých zdrojů na připojení, analýzy vývoje spotřeby, plány útlumu a obnovy existujících zdrojů, výhledy vývoje decentralizovaných zdrojů (OZE a mikrokogenerace, teplárenské systémy a závodní elektrárny) a dále informace o plánovaném vývoji zdrojů a sítí v sousedních soustavách, analýzy a modelování mezinárodních přenosů a přeshraničního obchodování a v neposlední řadě evropské plány rozvoje sítí.

Evropské plány rozvoje sítě v podobě desetiletého plánu rozvoje (Ten-Year Network Development Plan) zpracovává ENTSO-E (regionální pracovní skupiny složené ze zástupců všech TSO) podle jednotlivých synchronních oblastí. Obsahují klíčové infrastrukturní akce rozvoje horizontální sítě, tedy té části přenosové sítě, která je ve významné míře využívána pro mezinárodní přenos; v případě české přenosové sítě je to díky její geografické poloze a tranzitnímu charakteru horizontální sítě přes 80 % prvků sítě. Desetiletý plán rozvoje poté schvaluje sdružení regulátorů ACER a vydává svým rozhodnutím Evropská komise. Proces aktualizace probíhá každé dva roky.

V návaznosti na studii rozvoje a na desetiletý plán rozvoje Evropské sítě je zpracováván „Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy ČR“. Plán schvaluje Ministerstvo průmyslu a obchodu, které je zodpovědné na resortu energetiky a za dlouhodobou bezpečnost dodávek elektřiny, a tento souhlas má zajistit, že rozvojové plány jsou dostatečné pro naplnění potřeb a strategických záměrů státu.

Finální souhlas s desetiletým plánem rozvoje sítě ČR dává ERÚ, které tím současně definuje závazný vstup do regulace a výpočtu tarifů. Zákon stanoví odpovědnost ERÚ nastavit takový regulační rámec, aby PPS měl dostatek prostředků pro naplnění plánu rozvoje.

9.4 Příprava provozu ES ČR

Koordinace plánování na úrovni propojených soustav je v ročním horizontu zajišťovaná v rámci regionálních pracovních skupin ENTSO-E. Vychází z dlouhodobé studie SOAF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) a upřesňuje dostupnost přenosových kapacit, bilanci výkonů a energií a případná rizika provozu pro zimní a letní období následujícího roku (Generation Adequacy Study/Report, Summer/Winter Outlook). Obsahuje zásadní informace o provozu sousedních soustav, které jsou vstupem pro plánování provozu jednotlivých národních soustav a současně i pro koordinaci odstávek přenosových zařízení sousedních zemí tak, aby vliv odstávek na celkové omezení přenosových kapacit byl minimalizován.

Souhrn činností zabezpečujících spolehlivost a kvalitu chodu národní PS i ES a předcházející řízení ES v reálném čase se nazývá příprava provozu. Příprava provozu probíhá v jednotlivých časových etapách, ve kterých se postupně upřesňuje. Základní je roční příprava provozu, následně měsíční, týdenní a denní příprava provozu a dále pak vnitrodenní aktualizace končící cca 20 minut před počátkem obchodní hodiny. Poté následuje již řízení v reálném čase.

V oblasti systémových služeb a řízení rovnováhy znamená příprava provozu postupně zpřesňovanou predikci spotřeby, výroby a výsledné výkonové bilance soustavy v jednotlivých hodinách plánovaného období a naplánování a zajištění podpůrných služeb a rezerv potřebných pro zajištění rovnováhy v reálném čase. Cílem je tedy v podstatě odhadnout odchylku mezi výrobou a spotřebou a připravit taková opatření, která povedou k její minimalizaci a dále zajistit dostatek nástrojů k jejímu vyrovnání v reálném čase.

V oblasti přenosových služeb je to plán odstávek přenosových zařízení, který minimalizuje omezení kapacit pro přenos z míst připojení výroby do míst spotřeby nebo pro přeshraniční přenos. Plán odstávek je vstupem pro výpočet disponibilních přenosových kapacit, který je účastníkům trhu dostupný pro přeshraniční přenos, výpočet spolehlivostních parametrů provozu PS (dodržení kritéria N – 1 zajišťující, že nedojde k přetížení při výpadku jakéhokoliv jednotlivého prvku sítě).

Proces zastřešuje Roční příprava provozu ČEPS (dále RPP). Ta je zpracována ČEPS ve spolupráci s výrobcí elektrické energie, s provozovateli distribučních soustav a zahraničními síťovými operátory. Řeší poměrně širokou problematiku zajištění spolehlivého provozu ES ČR s výhledem do jednoho roku. RPP se zabývá koordinací a harmonizací ročních plánů odstávek zdrojů, pohotových výkonů, koordinací ročních plánů prací na zařízeních v ES ČR. V RPP jsou prezentovány predikce spotřeby a zatížení ES ČR a výsledky bilance ES ČR v horizontu jednoho roku, hodnoty potřebných objemů jednotlivých kategorií podpůrných služeb v průběhu sledovaného roku, harmonogram plánované výpadkovosti zdrojů, plán vypínání zařízení PS, kontrola přenosových a zkratových poměrů PS, přehledy zařízení atd.

Výsledky RPP slouží zejména jako:

- výchozí podklady pro měsíční, týdenní a denní přípravy provozu dispečinku ČEPS a všech účastníků trhu s elektřinou v ES ČR (výrobci, PDS, oprávnění zákazníci a další),
- materiál, kde se uveřejňují hodnoty objemů PpS potřebných k zajištění spolehlivého chodu ES ČR,
- podklad pro cenové rozhodnutí ERÚ ke stanovení cen za SyS,
- podklad pro uzavírání dlouhodobých kontraktů ČEPS při nákupu PpS,
- podklad pro výrobce hledající uplatnění na trhu s PpS,
- podklad pro využívání mezinárodních propojení v obchodu s elektrickou energií.

Roční příprava provozu je zpracovávána a zveřejňována provozovatelem přenosové soustavy ČEPS vždy v listopadu předcházejícího roku. Spolupráce a účast dalších subjektů a postupy přípravy provozu jsou stanoveny energetickým zákonem, vyhláškou Ministerstva o dispečerském řízení a provozními instrukcemi vydávanými ČEPS společně s provozovateli regionálních distribučních soustav.

Výsledky bilance výkonů a zejména technická dostupnost podpůrných služeb závisí nejen na informacích o zdrojích (odstávky, pohotové výkony, zkoušky) a zatížení ES ČR (predikce, podklady od PDS, apod.), ale také na plánech **dovozu a vývozu elektrické energie** do nebo z ES ČR. Výsledek bilance reprezentuje hypotetickou hodnotu exportního potenciálu (schopnosti) ES ČR, případně hypotetickou hodnotu obchodní příležitosti výrobců obchodujících přes PS ČR. Metodika stanovení velikosti PpS vychází z postupů uvedených v **Kodexu PS**. Roční plán prací na zařízení zvn a vvn ČEPS je zpracováván tak, aby bylo plně využito plánovaných odstávek výrobního zařízení předaných výrobcí. Jestliže v dalších fázích přípravy provozu provozovatel výrobního zařízení změní termín plánované odstávky, nemusí to vždy znamenat změnu plánu údržby a vypínání zařízení PS s ohledem na smluvní závazky související s přenosem elektrické energie.

Výstupy RPP jsou tedy:

- predikce zatížení ES ČR (spotřeba, hodinové zatížení ES ČR),
- plánované odstávky výrobních jednotek připojených do PS a zdrojů poskytujících PpS,
- bilance výkonu a energie,
- stanovení potřeby PpS a jejich dostupnost,
- plány prací na zařízení zvn a vvn,
- přenosové a zkratové poměry v PS ČR.

Obrázek 9.7 (zdroj: Roční příprava provozu ES ČR 2011, ČEPS, ukázka výkonové bilance ES ČR z roční přípravy provozu 2011 po měsících. Obdobně je v RPP uvedeno i po jednotlivých týdnech)

Výkonová bilance ES ČR (brutto) po měsících

(v maximu dnů pondělí - pátek 1.1. až 31.12.2011)

Měsíc	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	celkem
Den od	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Den do	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Dnů v měsíci	21	20	23	20	22	22	19	23	21	20	21	21	
Špička zatížení v hodině	17	12	19	9	11	11	11	11	19	18	17	17	
PE ČEZ													
Dosažitelný výkon	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6	6 460.6
Výpadky celkem	943.8	936.5	1 308.6	2 139.1	2 129.1	2 032.7	1 791.2	1 153.3	1 001.0	625.4	561.4	550.3	1 266.5
Pohotový výkon	5 516.8	5 524.1	5 152.0	4 321.5	4 331.5	4 427.9	4 669.4	5 307.3	5 459.6	5 835.2	5 899.2	5 910.3	5 194.1
PE nezávislé													
Dosažitelný výkon	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7	2 437.7
Výpadky celkem	555.5	579.0	593.3	782.8	998.6	1 070.5	1 164.0	1 133.8	868.6	646.0	559.2	554.4	793.7
Pohotový výkon	1 840.8	1 812.0	1 791.0	1 590.9	1 361.3	1 270.2	1 153.2	1 197.7	1 469.5	1 701.1	1 832.1	1 834.9	1 569.7
PE celkem													
Dosažitelný výkon	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3	8 898.3
Výpadky celkem	1 499.3	1 515.5	1 901.9	2 921.8	3 127.7	3 103.2	2 955.2	2 287.0	1 869.5	1 271.4	1 120.6	1 104.7	2 060.2
Pohotový výkon	7 357.6	7 336.1	6 943.0	5 912.4	5 692.8	5 698.1	5 822.5	6 505.0	6 929.1	7 536.3	7 731.2	7 745.2	6 763.9
Pohotový výkon korekce	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Pohotový výkon upravený	7 357.6	7 336.1	6 943.0	5 912.4	5 692.8	5 698.1	5 822.5	6 505.0	6 929.1	7 536.3	7 731.2	7 745.2	6 763.9
PP													
Dosažitelný výkon	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1	658.1
Výpadky celkem	18.0	20.0	38.6	28.6	35.0	41.0	230.7	45.0	37.0	30.6	37.6	22.0	47.3
Pohotový výkon	640.1	638.1	619.5	629.5	623.1	617.1	427.4	613.1	621.1	627.5	620.5	636.1	610.8
JE													
Dosažitelný výkon	3 908.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 934.0	3 952.0	3 933.3
Výpadky celkem	32.9	161.3	488.6	258.6	792.6	840.7	573.9	1 123.2	915.4	860.8	527.1	301.5	580.4
Pohotový výkon	3 912.3	3 796.7	3 458.8	3 684.5	3 143.4	3 093.3	3 360.1	2 810.8	3 019.6	3 076.7	3 416.5	3 681.5	3 363.8
VE Vltava													
Výpadky celkem	44.0	44.0	44.0	44.0	38.1	155.3	168.3	65.6	47.4	14.1	6.3	0.0	55.6
Nasazený výkon	222.9	304.1	322.8	292.9	270.5	268.4	283.2	285.7	170.9	200.3	169.9	205.9	250.3
Záloha pro QS Vltava	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
PVE													
Dosažitelný výkon	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0	1 145.0
Výpadky celkem	0.0	0.0	88.0	160.6	497.3	355.2	45.0	158.0	173.6	121.3	0.0	0.0	136.6
Nasazený výkon	205.3	198.0	161.1	205.4	34.2	98.4	254.0	316.4	140.4	113.5	304.4	298.3	193.6
Záloha pro QS PVE	500.0	500.0	500.0	487.8	465.0	490.5	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	500.0	495.2
VE drobné													
Nasazený výkon	155.3	135.3	132.3	126.3	126.3	112.3	111.3	116.3	151.3	154.3	158.3	159.3	136.4
VE celkem													
Nasazený výkon	583.4	637.3	616.2	624.6	431.0	479.1	648.4	718.4	462.7	468.1	632.6	663.4	580.3
Záloha pro QS celkem	600.0	600.0	600.0	587.8	565.0	590.5	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	595.2
ZE													
Dosažitelný výkon	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1	1 672.1
Nasazený výkon	1 184.1	1 184.9	1 161.0	1 076.6	1 029.0	1 029.7	906.6	986.4	1 069.4	1 118.6	1 153.4	1 165.9	1 089.1
AE													
Dosažitelný výkon	1 448.0	1 548.0	1 648.0	1 748.0	1 848.0	1 848.0	1 848.0	1 848.0	1 848.0	1 848.0	1 848.0	1 848.0	1 765.0
Nasazený výkon	361.3	850.2	466.2	725.7	1 162.8	1 104.7	1 143.1	1 146.6	342.5	206.5	137.3	141.3	652.1
Tuzemské zdroje													
Pohotový výkon PE, PP, JE	11 910.0	11 770.9	11 021.3	10 226.4	9 459.3	9 408.5	9 610.0	9 929.0	10 569.8	11 240.5	11 768.2	12 062.9	10 738.4
Nasazený výkon ZE, VE, AE	2 128.8	2 672.4	2 243.4	2 426.8	2 622.8	2 613.4	2 698.2	2 851.4	1 874.5	1 793.2	1 923.3	1 970.7	2 321.5
Záloha pro QS celkem	600.0	600.0	600.0	587.8	565.0	590.5	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	595.2
Tuzemské zdroje celkem	14 638.8	15 043.2	13 864.7	13 241.0	12 647.1	12 612.4	12 908.2	13 380.3	13 044.3	13 633.7	14 291.6	14 633.5	13 655.1
Výkonová rezerva PpS	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0	1 363.0
Požadované PpS - PR	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0	88.0
Požadované PpS - SR	340.0	340.0	340.0	340.0	339.1	330.0	330.0	330.0	339.0	340.0	340.0	340.0	337.3
Požadované PpS - TR	160.0	160.0	160.0	160.0	160.9	170.0	170.0	170.0	161.0	160.0	160.0	160.0	162.7
Požadované PpS - QS	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
Požadované PpS - DZ	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
Příspěvek SR	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Zahraničí													
Saldo PS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Saldo 110 kV	10.6	98.6	85.8	81.1	74.4	74.8	73.2	74.3	76.0	74.5	94.2	12.4	69.1
Bilance brutto													
Zdroje celkem	13 286.4	13 778.8	12 587.5	11 959.1	11 358.5	11 324.2	11 618.3	12 091.7	11 757.3	12 345.2	13 022.7	13 282.9	12 361.2
Čerpání PVE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ztráty	115.0	105.0	95.0	75.0	70.0	70.0	75.0	75.0	80.0	95.0	105.0	110.0	89.0
Zatížení tuzemské	10 453.9	10 332.8	9 861.8	9 241.6	8 596.7	8 538.7	8 421.6	8 350.0	8 797.8	9 518.0	10 319.4	10 262.8	9 384.3
Výsledek bilance	2 832.5	3 446.0	2 725.7	2 717.4	2 761.8	2 785.5	3 196.8	3 741.7	2 959.5	2 827.2	2 703.4	3 020.1	2 976.9

Týdenní příprava zdrojů je opět definována zvlášť pro systémové služby a bilanci výroby a spotřeby a zvlášť pro provoz a odstávky zařízení přenosové a distribuční soustavy a disponibilní kapacity. Pro oblast systémových služeb jsou stanoveny předpokládané hodinové výrobní plány

zdrojů certifikovaných pro poskytování PpS, rozložení nakoupených PpS na jednotlivých zdrojích a rezervní (volné) výkony. Plány předávají výrobci. Na základě predikčních modelů se stanovují odhady provozu malých výrobních zdrojů v DS (intermitentní zdroje, teplárny, závodní elektrárny), ty jsou současně předávány jednotlivými PDS. Výsledkem je hodinová výkonová bilance provozu ES ČR. Predikce salda zahraničí je prováděna na základě informací o alokované kapacitě a statistiky přeshraničních přenosů z poslední doby. Jsou stanoveny potřeby dokupů PpS v rámci denního trhu.

Týdenní příprava provozu přenosových služeb upřesňuje plán vypínání zařízení PS a DS ve vazbě na odstávky výrobních zařízení, průběh prací na opravách PS a DS, výpadky prvků sítě a předpokládané přeshraniční toky. V rámci týdenní přípravy provozu se počítají volné přenosové kapacity do denních aukcí, případně se identifikují úzká místa, která jsou následně řešena se sousedními PPS.

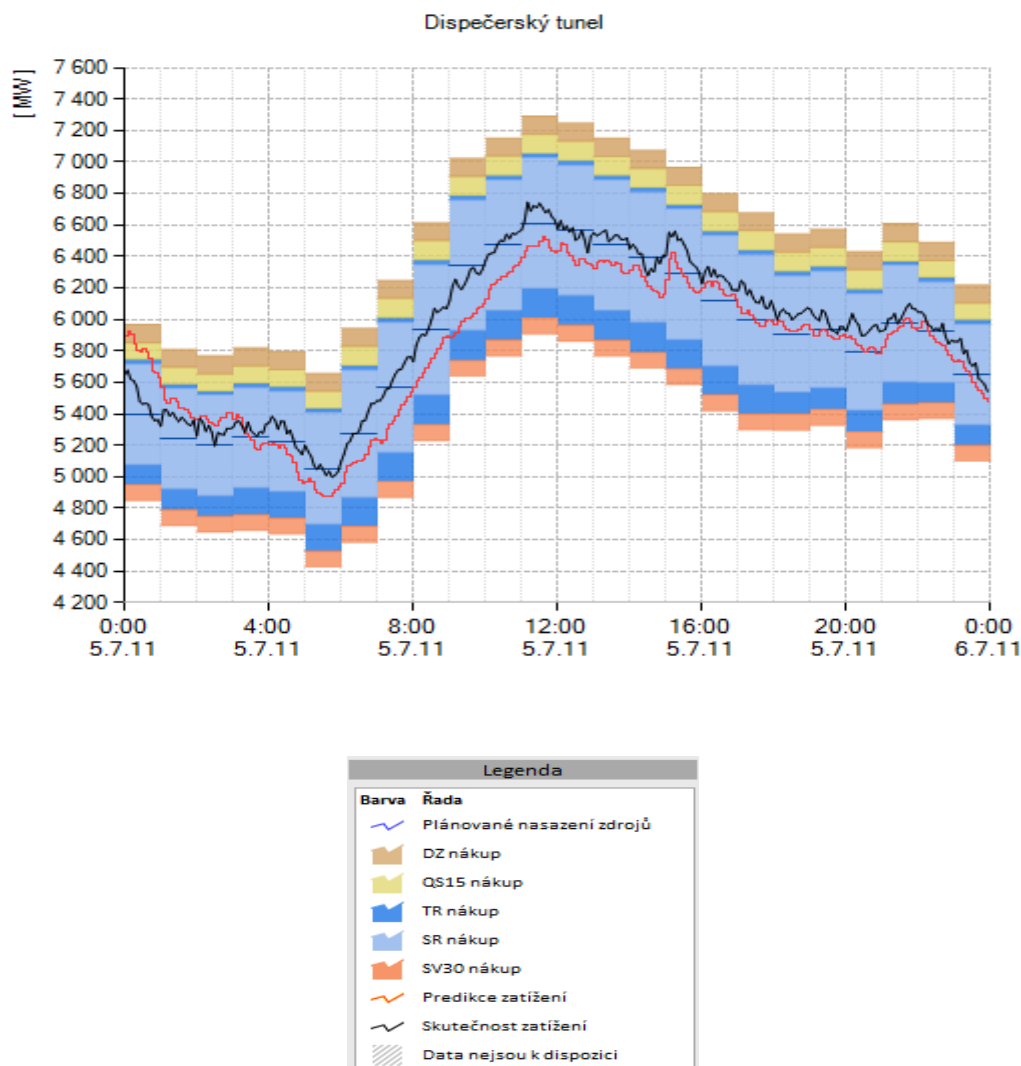
Denní příprava provozu je poslední podrobnou etapou sběru dat, upřesnění predikcí a plánů a stanovení plánů provozu zdrojů a sítě. Výstupem denní přípravy provozu jsou detailní informace pro řízení elektrizační soustavy v reálném čase obsahující časy vypínání a zapínání zařízení PS pro práce a po skončení prací, rozpis manipulací, doporučená opatření v případě výskytu nestandardních provozních situací a přehledy všech činností a prací na technologiích ovlivňujících informovanost dispečera (telekomunikační, datové služby a funkce řídicího systému apod.).

Denní příprava provozu upřesňuje:

- plánované časy zahájení a ukončení prací na zařízení PS, pohotovostní čas pro znovuvvedení zařízení do provozu v případě potřeby přerušování prací,
- plán vypínání zahraničních vedení PS v koordinaci a zařízení DS v koordinaci,
- hodinový plán výroby zdrojů poskytujících PpS, rozložení PpS a volné výkony, nabídkové ceny regulační energie na jednotlivých blocích,
- odhad výroby distribuovaných zdrojů (teplárny, závodní elektrárny, OZE),
- denní hodinovou bilanci,
- plán spolupráce zahraničí (přenosové diagramy vůči jednotlivým sousedním PPS a saldo ES ČR),
- dispečerský tunel a identifikace rizik provozu.

Dispečerský tunel je hodinový plán výroby zdrojů s rozložením kladných a záporných rezerv proložený hodinovou predikcí spotřeby včetně salda zahraničí. Ideálně se predikce spotřeby včetně salda kryje s plánem výroby a dispečerský tunel rezerv je symetricky rozložen na obě strany. V případě predikovaných menších odchylek se predikce spotřeby pohybuje někde uvnitř dispečerského tunelu. Pokud dojde k významnější nerovnováze a spotřeba je mimo meze dispečerského tunelu, znamená to, že pokud nedojde ke zobchodování odchylky v rámci vnitrodenních mechanismů, podpůrné služby by nestačily na odregulování odchylky a bylo by nezbytné zajistit regulační energií na vyrovnávacím trhu nebo ze zahraničí. Dispečerský tunel stanovený v rámci denní přípravy provozu tedy signalizuje možná rizika provozu.

Obrázek 9.8: Dispečerský tunel typického dne; nepatrně vyšší míra provozních rizik při řízení rovnováhy je signalizována pouze lokálně okolo půlnoci. Zdroj: ČEPS



9.5 Koordinace sjednávání mezinárodních přenosů

Mezinárodní obchod tvoří významnou a stále rostoucí část trhu s elektřinou. Z hlediska objemu energie dosahuje u některých států až 20 % celkové výroby nebo spotřeby, z hlediska výkonu jsou zaznamenány okamžiky, kdy např. export ČR tvořil okolo 40 % okamžité výroby. Mezinárodní transakce jsou poměrně komplikované. Probíhají přes území více států a také prostřednictvím více subjektů. Jestliže dříve byla transakce sjednávána přímo mezi exportní a importní zemí, dnes jde v procesu sjednání o řetězec transakcí, ve kterém z jedné země do druhé je sjednávána transakce, část elektřiny je dále reexportována do třetí země, kde je nabídnuta na denním trhu a v rámci propojení trhů se čtvrtou zemí je částečně transferována do ní. Přitom každý přeshraniční přenos z jedné země do druhé musí být registrován a schválen provozovateli obou soustav a zahrnut do salda oblasti, jinak k přenosu elektřiny nedojde (pokud by např. transakce mezi výrobcem v jedné zemi a spotřebitelem ve druhé zemi nebyla na obou stranách zahrnuta do salda, pak v zemi výroby vznikne „neplánovanou“ výrobou záporná odchylka, v zemi „neplánované“ spotřeby kladná od-

chylka; v obou případech ji odregulují řídicí systémy příslušných TSO a k přenosu elektřiny nedojde). Všechny transakce musí být tedy registrovány a odsouhlaseny nejpozději před zahájením provozu, a to tak, aby všechno souhlasilo (každá MWh exportu musí být někde MWh importu) a výsledné saldo propojených soustav bylo právě rovno nule (resp. sjednané hodnotě výměn s vnějšími soustavami). Proto existuje poměrně komplikovaný hierarchický systém vzájemného odsouhlasování přeshraničních diagramů, jehož výsledkem je přesná bilance exportů a importů a sald jednotlivých zemí/regulačních oblastí.

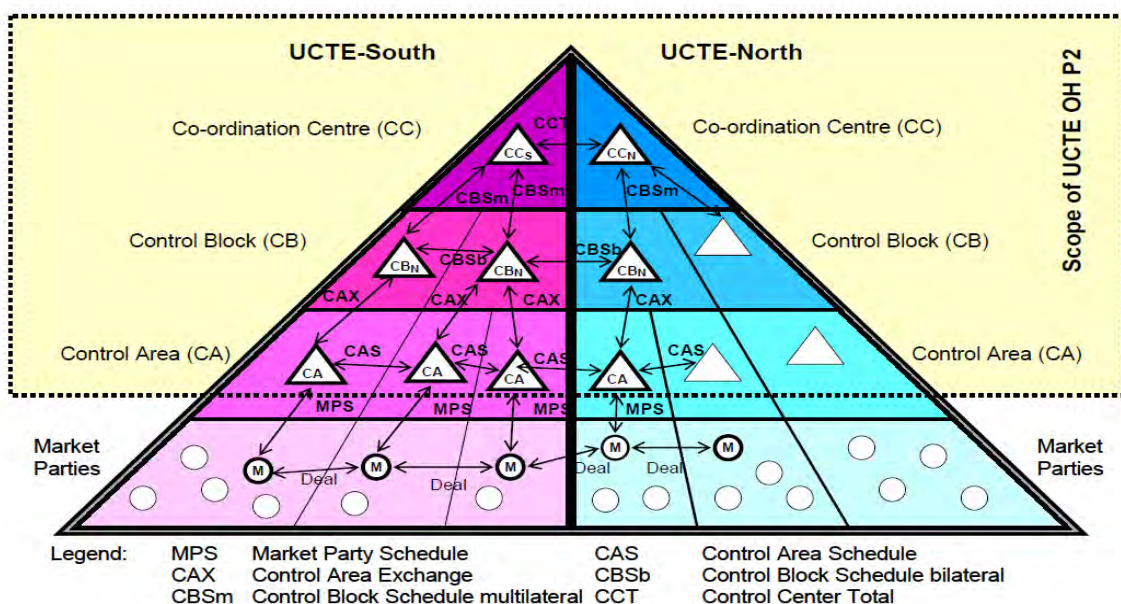
Základním prvkem je sjednání diagramu přenosu obchodníkem. Podmínkou pro sjednávání přenosu je samozřejmě uzavřená smlouva daného obchodníka s oběma TSO ze zdrojové i cílové oblasti. Pokud nejsou sousedi, pak je ještě třeba tranzitní smlouvy s mezilehlými TSO. Na základě smlouvy a v rozsahu přeshraničních kapacit, které si obchodník zajistil v aukcích, zašle požadovaný diagram přenosu (Market Party Schedule – MPS) postupně všem dotčeným TSO na trase. Pro zaslání diagramů existují pevné časové uzávěrky obvykle den před realizací přenosu. Jde-li o dlouhodobý přenos, musí být stejně den po dni registrován jako sekvence denních diagramů. Dotčení TSO ověří, zda je diagram kryt rezervovanými kapacitami z aukcí, a potvrdí jeho převzetí. Po uzavření příjmu diagramů provedou souhrn všech diagramů na každém jednotlivém profilu mezi dvěma sousedními TSO. Výsledkem je soubor dílčích diagramů exportu a importu po jednotlivých subjektech a transakcích v každé hodině následujícího dne a dále výsledné saldo na daném profilu jako algebraický součet přenášených hodinových výkonů. Tento soubor s názvem Control Area Schedule (CAS) je denně mezi 14.30 a 15.30 h vyměněn vzájemně mezi sousedními TSO/CA a je ověřena shoda. V případě neshody záleží na bilaterální dohodě, zda dojde k dohledávání chyby v komunikaci s obchodníky (obvyklou chybou bývá, že obchodník pošle rozdílné hodnoty jednomu a druhému TSO) nebo zda se krátí na nižší z obou hodnot. Výsledkem je potvrzení shody mezi všemi sousedními regulačními oblastmi. Poté každá regulační oblast provede souhrn diagramů vůči všem sousedům a spočte sumární saldo za celou regulační oblast. Tento souhrn pod názvem Control Area Exchange (CAX) odešle vedoucímu nadřazeného regulačního bloku denně nejpozději v 15.45 h. Na úrovni vedoucích regulačních bloků dojde k obdobnému párovému srovnávání sumárních diagramů hraničních regulačních oblastí vůči sousedním blokům a k odstranění potenciálních chyb do 16.30 h. Poté jsou diagramy regulačních bloků (CBS – Control Block Schedule) odeslány vedoucím dvou koordinačních center UCTE North a UCTE South, která provedou kontrolu bilance výměn mezi oběma zónami (CCT). Po odstranění chyb je ověřeno, že celková bilance výměn v synchronní zóně je rovna plánovanému saldu synchronní zóny se sousedními zónami, a vedoucí koordinačních center předávají ověřené diagramy vedoucím blokům a ti dále jednotlivým TSO zpět. Při každém nalezení a odstranění chyby je informace zasílána i dotčeným obchodníkům. Každý den nejpozději do 17.15 h jsou tak potvrzeny denní výměny a spočteno plánované saldo jednotlivých TSO. Hodnota salda je zadána do řídicího systému a ten řídí rovnováhu každé oblasti tak, aby výsledkem byla přeshraniční výměna odpovídající danému saldu. Aktualizace reflektující vnitrodenní obchodování jsou prováděny v rámci vnitrodenních procesů (viz kapitola 9.5).

Po uzavření procesu sjednávání přenosových diagramů probíhá ve večerních hodinách proces, kterým jsou kontrolovány toky v síti a identifikována možná provozní rizika. Proces označený zkratkou DACF (Day Ahead Congestion Forecast) byl vyvinut v rámci bývalé UCTE. Jeho podstatou je vzájemná výměna předpovědních modelů (soubor dat popisujících aktuální topologii sítě, napětí v uzlech PS a předpokládané výroby a spotřeby v uzlech PS) pro výpočet chodu sítě mezi zúčastněnými TSO a bezpečnostní analýzy předpokládané provozní situace z hlediska možného výskytu úzkých míst v síti. Sada modelů odpovídá plánovanému provozu PS na danou hodinu podle údajů z denní přípravy provozu. Spojením jednotlivých modelů se vytvoří celkové modely kontinentální Evropy a ty slouží k výpočtu chodů sítě a kontingenční analýzy (analýzy provozu sítě při výpadcích jednotlivých prvků). Výpočty si provádí každý TSO zvlášť, se zaměřením na svojí oblast

a relevantní okolí (obvykle hraniční uzly sousedních PS). Od roku 2008 existuje v rámci střeoevropských zemí společná výpočetní platforma CTDS, která zajišťuje ukládání dat, spojení a verifikaci modelů a výpočty toků v síti a kontingenční analýzy. Výsledky DACF výpočtů složí jak pro předpověď úzkých míst a přípravu opatření na jejich omezení, ale i pro výpočty volných kapacit, které jsou pro vnitrodenní obchodování nabízeny účastníkům trhu. Sada výpočtů probíhá denně, od 18 do 21 h. Na ní navazuje od 21 do 22 h telekonference se sousedními TSO ke koordinaci nápravných opatření. Finální výpočty reflektující dohodnutá opatření jsou dokončeny do 22.30 h a poté realizovány (změny topologie sítě oproti plánům, změny nasazení PpS, redispečink, apod.).

Schematicky je tok informací zachycen na obrázku 9.9.

Obrázek 9.9



9.6 Vnitrodenní aktualizace přípravy provozu

Provoz zdrojů a sítě probíhá v zásadě podle programů a plánů stanovených v rámci denní přípravy provozu. V rámci plánů probíhá najíždění a odstavení zdrojů, vypínání a zapínání zařízení přenosové soustavy a samotný provoz jednotlivých zdrojů. Výrobu zdrojů podle stanovených plánů zajišťuje příslušný výrobce, najetí a odstavení zdroje, resp. jeho připojení a odpojení ze sítě provádí v součinnosti s dispečerem a po jeho souhlasu, resp. s jeho aktivní účastí. Zapínání zdrojů do regulace (jednotlivé PpS) provádí výrobce podle stanoveného plánu s tím, že informuje dispečera. Dispečer monitoruje plánovaný provoz zdrojů a nasazení podpůrných služeb. V případě odchylek od plánů zajišťuje komunikaci s výrobcem a řeší případné zdroje problémů.

Existují dva významné zdroje změn, které vyžadují vnitrodenní aktualizaci plánů. Tím prvním jsou poruchové výpadky zdrojů a sítě, které vyvolávají jak potřebu neplánovaného odstavení příslušného zařízení, případně jeho opětovného najetí/připojení, tak i potřebu změn výroby případných dalších zařízení daného výrobce, jejichž cílem je minimalizovat jeho odchylku. Tím druhým jsou vnitrodenní obchody ať již na domácím trhu nebo vůči zahraničí, v rámci kterých je dodatečně

zobchodována elektřina a výrobní plány musí být upraveny tak, aby dodatečnou výrobu v případě prodeje (či její snížení v případě nákupu) realizovaly.

Pokud se jedná pouze o změnu výrobních plánů připojených zdrojů, provádí tuto změnu výrobce zasláním nových výrobních diagramů do informačního systému ČEPS a dispečer pouze monitoruje změny. Pokud se jedná o změnu rozložení PpS na blocích dodavatele, ke změně dává souhlas dispečer ČEPS (pokud nejde přímo o poruchový výpadek bloku poskytujícího PpS).

V případě vnitrodenních obchodů se zahraničím je součinnost účastníka trhu a dispečera rozsáhlejší. Účastník trhu poptává přeshraniční kapacitu v informačním systému ČEPS. V rámci vnitrodenních mechanismů již není oddělena alokace kapacity a nominace diagramu přenosu (pokud je tedy danému účastníku alokována požadovaná kapacita, je tím současně odsouhlasen jeho přeshraniční diagram). Vnitrodenní systém přeshraničního obchodování přijímá požadavky na přenosy pro stanovené obchodní úseky. Po uzávěrce provede jejich vyhodnocení vůči dostupným kapacitám, ověří jejich dostupnost se sousedními TSO a po prověření potvrdí akceptované diagramy. Dispečeréři mají možnost do procesu zasáhnout a v případě ohrožení spolehlivosti provozu zastavit nebo omezit alokace kapacity.

Vnitrodenní trh s elektřinou na vnitrostátní úrovni probíhá v systému OTE a končí 1,5 hodiny před reálem. Na to navazuje ještě vyrovnávací trh, na kterém ČEPS nakupuje regulační energii (viz kapitola 10).

Po uzávěrce vnitrodenního trhu, potvrzení vnitrodenních přeshraničních přenosů, které proběhne cca jednu hodinu před začátkem dané hodiny, a po uzávěrce vyrovnávacího trhu musí příslušný výrobce sám opět aktualizovat plány výroby zdrojů v informačním systému ČEPS. V návaznosti na aktuální počasí a vývoj spotřeby jsou klouzavě aktualizovány v informačním systému i predikce spotřeby/zatížení. Tyto operace, kterými je aktualizována denní příprava provozu, monitoruje dispečer a na jejich základě je prováděna i aktualizace dispečerského tunelu. Dispečer tedy v rámci vnitrodenních činností:

- obstarává regulační energii pro vyrovnání odhadované odchylky (vyrovnávací trh a zahraničí);
- zajišťuje dohled nad alokací vnitrodenní přeshraniční přenosové kapacity, komunikaci s účastníky trhu a sousedními PPS a administrativu odsouhlasení změn salda, a to včetně relevantních profilů mimo ČEPS;
- koordinuje obstarání regulační energie s vedoucím směny v oblasti nasazování PpS a havarijních dodávek RE;
- provádí průběžnou aktualizaci denního programu (náhrady výpadků zdrojů, vnitrodenní obchodování, predikce výroby OZE, predikce zatížení, predikce systémové odchylky, ...);
- na pokyn vedoucího směny vyžaduje u poskytovatelů služby redispečink nebo aktivaci speciálních služeb/dodávku RE nad rámec běžných PpS;
- sleduje odchylky od plánovaných hodnot (zatížení, poruchovost), vyhodnocuje dopady na dostupnost podpůrných služeb a kapacit pro dodávku regulační energie uvnitř dne;
- monitoruje a vyhodnocuje aktivitu obchodníků na vnitrodenním trhu, vyrovnávacím trhu a na burze a využívá informací ke krátkodobé predikci systémové odchylky;
- provádí verifikaci a odsouhlasení změn programu zahraniční spolupráce se sousedními TSO, řešení nesouladů a korekcí realizačního diagramu a vnitrodenní komunikace s koor-

dinačním centrem CC Brauweiler (změny přeshraničních výměn jako důsledek vnitrodenních obchodů se zahraničím, nákupu regulační energie nebo aktivace havarijních výpomocí ze zahraniční soustavy);

- provádí povolování prací na zařízení vvn (podle plánů nebo v případě poruchy);
- vede dispečerskou dokumentaci (elektronický dispečerský deník zaznamenávající všechny události);
- kontroluje a odsouhlasuje změny v rozložení PpS na blocích.

Proces aktualizace salda zahraničí probíhá pro hodinu H podle následujícího harmonogramu:

H – 45'	definitivní uzávěrka příjmu konečných diagramů od účastníků trhu
H – 29'	odsouhlasení souboru diagramů (CAS) mezi sousedními regulačními oblastmi a předání odsouhlasených diagramů výměn CAX vedoucím regulačních bloků
H – 21'	odsouhlasení sumárních diagramů za regulační oblast (CBS) se sousedními bloky a předání odsouhlasených sumárních diagramů výměn mezi bloky (CBX) do koordinačních center
H – 16'	odsouhlasení finálních sald mezi koordinačními centry
H – 13'	zpětné potvrzení diagramů CC → CB
H – 10'	zpětné potvrzení diagramů CB → CA
H – 5'	zahájení procesu změny salda (plynulá změna sald oblastí z hodnoty H – 1 na hodnotu H)

9.7 Řízení rovnováhy a toků v reálném čase

9.7.1 Řízení rovnováhy

Řídicí systém dispečinku zpracovává data z rozveden a agreguje hodnoty toků elektřiny na přeshraničních vedeních do okamžité hodnoty salda. Tuto okamžitou hodnotu porovnává s plánovanou hodnotou salda (zahrnující sumu potvrzených obchodních transakcí a diagram vyrovnání odchylek z minulého období – tzv. vratky). Pro každou sekundu tak identifikuje odchylku regulační oblasti ACE (Area Control Error). U hodnoty okamžitých toků ještě provádí korekci na frekvenci, která má zohlednit aktivaci primární regulace.

Výslednou odchylku pak proporcionálně rozpočítá na bloky zapojené v sekundární regulaci s respektováním jejich dynamiky. Pro každý blok stanoví žádanou hodnotu, která je souhrnem okamžité hodnoty výkonu bloku a korekce vycházející z rozpočítání odchylky.

Tuto hodnotu vysílá řídicí systém na elektrárenský blok zapojený v sekundární regulaci a terminál elektrárny dává povel ke změně výkonu bloku. Tak, jak se mění okamžité hodnoty výroby i spotřeby, mění se v každém intervalu i odchylka a žádaný výkon každého řízeného bloku. Cílem je udržet odchylku v přípustných mezích, a to jak okamžitou odchylku, tak i kumulovanou hodinovou energii odchylky. Je zřejmé, že v případě výpadku většího bloku dojde skokově k velké od-

chylce, která ovlivní i hodinovou energii. Není nicméně přípustné přeregulovat v následujícím období do konce hodiny odchylku tak, aby se v hodinové energii výkyv kompenzoval. Přípustné je v každém okamžiku regulovat na nulovou odchylku.

Pro řízení běžných odchylek je k dispozici sekundární regulace v rozsahu (ČR) přibližně ± 300 MW. Dispečer monitoruje okamžitou ACE i hodinový integrál od počátku hodiny a současně sleduje rozsah aktivace sekundární regulace. Pokud dojde k čerpání sekundární regulace v jednom či druhém směru v rozsahu více než 50 % a současně aktualizovaná predikce nesignalizuje změnu trendu, aktivuje dispečer terciární regulaci v rozsahu, ve kterém by mělo dojít k návratu do středu pásma sekundární regulace. V případech trvalého nárůstu odchylky aktivuje další služby (MZ_t) a nakupuje regulační energii na vyrovnávacím trhu, případně ze zahraničí. V případě, že dojde k výpadku většího zdroje, komunikuje dispečer s provozovatelem zdroje, aby zjistil příčiny a zejména očekávanou dobu výpadku. Nejde-li o krátkodobý výpadek, aktivuje službu MZ_t a podle odhadu délky trvání výpadku a přepokládaných činností provozovatele k vyrovnání odchylky zajišťuje nákup regulační energie. V případě velmi velkých výpadků, nebo v případě kumulace výpadků a vyčerpání rezerv může požádat sousedy o havarijní výpomoc. Ta je aktivována zpravidla do 15 až 30 minut v rozsahu stovek MW. Ihned poté zajišťuje nákup regulační energie, která nahradí co nejdříve havarijní výpomoci. V případě, že tyto nástroje jsou již vyčerpány a nemožní včas odregulovat odchylku, dostává se soustava do stavu předcházení stavu nouze a může být uplatněno přímé řízení všech zdrojů či omezení spotřeby.

9.7.2 Řízení toků v síti

Provoz sítě je plánován podle kritéria N – 1 tak, aby výpadek jakéhokoliv prvku nezpůsobil přetížení v síti. Toky na všech vedeních přenosové soustavy jsou neustále sledovány dispečerem. Ten má současně k dispozici i agregované informace o stavu všech sousedních soustav. S ohledem na udržované rezervy a spolehlivostní kritéria může dojít k přetížení pouze v případě vícenásobného poruchového výpadku v naší či zahraniční soustavě. V případě přetížení vedení může dispečer provést změny v topologii sítě, případně redispečink zdrojů, nebo koordinovat společné akce se sousedními soustavami. Podpůrné informační systémy provádějí průběžně kontingenční analýzy podávající informace o rozdělení toků na vedeních a možném výskytu přetížení v případě výpadku či odpojení některého dalšího vedení či jiného prvku sítě. Úlohou dispečera je vybrat nejvhodnější řešení, v mezních případech nejméně špatné z možných řešení situace. V ustáleném stavu dispečer koordinuje připojování a odpojování bloků podle plánu či (mimořádně) zapínání a vypínání vedení podle plánu v denní přípravě provozu a průběžnou komunikaci s dispečinky výrobců, distribučních soustav a sousedních provozovatelů přenosových soustav.

9.8 Řešení situací hrožících přetížením prvků přenosové soustavy

Jedním z požadavků evropské energetické legislativy týkající se obchodování s elektřinou je povinnost poskytnout pro potřeby trhu veškerou dostupnou přenosovou kapacitu za předpokladu zachování bezpečnostních standardů provozu sítě. Tentýž předpis pak současně vyžaduje, aby přidělená přenosová kapacita byla ze strany provozovatelů soustav účastníkům trhu garantována.

Vzrůstající objemy přeshraničních obchodů společně s neustálým přibližováním obchodování okamžiku dodávky přinášejí provozovatelům soustav značné nejistoty, pokud jde o skutečné fy-

zické toky v síti. Je třeba mít neustále na zřeteli, že veškeré procedury sběru vstupních dat a výpočtů pro přidělování přenosových kapacit jsou založeny na predikcích a pravděpodobnostních modelech možných chodů sítě. Vždy pak existuje určitá možnost, že se v reálném provozu vyskytne taková kombinace událostí, se kterou výpočty nepočítaly.

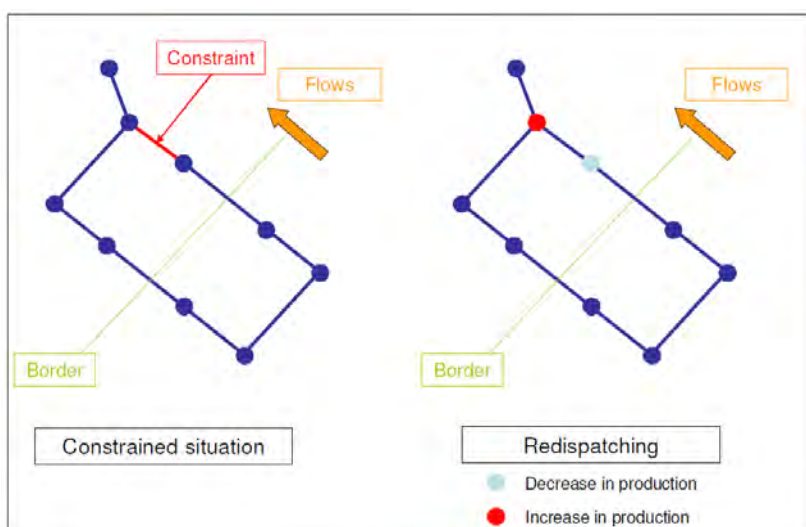
9.8.1 Metody zabránění přetížení přeshraničních vedení

Je-li kontingenční analýzou indikováno nedodržování kritéria $N - 1$ nebo dokonce přetížení prvků přenosové soustavy, má provozovatel přenosové soustavy možnost uplatnit celou řadu opatření. Mezi nejobvyklejší nástroje pro řešení potenciálních přetížení určitého prvku sítě patří:

- změna topologie sítě (např. změna zapojení rozvodny),
- odložení plánované odstávky,
- použití transformátorů s příčnou regulací fáze,
- vypnutí vedení, transformátoru nebo celé rozvodny,
- bilaterální přeshraniční redispečink – současná aktivace záporné regulační energie v uzlu A a kladné regulační energie v uzlu B, přičemž celkové saldo zůstává nezměněno a dojde k odlehčení vedení ve směru $A \rightarrow B$,
- vícestranný mezinárodní redispečink (MRA),
- anulování dodatečných přeshraničních kapacit v horizontu $D - 1$ nebo vnitrodenních v ohroženém směru (intra-day freezing),
- krácení již přidělených přenosových kapacit nebo nahlášených přeshraničních přenosů.

Rozhodnutí, který mechanismus provozovatel soustavy v daném okamžiku použije, závisí na mnoha aspektech. Hlavním faktorem determinujícím možnosti použití jednotlivých prostředků je doba mezi identifikací problému a okamžikem, kdy se problém (v případě jeho ignorování) projeví fyzicky v síti. Tento interval se může pohybovat v rozpětí od několika dnů až do pouhých několika málo minut.

Obrázek 9.10: Princip redispečinku.



9.8.2 Řešení přetížení s dostatečným časovým předstihem

Pokud je problém zjištěn např. již v čase $D - 1$, existuje poměrně slušný prostor pro aplikaci různých protiopatření technického i obchodního charakteru. Provozovatel přenosové soustavy zde při výběru vhodných nástrojů zohledňuje tři hlavní faktory:

- účinnost opatření vzhledem k charakteru problému,
- náklady na provedení opatření,
- dopady provedeného opatření na účastníky trhu.

Obecně platí, že provozovatelé přenosových soustav se musejí v první řadě pokusit vyřešit problém bez přímého dopadu na účastníky trhu, kteří již mají v držení přenosovou kapacitu. Případné krácení již přidělených kapacit je vždy bráno jako poslední možný krok, ke kterému je možné přistoupit až po vyčerpání všech ostatních opatření, a navíc za úhradu, která obvykle odpovídá ceně krácené kapacity nebo rozdílu cen v příslušných dvou tržních oblastech.

Výjimkou jsou pouze stavy vyšší moci, za něž se všeobecně považují situace, které provozovatelé přenosových soustav nemohli dost dobře předvídat a tedy jim ani efektivně předcházet. V tomto případě je možné provádět krácení kapacit bez náhrady. Ale i zde je třeba brát akt krácení jako prostředek poslední instance.

Tento požadavek vzrůstá na významu zejména v souvislosti s postupným zaváděním implicitních aukcí. Zatímco totiž v explicitním modelu lze krácení uplatnit pouze částečně (např. všem účastníkům budou přidělené kapacity nebo již sjednané přenosy zkráceny o 30 %), v modelu implicitní aukce je situace složitější. Nelze se totiž spokojit s pouhým zkrácením přeshraničního přenosu, neboť tento přeshraniční přenos nevzniká sám o sobě, ale je výsledkem propojení dvou či více trhů a reprezentuje výslednici třeba až tisíce atomických transakcí v obou zemích. Pokud by tedy v této situaci došlo ke krácení, burza by elektřinu z exportní oblasti nemohla vyvézt do importní oblasti, takže by její saldo jako centrální protistrany vůči účastníkům trhu nebylo nulové (a analogicky v importní oblasti). Burza by na to mohla reagovat:

- nákupem chybějícího množství elektřiny (v importní oblasti) či prodejem (v exportní oblasti) např. na vnitrodenním trhu,
- propadem problému do zúčtování odchylek (burza by zaplatila za odchylku ve výši své vynuceně otevřené pozice),
- provedením opakovaného vyhodnocení obou (všech) tržních míst s novou (sníženou) hodnotou přenosové kapacity s prakticky jistým dopadem na objemy i ceny obou (všech) tržních oblastí a tedy na všechny účastníky trhu.

Je tedy vidět, že krácení přenosů vyplývajících z implicitní aukce je velmi citlivá záležitost a že k takovému kroku by se mělo přistupovat pouze ve zvlášť výjimečných případech, pokud vůbec.

9.8.3 Řešení přetížení v reálném čase

Naopak, je-li problém identifikován prakticky v reálném čase (např. zatížení nějakého vedení se blíží svým limitům a je třeba operativně reagovat), spektrum možných protiopatření je omezeno v podstatě pouze na operativní úpravy topologie sítě či rychlé změny rozložení výroby (redispečink).

Je třeba zdůraznit, že krácení kapacit nebo rušení obchodů již v takovém případě nemá žádný význam, neboť samotné krácení je pouze administrativní operací a jeho efekt se projeví až v následné reakci účastníků trhu na toto krácení: exportér najde odbytiště pro svou elektřinu někde jinde, anebo elektřinu nevyrobí. Analogická opatření na druhé straně hranice může provést importér. Je tedy zjevné, že pokud účastníci trhu nedostanou možnost na krácení zareagovat, na zatížení přeshraničních vedení se to nijak neprojeví a výsledkem bude pouze odchylka exportéra i importéra v obou příslušných zemích (daná zrušením přeshraniční transakce, kterou již obchodníci neměli možnost pokrýt jinak), s velmi vysokou pravděpodobností následovaná žalobou na příslušného provozovatele přenosové soustavy.

9.9 Mezinárodní vypořádání odchylek

V reálném provozu elektrizačních soustav dochází k nejrůznějším odchylkám oproti sjednaným plánům. Hovoříme-li o odchylkách, máme na mysli obvykle odchylky účastníků trhu na straně výroby či spotřeby, které se vyrovnávají a vyúčtovávají v rámci příslušné (zpravidla národní) oblasti. Tomuto tématu se podrobně věnuje kapitola 11.

K odchylkám však může docházet i na úrovni mezinárodní. Za realizaci mezinárodních přenosů jsou zodpovědní provozovatelé přenosových soustav prostřednictvím svých regulátorů zátěže a frekvence. Tyto regulátory jsou zodpovědné za dodržování sjednaného salda vůči všem ostatním propojeným provozovatelům přenosových soustav.

V praxi však toto sjednané saldo nemusí být dodrženo. K odchylkám může docházet jak vlivem přeshraniční regulace (výpomoc mezi různými regulačními oblastmi), tak v důsledku nejrůznějších chyb či nepřesností regulace. V kontinentální Evropě (území bývalého UCTE) jsou jednotlivé regulační oblasti a regulační bloky povinny udržovat tyto mezinárodní odchylky v dohodnutých limitech.

Vedle těchto limitů je pak v rámci kontinentální Evropy zaveden mechanismus vyúčtování mezinárodních odchylek. Princip jejich stanovení je stejný jako u odchylek účastníků trhu na národní úrovni: jedná se o rozdíl dohodnutého salda a skutečně naměřených hodnot. Tím však veškerá podobnost končí.

Nejpodstatnějším rozdílem oproti vyúčtování odchylek na národní úrovni je skutečnost, že vzniklé odchylky nejsou vypořádávány finančně, ale formou naturálního vypořádání. Naturální vypořádání je založeno na jednoduchém principu – vzniklá odchylka se vyrovná řízeně vzniklou odchylkou ve stejné výši v opačném směru, takže v dlouhodobém horizontu je saldo všech odchylek nulové.

Prvním nezbytným předpokladem pro vyúčtování mezinárodních odchylek je pochopitelně zjištění skutečných toků. Potřebná měření provádějí příslušní dva provozovatelé přenosových soustav na rozvodnách, které se nacházejí na dvou koncích příslušného přeshraničního vedení. Protože na vedení dochází ke ztrátám, hodnoty naměřené na obou rozvodnách se mírně liší. Z těchto dvou naměřených hodnot se pak vypočítává společná hodnota podle pravidel dohodnutých mezi příslušnými dvěma soustavami – obvykle se při výpočtu společné hodnoty zohledňuje poměr délek přeshraničního vedení v příslušných dvou zemích.

Naměřené hodnoty se po skončení příslušného dne agregují časově (na čtvrt hodinové intervaly) a věcně (v případě existence více vedení mezi dvěma oblastmi se hodnoty sečtou) a následně se provede jejich sesouhlasení, jehož princip je analogický sesouhlasení sjednaných hodnot. Smys-

lem sesouhlasení je prověření konzistence naměřených hodnot v rámci všech přenosových soustav v kontinentální Evropě, aby tyto hodnoty mohly být použity pro výpočet odchylek. Koordinační úlohu v tomto procesu hrají opět koordinační centra Sever a Jih (podrobně viz kapitola 9).

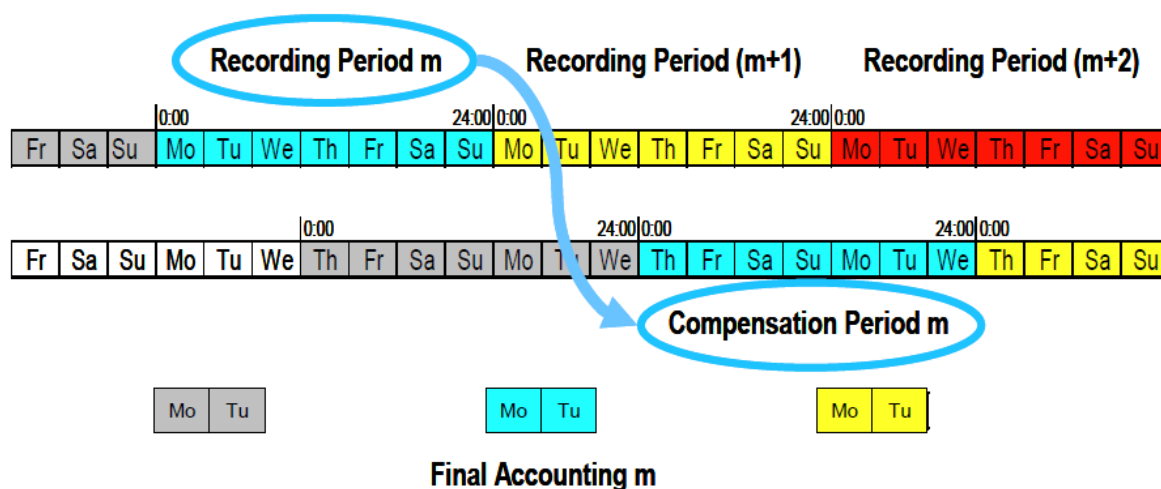
Jakmile jsou naměřené hodnoty sesouhlaseny, koordinační centra vypočítají pro všechny oblasti odchylku pro každou čtvrt hodinu daného dne. Jednotlivé odchylky příslušných oblastí se zaznamenávají vždy po dobu jednoho týdne (pondělí až neděle) a průběžně se saldují, takže např. odchylka v počátku týdne může být vyrovnána odchylkou v opačném směru ve druhé polovině týdne.

Po skončení týdne je tedy pro každou oblast k dispozici jedna hodnota vyjadřující čistou kumulativní odchylku za uplynulý týden, přičemž saldo těchto odchylek za celou kontinentální Evropu je nulové.

Následně se podle předem dohodnutého celoevropského kalendáře tato celková odchylka „rozprostře“ do jednotlivých hodin v následujících sedmi dnech (čtvrtek až středa) a vypočítané kompenzace zahrnou provozovatelé přenosových soustav do svých sjednaných sald.

Časový vztah mezi vznikem odchylek a jejich vyrovnáváním je znázorněn na obrázku 9.11. Obrázek lze zjednodušeně interpretovat tak, že v průběhu týdne označeného jako *Recording Period* se vzniklé odchylky zaznamenávají, a ty, které se nepodařilo vyrovnat v rámci tohoto týdne, se následně vyrovnávají v průběhu navazujících sedmi dnů označených jako *Compensation Period*.

Obrázek 9.11: Časový vztah mezi vznikem odchylek a jejich vyrovnáváním.



Třídenní rozpětí mezi oběma periodami dává příslušnému provozovateli přenosové soustavy prostor pro nákup potřebné kompenzační elektřiny na domácím trhu s elektřinou (např. na trhu s regulační energií nebo na denním spotovém trhu, pokud to národní legislativa umožňuje).

Popsaný mechanismus funguje v kontinentální Evropě již od roku 1958 a za tuto dobu neprošel podstatnějšími změnami. Provádění naturálních kompenzací („vracení“ elektřiny) je přitom problematické jak z ekonomického hlediska, tak z pohledu řízení soustavy. Základní problém spočívá v tom, že provozovatel přenosové soustavy, který má „vypůjčenou“ elektřinu „vrátit“, ji musí nakoupit na trhu (obvykle na trhu s regulační energií) a vyexportovat bez ohledu na to, že pro tuto elektřinu neexistují v zahraničí žádní spotřebitelé. Zahraniční provozovatelé přenosových soustav tak musejí aktivovat zápornou regulační energii, aby přebytek vzniklý „vrácenou“ elektřinou vyrovnali.

Je zjevné, že efektivnějším řešením by byl finanční model spočívající v ocenění odchylky dohodnutým mechanismem a jejím finančním vypořádání. Kamenem úrazu však může být právě způsob, jakým se cena odchylky stanoví. Cenotvorný mechanismus musí na jednu stranu motivovat provozovatele soustav k minimalizaci odchylek (podobně jako u odchylek účastníků trhu na národní úrovni), ale zároveň musí být definován tak, aby provozovatelé přenosových soustav měli z čeho odchylky financovat.

9.10 Kompenzace za tranzitní přenosy

Současně s postupným otevíráním hranic pro přeshraniční obchod byly v rámci jednotlivých zemí zaváděny různé poplatky za export, import nebo tranzit elektřiny. Tyto poplatky sloužily nejen k pokrytí nákladů na realizaci přeshraničních přenosů, ale částečně byly využívány též politicky k ochraně domácího trhu před „nežádoucí“ zahraniční konkurencí. Obchodníci, kteří přenášeli elektřinu přes více zemí, byli v tomto prostředí nuceni platit poplatky za importy, exporty a tranzity v několika zemích. Přeshraniční obchod tak trpěl vůči domácím obchodům významnou konkurenční nevýhodou a obchodní transakce třeba jen přes dvě tranzitní země již zpravidla nedávaly ekonomicky žádný smysl.

Tarifikace přeshraničních přenosů byla nevyhovující a v podstatě nespravedlivá i z jiných důvodů. V první řadě vůbec neřešila problém paralelních toků – přeshraniční obchod mezi dvěma zeměmi sice přinášel příjem v podobě tarifního poplatku od obchodníka těmto dvěma zemím, ale fyzicky se na jeho realizaci díky existenci paralelních toků podílely i další blízké soustavy, které z něj neměly nic.

Tarifikace navíc ignorovala netting, takže pokud se pro tentýž časový úsek na téže hranici sešly současně exporty i importy, provozovatel přenosové soustavy vybral poplatek současně od exportérů i importérů v plné výši, ačkoliv přenosy se fyzicky samozřejmě vykrátily.

Této nijak neharmonizované a do značné míry diskriminační několikanásobné tarifikaci (označované jako *pancaking effect*), která představovala reálnou překážku přeshraničního obchodu v Evropě (jenž byl od počátku vnímán jako jeden z důležitých nositelů konkurence), učinila přítrž až přelomová dohoda evropských regulátorů na Florentském fóru v roce 2002, kde byly položeny základy prvních harmonizovaných pravidel řešících problém pokrytí nákladů za přeshraniční přenos. Tato pravidla, byť byla v následujících letech několikrát upravena, v základních rysech platí dodnes.

Půdorysem nového mechanismu bylo konstatování, že přeshraniční obchod je rovnoprávný s obchodem domácím a jako takový nesmí být zatěžován žádnými dodatečnými poplatky⁸³, a veškeré náklady na přeshraniční toky musejí být promítnuty do národních tarifů pro výrobu elektřiny (tzv. G-komponenta) nebo její spotřeby (L-komponenta) – viz kapitola 15. Protože na tento mechanismus by doplácely tranzitní země, byl současně s tímto pravidlem zaveden kompenzační fond, do nějž exportní a importní soustavy vkládaly část peněz vybraných od domácích výrobců či spotřebitelů, a příjem fondu se pak přerozděloval tranzitním zemím k uspokojení jejich nákladů na údržbu tranzitních vedení a na ztráty, které přeshraniční (stejně jako každý jiný) přenos vyvolává

⁸³ Platby za přeshraniční přenos nelze zaměňovat s platbami za přeshraniční přenosovou kapacitu, kterou si obchodníci nakupují v aukcích. Možnost zpoplatnění přenosových kapacit byla zachována, ovšem pouze jako prostředek k tržně orientovanému rozdělení omezeného zdroje v případě převisu poptávky nad dostupnou kapacitou.

a které musí tranzitní soustava kompenzovat dodatečnou injekcí elektřiny, kterou pro tento účel musí nakoupit na trhu. Výše národních tarifů tedy musela být upravena tak, aby exportní a importní soustavy byly schopny tento závazek plnit i po výpadku příjmů vyplývajících z tarifikace přeshraničních přenosů, kterou pravidla zakazovala.

Finanční objem fondu byl stanoven na základě předpokládaných nákladů na pokrytí ztrát a na provoz tranzitní infrastruktury v jednotlivých zemích. Objem fondu se každoročně přepočítával na základě zjištěných hodnot z uplynulého roku. Importní a exportní soustavy do fondu přispívaly v poměru podle příspěvku svých importů a exportů k celkovému objemu přeshraničních přenosů. Na základě požadovaného objemu fondu a vypočítaných poměrů se pak stanovily absolutní výše příspěvků jednotlivých exportních a importních zemí.

Přistoupení k této dohodě, nazývané *Inter Transmission System Operator Compensation Mechanism* (zkráceně též Inter-TSO Compensation či prostě ITC), bylo mnoho let dobrovolné (v prvním roce se jí zúčastnilo devět zemí, další země přistupovaly postupně⁸⁴). Základní principy kompenzačního mechanismu se sice záhy staly součástí nařízení 1228/2003⁸⁵ (které nabylo účinnosti v roce 2004), háček byl ale v tom, že nařízení ukládalo Evropské komisi vydat k tomuto mechanismu prováděcí předpis, a do jeho vydání bylo nařízení v této části de facto neúčinné. Celá procedura tak po mnoho let fungovala pouze na základě dobrovolné kooperace jednotlivých zemí, byť tato spolupráce byla nezřídka vynucována politickým nátlakem.

Země, které přistoupily k ITC, zároveň zavedly poplatek za import ze sousedních zemí mimo ITC.

V následujících letech byly na základě prvních zkušeností provedeny určité úpravy kompenzačních pravidel. Do společného fondu, z něž byly tranzitní země kompenzovány, začaly přispívat rovným dílem exportní i importní země (na počátku platili pouze exportéři).

V roce 2006 byla z popudu ETSO (které bylo pověřeno přípravou prováděcího předpisu k nařízení 1228/2003) zahájena diskuse o nových pravidlech kompenzací, motivovaná některými neduhy dosavadního ITC mechanismu. Ten byl dlouhodobě kritizován např. za nerefluktování délky přepravy (příjem tranzitní soustavy nezohledňoval, zda tranzit prochází napříč celou zemí či ji pouze „lízne“) či za nespravedlivou kompenzaci vyplývající z existence kruhových toků (kompenzována byla nejen soustava, která kruhovými toky trpěla, ale i soustava, která je vyvolala).

Řešení těchto a ještě dalších (zde nezmiňovaných) problémů bylo poměrně komplikované, takže návrh nového kompenzačního mechanismu pod názvem IMICA (Improved Mechanism for Inter-TSO Compensation Agreement) v průběhu příprav postupně osciloval mezi příliš vysokou výpočetní složitostí a okatými nespravedlnostmi způsobenými snahou model zjednodušit.

Kromě toho se ukázalo, že zavedení IMICA by vedlo k výraznému zvýšení objemu kompenzačního fondu (v krajním případě až na jednu miliardu eur ročně, přičemž dosavadní objem fondu nikdy

⁸⁴ Česká republika se k ITC mechanismu připojila v roce 2003.

⁸⁵ Na tomto místě je vhodné upozornit na hrubou chybu překladu nařízení 1228/2003 do českého jazyka, neboť v článku 3 odst. 2 se v české verzi normy píše: „Vyrovnávací platba (...) se vyplácí provozovatelům vnitrostátních přenosových soustav, v nichž přeshraniční toky vznikají, a soustav, v nichž tyto toky končí.“ Ve skutečnosti je to samozřejmě přesně obráceně, protože provozovatelé soustav, v nichž přeshraniční toky vznikají nebo končí, nejsou příjemci plateb, ale jejich plátcí, jak se správně píše v anglickém originále: „The Compensation (...) shall be paid by the operators of national transmission systems from which cross-border flows originate and the systems where those flows end.“ Takovou chybu by bylo snad možné odpustit u normy přijaté před vstupem České republiky do EU, naprosto tatáž překladatelská chyba se však nachází i v nařízení č. 714/2009, které původní předpis z roku 2003 nahradilo (čl. 13 odst. 2).

nepřekročil 200 milionů eur), což by si již v některých zemích s dominantním exportem nebo importem vynutilo nezanedbatelné zvýšení národních tarifů. To bylo neprůchodné zejména politicky.

Jedním z největších odpůrců IMICA se stala ČEPS, která mj. upozorňovala na její rozpor s nařízením 1228/2003 a která v roce 2007 po dohodě s regulátorem odmítla novou dohodu na půdorysu IMICA podepsat (na půl roku se tak ocitla zcela mimo kompenzační mechanismus společně se SEPS, která dohodu také nepodepsala). Tím významnou měrou přispěla k tomu, že IMICA byla nakonec smetena se stolu.

V této situaci nenašla Evropská komise odvahu prosadit prováděcí předpis k nařízení 1228/2003 silou, neboť tušila (nejspíš správně), že by si následné protesty některých členských zemí vynutily jeho rychlou novelizaci. K vydání tohoto předpisu, jehož existenci legislativa předpokládá již od roku 2004, tak nakonec došlo až v roce 2010⁸⁶. Na nařízení navazuje multilaterální dohoda uzavřená mezi 39 provozovateli přenosových soustav ze 34 evropských zemí – tento dvoukrokový proces umožnil zapojit do mechanismu i sedm nečlenských zemí EU, zejména pak Švýcarsko, které je křižovatkou tranzitních přenosů v kontinentální Evropě.

Současná závazná podoba kompenzací je výslednicí několikaletých diskusí a postupných úprav ITC mechanismu dojednaných na troskách překombinované IMICA. Původní mechanismus z let 2002–2003 zůstal v řadě ohledů zachován (např. poměry příspěvků exportních a importních zemí do společného fondu), ale nová pravidla přinesla i několik důležitých změn.

V první řadě došlo k rozdělení fondu na dvě samostatné složky – jedna slouží pro kompenzaci ztrát a druhá pro kompenzaci za tranzitní infrastrukturu.

Zřejmě nejdůležitější změnou proti původnímu ITC mechanismu i jeho nerealizované úpravě IMICA je finanční omezení objemu kompenzačního fondu na použití síťové infrastruktury pro tranzit, které bylo přímo v textu nařízení stanoveno na 100 milionů eur. Nevyřčenou poznámkou pod čarou tohoto kroku je úvaha, že kompenzace za použití infrastruktury by měly být do značné míry orientovány pouze na novou infrastrukturu vybudovanou v posledních deseti letech, neboť páteřní sítě národních elektrizačních soustav z 50.–90. let minulého století nebyly budovány pro účely přeshraničního obchodu, ale pro provoz domácí soustavy, a jako takové musejí být udržovány v chodu bez ohledu na přeshraniční přenos, který pouze zvyšuje jejich zatížení.

K zásadnějšímu přehodnocení filozofie fondu by mohlo dojít v případě, že by se Evropská unie rozhodla z takto vybraných prostředků financovat i strategické rozvojové projekty posilování evropské páteřní sítě, např. v posledních letech často diskutovaný Supergrid.

Kompenzace ztrát se podle nového mechanismu počítají podle tzv. pravidla With and Without Tranzit (WWT). Výpočet se provádí jako rozdíl celkových skutečných ztrát za uplynulé období, které musela příslušná tranzitní soustava kompenzovat dodatečnou dodávkou elektřiny, a odhadovanou výší ztrát, které by v dané tranzitní soustavě v daném období vznikly, pokud by tranzit

⁸⁶ Šlo o nařízení Komise č. 774/2010, které ale bylo prováděcím předpisem podle II. energetického balíčku, jehož účinnost končila v březnu 2011. Proto komise vzápětí poté vydala další nařízení č. 838/2010 s prakticky týmž obsahem, které již bylo prováděcím předpisem vztahujícím se ke III. energetickému balíčku. Toto druhé nařízení komise je v současnosti platné, účinné a závazné pro všechny členské státy EU.

neexistoval (tedy ztrát pro pokrytí domácích přenosů). Výsledkem jsou pak předpokládané ztráty pro pokrytí tranzitů.

Přijetím prováděcího předpisu Evropskou komisí zřejmě také na nějaký čas končí diskuse o tzv. jednotném tarifu, který předložila ČEPS s podporou ERÚ a MPO v roce 2007 jako možnou alternativu vůči dosavadnímu ITC mechanismu. Jednotný tarif by podle návrhu platili obchodníci, kteří elektřinu přes hranice přepravují, čímž by se náklady na tranzitní infrastrukturu přesunuly na ty, kteří z ní přímo benefitují⁸⁷.

Proti tomuto návrhu se však vzedmula vlna odporu zejména z bloku starých členských zemí EU (Německo, Francie, Belgie). Odpůrci zavedení přeshraničního tarifu argumentovali zejména tím, že jde de facto o krok zpět (před rok 2002), neboť znovu zavádí bariéru při přepravě elektřiny. Mezi další problémy, které nakonec přispěly k odmítnutí návrhu, patřily i nejasnosti při rozpočítávání nákladů na přenos v rámci implicitních aukcí (kde je přeshraniční obchod výslednicí mnoha atomických transakcí a není zde viditelný přímý původce obchodu, který by měl poplatek za přenos zaplatit) či problematika kompenzací za paralelní toky, které přeshraniční obchod vyvolává a které zatěžují i sousední soustavy, jež by však z tohoto poplatku nedostaly nic.

Jednotný tarif zařadila do své agendy i Topolánková vláda v rámci českého předsednictví v první polovině roku 2009, v té době však již finalizovaly přípravy III. energetického balíčku a takto významnou změnu se nepodařilo na poslední chvíli prosadit. Poslední ránu pak návrhu na zavedení jednotného tarifu zasadil pád vlády uprostřed předsednictví.

⁸⁷ Jeden z paradoxů současného mechanismu lze ukázat na blízkém prostředí České republiky. V zemích, kde není zaveden tarif na výrobu (G-komponenta), se příspěvky za exporty, které musí exportní země odevzdávat do společného fondu, přenášejí výhradně do domácích tarifů na spotřebu elektřiny (L-komponenta). Mezi tyto země patří i Česká republika. Paradoxně tak všichni čeští spotřebitelé prostřednictvím tohoto tarifu přispívají na vývoz české elektřiny do zahraničí, aniž by z tohoto exportu jakkoliv profitovali.

N a š a c e s t a v e d i e k v á m



Sme súčasťou energetického cievného systému Európy. Plníme strategickú, pre organizmus hospodárstva Slovenskej republiky životne dôležitú funkciu. Naším poslaním je vytvoriť podmienky na spoľahlivú dodávku elektriny všade tam, kde je nevyhnutná pre každodenný život a chod krajiny.



Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
Mlynské nivy 59/A, 824 84 Bratislava 26, Slovensko
www.sepsas.sk

10 SYSTÉMOVÉ A PODPŮRNÉ SLUŽBY A VYROVNÁVÁNÍ ODCHYLEK

Pavel Šolc, Miroslav Vrba

10.1 Definice systémových a podpůrných služeb

10.1.1 Systémové služby

Legislativa EU pojem systémové služby (SyS) explicitně nepoužívá. Nepřímo je nicméně vymezen v článku 12 Směrnice, kde jsou definovány povinnosti provozovatele přenosové soustavy. Podle něj zajišťuje PPS vhodné prostředky, jimiž lze plnit uložené služby, zajišťuje řízení toků v soustavě, odpovídá za bezpečnost a spolehlivost provozu přenosové soustavy, zajišťuje dostupnost potřebných podpůrných služeb a zajišťuje interoperabilitu propojených soustav. Ve skutečnosti to znamená provádění činností v oblasti řízení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou, zajištění technických pravidel pro interoperabilitu soustav v oblasti výkonové nerovnováhy a toků elektřiny, tedy ty činnosti, které jsou podstatou pojmu systémové služby.

V nejbližší budoucnosti (během roku 2016) se předpokládá schválení instrukce pro provoz přenosových soustav (Guidelines on transmission system operation, SO GL), která spojí síťové kódexy Provozní bezpečnost (Operational Security), Provozní plánování (Operational Planning and Scheduling) a Řízení výkonové rovnováhy a frekvence (Load-Frequency Control and Reserves). V nich budou přijaty i závazné podrobné definice, které jsou dnes součástí provozních smluv mezi provozovateli synchronně propojených soustav (viz kapitola 9), případně jsou ve vazbě na tyto smlouvy součástí národních legislativ.

10.1.2 Podpůrné služby

Pojem podpůrné služby (PpS, angl. ancillary services) je zaveden ve Směrnici a je definován velmi obecně jako „služby potřebné pro provozování přenosové soustavy“. Zavedení takto definovaného pojmu nicméně významně implikuje posun původně povinně poskytovaných služeb do oblasti jejich obstarávání na trhu. Základním normativním dokumentem pro synchronní oblast kontinentální Evropy, jejíž jsme součástí, je provozní příručka (Operational Handbook – OpHb) vydaná ENTSO-E (resp. jedním z jejích předchůdců – UCTE) a učiněná závaznou mnohostrannou smlouvou (Multilateral Agreement – MLA), kterou podepsali všichni provozovatelé přenosových soustav v synchronní zóně (a je de facto podmínkou pro propojení s touto zónou). OpHb obsahuje základní definice společného řízení a soubor jednotlivých „policies“ definujících technické a administrativní podmínky provozu a koordinace spolupráce provozovatelů. Policy 1 definuje oblast řízení výkonové rovnováhy a frekvence a její parametry (Load Frequency Control and Performance) – tedy právě systémové a podpůrné služby. V propojeném, hierarchicky strukturovaném

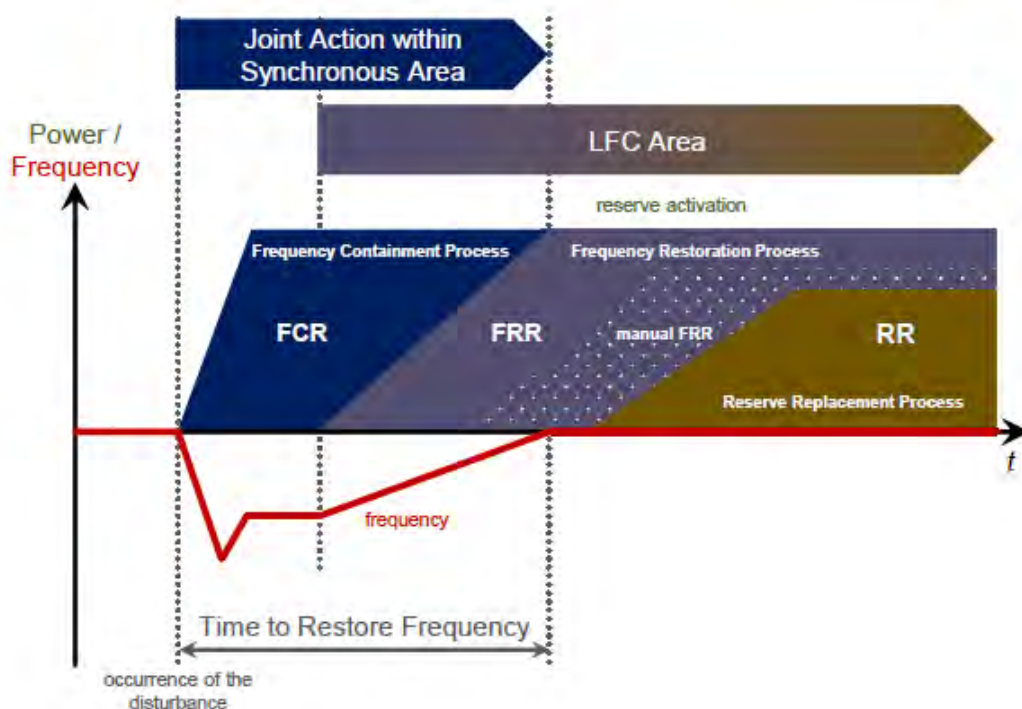
systemu synchronní oblasti bývalé UCTE definuje řídicí aktivity zajišťující řízení rovnováhy a frekvence (aktivity jsou uvedeny v časové a významové hierarchii pro zajištění rovnováhy, v jaké jsou též vyžadovány, aktivovány a kontrolovány), které jsou jednotlivými systémovými službami:

- **primární regulace** – sekundová rezerva a aktivita zajišťující společnou akci vedoucí ke stabilizaci nerovnováhy (na principu solidarity všech propojených TSO),
- **sekundární regulace** – minutová spojitá rezerva zajišťující obnovení vyčerpané rezervy primární regulace a návrat k rovnováze, zajišťované individuálně jednotlivými TSO na principu neintervence,
- **terciární regulace** – minutová rezerva doplňující vyčerpanou rezervu sekundární regulace a postupně ji nahrazující změnou nasazení výroby zdrojů či spotřeby a zajišťované individuálně jednotlivými TSO podle potřeb jejich soustav.
- **řízení času** – dlouhodobě vyrovnává odchylky synchronního času jako společná koordinovaná aktivita všech TSO.

Navržený síťový kodex o řízení výkonové rovnováhy a frekvence (Load-Frequency Control and Reserves) nepřináší žádné nové požadavky týkající se struktury záloh a regulace. Hlavní změnou a zaváděnými činnostmi jsou zlepšení monitoringu kvality frekvence a rozšířené požadavky na jeho zveřejňování. Proces řízení výkonové rovnováhy a frekvence je založen na nejlepších současných praktikách provozu elektrizačních soustav.

Proces řízení frekvence (Frequency Containment Process) vrací kmitočety po jeho narušení do ustáleného stavu společným působením frekvenční kontrolní zálohy (Frequency Containment Reserve, FCR, dnes primární záloha) v celé synchronní oblasti v rozsahu maximální přípustné odchylky.

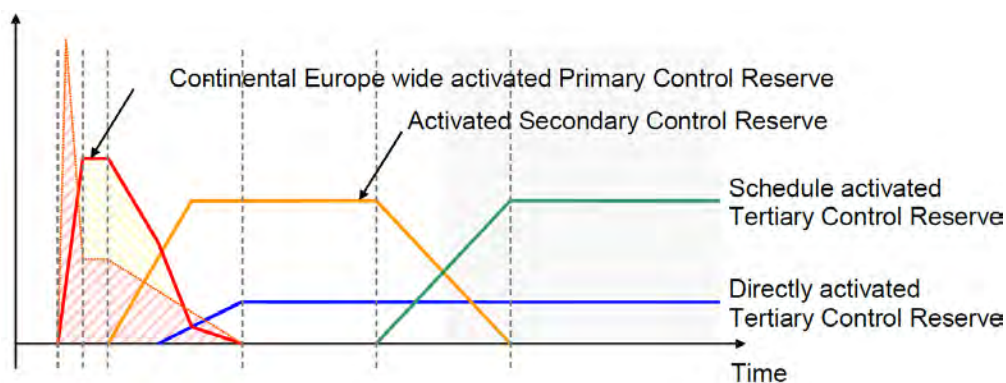
Obrázek 10.0a: Dynamická hierarchie procesu řízení výkonové rovnováhy a frekvence



Proces obnovy frekvence (Frequency Restoration Process) řídí frekvenci směrem k nominální hodnotě aktivací frekvenční obnovovací zálohy (Frequency Restoration Reserve, FRR, dnes sekundární záloha) a nahrazuje aktivovanou FCR. Proces obnovy frekvence je zahájen v kontrolní oblasti (Load Frequency Control Area), kde je rovnováha narušena.

Proces náhrady zálohy (Reserve Replacement Process) zaměřuje a podporuje aktivovanou FRR aktivací nahrazovacích záloh (Replacement Reserves, RR, dnes terciární záloha). Proces náhrady zálohy je zahájen v kontrolní oblasti, kde je rovnováha narušena.

Obrázek 10.0b: Princip frekvenční odchylky a následné aktivace záloh v kontinentální Evropě



10.1.3 Systémová služba Primární regulace

Na časové ose dochází v okamžiku výraznější změny společné frekvence vyvolané buď výpadkem většího zdroje nebo výpadkem větší spotřeby v řádu sekund k aktivaci rezerv primární regulace současně v systémech všech TSO na všech zařízeních zapojených do primární regulace, a to proporcionálně. Je tak okamžitě zvýšena výroba (v případě poklesu frekvence při výpadku výroby) či snížena výroba (v případě výpadku spotřeby), a tím je zastaven další pokles či růst frekvence a společnými opatřeními stabilizována frekvence (nikoliv na jmenovité hodnotě).

Všichni TSO se podílejí na tomto společném zásahu, který probíhá automaticky působením lokálních řídicích systémů na generátorech, případně jiných zařízeních reagujících na frekvenci. Celková velikost rezervy pro primární regulaci v propojené soustavě kontinentální Evropy je cca 3 000 MW, a postačuje tedy k pokrytí výpadku dvou největších bloků v celé soustavě (francouzské JE). Tato rezerva je plně aktivována při odchylce 200 mHz, to znamená, že celková citlivost v rámci primární regulace je 15 000 MW/Hz. Skutečná výše držených rezerv je však obvykle o něco vyšší.

Rezerva je rovnoměrně rozdělena po jednotlivých regulačních oblastech, aby nemohlo její aktivací dojít k přetížení linek. V konkrétním případě, například při výpadku jednoho bloku JE Temelín, je pomocí primární regulace okamžitě dodáváno chybějících 1 000 MW, což představuje vyčerpání 1/3 celkové rezervy. Z toho primární regulace na generátorech v ČR se podílí cca 30 MW, zbylých 970 MW je zajištěno na ostatních generátorech v celém evropském systému.

Po její aktivaci je tedy obnovena systémová rovnováha výroby a spotřeby, na kvazistacionární hodnotě frekvence, nicméně část rezervy je vyčerpána a sjednané mezinárodní výměny elektřiny jsou narušeny (do ČR neplánovaně přitéká 970 MW, které neplánovaně dodávají v daných proporcích ostatní členové synchronní oblasti). Tato systémová služba se nazývá „primární regulace frekvence“ a jejím cílem je rychle stabilizovat systém po incidentu na principu solidarity (podílejí se všichni).

Pro její zajištění je používána podpůrná služba „primární regulace výkonu bloku“, kterou povinně zajišťují TSO sdružení do synchronní zóny ve velikosti, která je pro každého z nich stanovena na každý rok příslušnou pracovní skupinou ENTSO-E. ČR zajišťuje v současné době z celkových 3 000 MW cca 90 MW. Velikost je stanovena na základě podílu výroby elektřiny v oblasti daného TSO k celkové výrobě elektřiny v synchronní zóně.

Podpůrnou službu zajišťuje každý TSO zejména ve své regulační oblasti, kontrahováním od výrobce, který jí poskytuje. Určitou část může nakoupit i v sousední regulační oblasti, ale pouze se souhlasem TSO, z jehož oblasti ji nakupuje, a výměna musí být odsouhlasena společným výborem všech TSO na základě výpočtů, které prokáží, že přesunutím části zajišťovaných rezerv do jiné oblasti nedojde při jejich aktivaci k ohrožení bezpečnosti (např. přetížením linek nebo nedostatkem rezerv v případě výpadku oblasti apod.). Výbor může stanovit určité limity přesunů. Ani flexibilita mezinárodního trhu a jeho podpora nesmí vést k situaci, kdy by byla většina rezervy v jedné části systému a při jeho odříznutí by zbytek nebyl životaschopný, nebo kdyby jeden silnější TSO vykoupil sousednímu veškeré rezervy.

10.1.4 Systémová služba Sekundární regulace

V navazujícím kroku, který začíná již v desítkách sekund a minut, je aktivována sekundární regulace. Ta je zajištěna rezervou na zařízeních v každé regulační oblasti jednotlivého TSO. Musí být aktivovatelná dálkově, je centrálně řízena a musí být dostatečná k vyrovnání jakékoliv odchylky do 15 minut. Tato rezerva je již aktivována řídicím systémem daného TSO, v jehož oblasti došlo k prvotnímu incidentu (výpadek výroby nebo spotřeby). Řídicí systém reaguje na odchylku skutečných hodnot přeshraničních výměn (exportu nebo importu) od sjednaných hodnot a v případě neplánovaného importu zajišťuje na zdrojích sekundární regulace dodávku chybějícího množství (v případě neplánovaného exportu naopak snížení dodávky). Cílem je nejpozději do 15 minut vyrovnat neplánované exporty/importy vzniklé výpadkem na původní hodnoty. V případě zmiňovaného výpadku 1 000 MW bloku JE Temelín musí tedy do 15 minut naběhnout v soustavě ČR rezervy v této výši.

Tak jak rezervy postupně nabíhají, vrací se frekvence zpět na stabilizovanou hodnotu a s tím jsou postupně (opět proporcionálně) deaktivovány naběhlé rezervy primární regulace. Do 15 minut by tedy měla být frekvence opět na nominální hodnotě, primární rezerva obnovena v plné výši, přeshraniční výměny mezi státy (exporty/importy) vráceny do plánovaných hodnot pro danou obchodní hodinu a ve státě, v němž došlo k incidentu, pokryla sekundární rezerva plně výpadek. Systém jako celek je připraven zvládnout další výpadek. Tato systémová služba je nazývána „sekundární regulace frekvence a salda předávaných výkonů“ a zajišťuje plný návrat systému do výchozího stavu z hlediska frekvence a bilance jednotlivých regulačních oblastí na principu neintervence. Každý TSO si musí vyrovnat odchylku, která u něj vznikla. Pro zajištění této systémové služby se používají zejména podpůrné služby „sekundární regulace výkonu bloku“ a minutová záloha. Policy 1 definuje minimální velikost rezervy pro sekundární regulaci v regulační oblasti každého TSO takto:

$$SR = \sqrt{(a \cdot L_{max} + b^2)} - b$$

L_{max} maximální očekávané zatížení (spotřeba) dané oblasti [MW]

a, b empirické konstanty, a = 10, b = 150

TSO musí udržovat velikost sekundární rezervy minimálně na této úrovni, a to prostřednictvím dálkového řízení – obvykle točivé rezervy na generátorech poskytujících podpůrnou službu

sekundární regulace výkonu bloku. Současně ale musí TSO zajistit ve svých rezervách takový výkon, aby v rámci systémové služby sekundární regulace byl schopen pokrýt výpadek jakékoliv jednotky (výroby, spotřeby) ve své oblasti. Pokud je tedy v regulační oblasti TSO instalován například výrobní blok nebo uzel spotřeby, jehož výkon je větší než výše stanovené minimum, pak musí příslušný TSO držet rezervu ve výši největší jednotky. Část rezervy (až do výše rozdílu mezi výkonem největší jednotky a minimálním rezervou danou vzorcem) však může držet na netočivých záložních strojích, které jsou schopny najet do 15 minut – tj. v rámci podpůrné služby minutová záloha.

Přeshraniční obchod se sekundární regulací je podle pravidel možný, ale poměrně komplikovaný a doposud málo využívaný. Rezervu danému TSO 1 (reserve receiving TSO) poskytuje výrobce v oblasti sousedního TSO 2 (reserve connecting TSO) ve dvou možných variantách. Buď TSO 1 při řízení rezervy poveluje rovnou příslušného výrobce (tj. řídí výkon bloku v jiné regulační oblasti), nebo ji dostává od TSO 2. Aby to bylo reálně proveditelné, musí být hodnota aktivovaného výkonu zahrnuta do salda systému TSO 1 (tam jí přímo přičítá řídicí systém, který jí aktivuje) i TSO 2 (signál o aktivaci je předáván kromě daného výrobce i TSO 2 a odečítá se od salda oblasti 2). Dodávka regulační energie od výrobce je tedy vnímána jako ex ante sjednaná dodávka (i když se „sjednává“ v reálném čase).

10.1.5 Systémová služba Terciární regulace

Systém jako celek je tedy po aktivaci sekundární regulace zpět v normálu, ne tak už příslušný stát (TSO), který na obnovení již nemá sekundární rezervu. Jeho úkolem je aktivovat minutovou zálohu (změna výroby nebo spotřeby nebo sjednání dodatečného importu nebo exportu) tak, aby dodatečná změna dodávky umožnila obnovit vyčerpanou sekundární rezervu, což znamená navrátit točivé stroje doprostřed regulačního pásma a odstavit rychle startující zálohy tak, aby byly připraveny na další incident.

Tento děj má proběhnout co nejdříve. Přesný čas není zatím stanoven, protože závisí na místních a časových podmínkách a souvislostech, nicméně všeobecný náhled počítá s obnovením rezervy sekundární regulace zhruba do jedné hodiny po incidentu. Žádný TSO tedy není nucen k dlouhodobé neplánované dodávce, každý systém si musí svou rovnováhu zajistit sám.

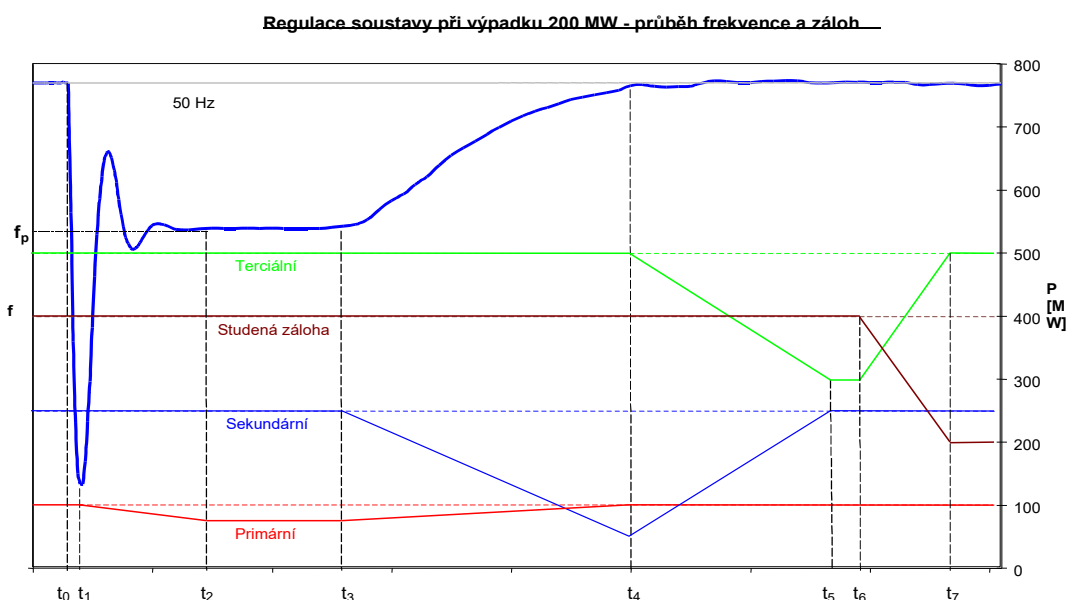
To ovšem neznamená, že nemůže dojít k dohodnuté dodávce mezi dvěma TSO, která operativně vyrovná vzniklý deficit. Na tuto dohodu je k dispozici ona doba 15 minut až 1 hodina, po kterých se na základě dohody sjedná export a import, změní se saldo, a tím se z neplánované dodávky ode všech ostatních stane plánovaná dodávka od jednoho či více z nich. Pro zajištění terciární regulace slouží celá škála podpůrných služeb a opatření na straně výroby a spotřeby nebo v jejich kombinaci. Jedná se o různé typy točivých a netočivých rezerv. Podpůrné služby jsou velice pestré a nejsou standardizovány, neboť závisí na typu zařízení v dané soustavě. V některých soustavách podle typu spotřeby může jít o regulaci spotřeby, v některých soustavách o využívání akumulace energie (vodní elektrárny, akumulace tepla v teplárenských soustavách, energie stlačeného plynu nebo vzduchu, velké akumulátory elektřiny atd.).

Zatímco velikost rezervy pro sekundární regulaci má přesná pravidla, velikost rezervy pro terciární regulaci je ponechána na zvážení jednotlivým TSO. Musí být taková, aby zajistila v konkrétních podmínkách včasnou obnovu vyčerpané sekundární rezervy. Takže například TSO, jehož sousedi mají většinu roku trvale volné kapacity a má volnou přenosovou kapacitu, se může ve značném rozsahu spolehnout na uzavření rámcových smluv na dovoz regulační energie a omezit držení vlastních rezerv. Stejně tak pokud v dané oblasti existuje trvale vysoce likvidní vnitrodenní trh nebo pokud si výrobci udržují vlastní rezervy, může být velikost držených rezerv pro terciární

regulaci značně snížena. Pokud tyto možnosti nejsou, měla by být velikost rezerv pro terciární regulaci minimálně na úrovni velikosti rezerv pro sekundární regulaci, aby ji mohla v plném rozsahu obnovit.

Přeshraniční obchod s terciární regulací probíhá prostřednictvím operativního sjednávání salda. Pokud si TSO 1 rezervuje regulační výkon (podpůrnou službu terciární regulace výkonu bloku nebo minutovou zálohu) v sousední oblasti, pak při aktivaci instruuje výrobce k zahájení dodávky od příští hodiny či půlhodiny (podle dohody) a změnu salda (dodatečný import či export) registruje v rámci vnitrodenních změn salda (viz kapitola 9). Předpokladem je dostatek trvale volné kapacity mezi oběma TSO, neboť podle současných pravidel nelze dopředu rezervovat kapacitu pro garantované podpůrné služby (může se tedy stát, že kapacita je plně využita pro obchod s elektřinou a pak by nakoupená rezerva nemohla být ve směru „zaplněné kapacity“ aktivována).

Obrázek 10.1



10.1.6 Systémová služba Řízení času

Každá změna frekvence v soustavě znamená odchylku od standardního/univerzálního času. Tato odchylka se musí projevit tam, kde je synchronní frekvence používána pro řízení času. Proto je nutné zajistit, aby se kladné a záporné odchylky dlouhodobě vyrovnávaly a k tomu slouží korekce frekvence na čas. Cílem této služby je monitorovat a řídit celkovou odchylku synchronního a obecného času a udržet ji ve stanovených limitech. Je nastavena tolerance času ve výši ± 20 sekund. Časová odchylka je kalkulována každý den v 8.00 h koordinátorem synchronní zóny (viz kapitola 9). Relevantním časem je středoevropský letní čas. Pokud je odchylka času uvnitř limitu, korekce je rovna nule. Pokud je mimo povolený rozsah, stanoví se korekce ± 10 mHz (podle směru odchylky). Tato korekce slouží k nastavení cílové frekvence v řídicích systémech všech TSO. To znamená, že stanovená odchylka, která je všem oznámena, je v rámci denní přípravy provozu nastavena do řídicích systémů. Ty pak regulují na korigovanou frekvenci a tím čas dohánějí (při zpoždění) nebo naopak brzdí (při zrychlení). Korekce je každý den oznámena do 10.00 h všem TSO a platí pro následující den.

10.1.7 Podpůrné služby v České republice

Jednotlivé podpůrné služby jsou v ČR v současné době definovány v Kodexu PS a dále v rámcové smlouvě, kterou uzavírá ČEPS s poskytovateli.

Podpůrnou službu **primární regulace** (PR) poskytuje poskytovatel na výrobních blocích připojených k ES ČR. Primární regulace je lokální automatická funkce zajišťovaná obvody primární regulace, spočívající v přesně definované změně výkonu elektrárenského bloku v závislosti na odchylce frekvence od zadané hodnoty. Jedná se o změnu výkonu elektrárenského bloku vyžadovanou obvody primární regulace v závislosti na odchylce frekvence.

Poskytováním PR se rozumí rezervace a případná aktivace smluvené hodnoty RZPR dle požadavku ČEPS v celém rozsahu poskytované služby. Poskytovatel PpS primární regulace f bloku (PR) musí zajistit uvolnění požadované regulační zálohy (RZPR) do 30 sekund od okamžiku vzniku výkonové nerovnováhy. Maximální rezervovaná velikost (RZPR) na bloku je uvolňována při změně kmitočtu o 200 mHz od zadané hodnoty (platí pro bloky do 300 MW) a pro bloky nad 300 MW se uvažuje s uvolněním maximální rezervované velikosti (RZPR) při změně kmitočtu o 100 mHz od zadané hodnoty.

Z důvodu omezení vlivu výpadků bloků poskytujících tuto PpS na souhrnnou zálohu je stanovena maximální velikost vykupované (RZPR) od jednoho bloku 10 MW. Minimální velikost vykupované (RZPR) od jednoho bloku je 3 MW, přičemž platí regulační rozsah $PR = 2 \cdot RZPR$.

Primární regulaci poskytují točivé zdroje, a to typicky uhelné a paroplynové elektrárny. Je instalována i na vodních a jaderných elektrárnách a plynových turbínách, ale z důvodů specifčnosti provozu a časového režimu se používá, jen je-li to nezbytné.

Využití/aktivace primární regulace probíhá v okamžiku větší odchylky frekvence – obvykle při větším výpadku výroby nebo spotřeby v propojeném systému. Nabíhá v řádu jednotek sekund a dodávka energie obvykle končí v řádu desítek sekund až minut, kdy je nahrazena sekundární regulací. Jedná se o maximálně jednotky případů za den. Energie dodaná v rámci této služby proto není vyhodnocována, neboť se pohybuje v řádu měřicí chyby.

Podpůrnou službu **sekundární regulace** (SR) poskytuje poskytovatel na výrobních blocích připojených k ES ČR a regulátoru ČEPS při zajištění přenosu dat mezi poskytovatelem a ČEPS. Sekundární regulace P bloku je proces změny hodnoty výkonu regulovaného bloku tak, jak je požadováno sekundárním regulátorem frekvence a salda předávaných výkonů.

Využití regulační zálohy sekundární regulace je dáno algoritmem sekundárního regulátoru dispečinku ČEPS. Poskytováním SR se rozumí rezervace a aktivace smluvené hodnoty RZSR dle požadavku ČEPS v celém rozsahu poskytované služby. Poskytovatel PpS sekundární regulace P bloku musí velikost RZSR bloku realizovat určenou rychlostí nejpozději do 10 minut od pokynu dispečera ČEPS, přičemž platí regulační rozsah $SR = 2 \cdot RZSR$. Minimální rychlost změny výkonu bloku v rámci RZSR je 2 MW/min. Minimální hodnota poskytované RZSR na jednom bloku je 10 MW, maximální činí 70 MW.

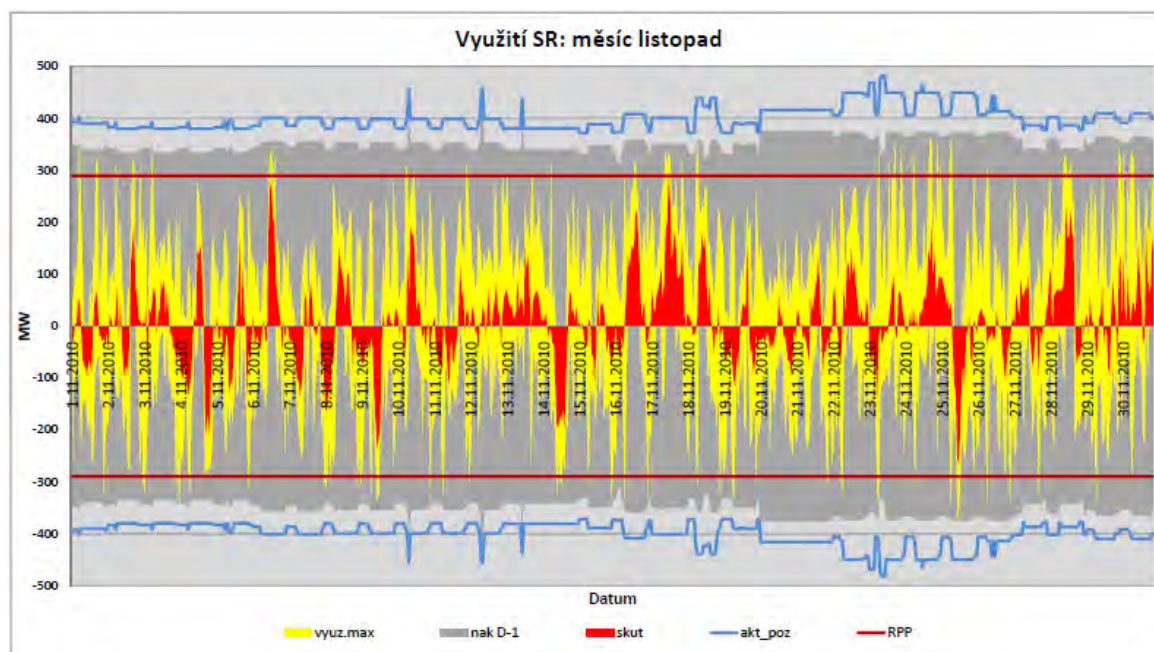
Poskytovateli PpS sekundární regulace P bloku je umožněna asymetrická alokace RZSR na bloky poskytovatele. V takovém případě je poskytovatel povinen splnit v každém obchodním intervalu smluvně sjednaný výkon SR v sumě za všechny své zdroje poskytující SR. Povinnost dodržení minimální ani maximální hodnoty poskytované RZSR na jednom bloku tímto není nijak dotčena. Okamžité hodnoty mezí pro SR předávané řídicímu systému ČEPS musí odpovídat možnostem bloku,

okamžitému stavu provozního zařízení a musí respektovat možná omezení (např. omezení teplotou chladicí vody, vlastnostmi paliva, teplofikačními režimy, provozem vysokotlakého odběru, atd.).

Sekundární regulaci poskytují točivé stroje v rozsahu, který je dán zejména jejich dynamikou. Typicky jsou to větší uhelné a paroplynové elektrárny, případně i jaderné a vodní elektrárny (podobně jako u primární regulace málo používáno). Sekundární regulace je aktivována prakticky nepřetržitě. Reaguje na okamžitý vývoj odchylky.

Pokud je dobře udělána příprava provozu a vhodně využívána terciární regulace pro nahrazení regulace sekundární, měla by se celková dodávka energie pohybovat okolo nuly. Ve skutečnosti jsou hodiny typické pro kladnou a typické pro zápornou aktivaci, s využitím typicky v pásmu 20 až 50 % regulačního rozsahu. Vyskytují se však i hodiny, kdy je využívána v plném rozsahu mezi (v případě výpadků zdrojů kladným směrem, v případě výpadků spotřeby nebo vynuceného provozu obnovitelných zdrojů záporným směrem). Ukázkou využití SR v měsíci je graf na obrázku 10.2. Červená barva ukazuje hodinovou hodnotu středního výkonu, žlutá pak maximální aktivovaný výkon v průběhu hodiny.

Obrázek 10.2



Podpůrná služba **minutová záloha** (MZ_t) ($t = 5, 15$ minut) je poskytována elektrárenskými bloky, které jsou do t minut od příkazu dispečinku ČEPS schopny poskytnout sjednanou regulační zálohu $RZMZ_t \pm$. Minutovou zálohou se rozumí požadovaná změna výkonu, kladná nebo záporná, na svorkách poskytujícího zařízení. Regulační minutová záloha kladná $RZMZ_t +$ může být realizována například zvýšením výkonu bloku, odpojením čerpání (u PVE), nenajetím programovaného čerpání nebo odpojením odpovídajícího zatížení od ES ČR.

Regulační minutová záloha záporná $RZMZ_t -$ může být realizována například snížením výkonu bloku či připojením odpovídajícího zatížení k ES ČR.

Minimální velikost minutové regulační zálohy $RZMZ_t$ pro $t = 15$ jednoho bloku, případně zařízení, je 10 MW. Maximální velikost MZ_{15} na jednom zařízení je 70 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Doba aktivace služby není omezena. Minimální velikost minutové regulační

zálohy $RZMZ_t$ pro $t = 5$ u jednoho bloku, případně zařízení, je 30 MW (pokud není s provozovatelem PS dohodnuto jinak). Maximální velikost regulační zálohy určuje ČEPS. Minimální doba, po kterou musí být garantováno poskytování 5ti minutové regulační zálohy $RZMZ_5$, jsou čtyři hodiny, a to i v případě aktivace této služby na konci intervalu její rezervace.

Obrázek 10.3 (zdroj: Kodex PS, část II.)

Tabulka rozdělení regulačních záloh a energií				
Časový rámec	Rozdělení podle času	Rozdělení podle typu	Nakupovaná služba	Certifikace
0.5 minut	RZV Regulační záloha vteřinová		RZPR Regulační záloha primární regulace	Ano
5 minut	RZ ₅ Regulační záloha dosažitelná do 5 minut	RZ ₅ ⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 5 minut	RZMZ ₅ Regulační záloha minutová dosažitelná do 5 minut	Ano
15 minut	RZ ₁₅ Regulační záloha dosažitelná do 15 minut	RZSR Regulační záloha sekundární regulace	RZSR Regulační záloha sekundární regulace (PE, JE, PPE)	Ano
		RZ ₁₅ ⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 15 minut	RZMZ ₁₅ ⁺ Regulační záloha minutová kladná dosažitelná do 15 minut	Ano
		RZ ₁₅ ⁻ Regulační záloha záporná dosažitelná do 15 minut	RZQS ₁₅ Regulační záloha rychle startující dosažitelná do 15 minut	Ano
30 minut	RZ ₃₀ Regulační záloha dosažitelná do 30 minut	RZ ₃₀ ⁺ Regulační záloha kladná dosažitelná do 30 minut	RZMZ ₃₀ ⁺ Regulační záloha minutová kladná dosažitelná do 30 minut	Ano
			EregZ ₃₀ ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná dosažitelná do 30 minut	Ne
			EregZG ₃₀ ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná garantovaná dosažitelná do 30 minut	Ne
			Ereg ₃₀ ⁺ Regulační energie kladná dosažitelná do 30 minut	Ne
		RZ ₃₀ ⁻ Regulační záloha záporná dosažitelná do 30 minut	RZSV ₃₀ Regulační záloha snížení výkonu dosažitelná do 30 minut	Ne
			EregZ ₃₀ ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná dosažitelná do 30 minut	Ne
			EregZG ₃₀ ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná garantovaná dosažitelná do 30 minut	Ne
			Ereg ₃₀ ⁻ Regulační energie záporná dosažitelná do 30 minut	Ne
více než 30 minut	RZ _{>30} Regulační záloha dosažitelná v čase delším než 30 minut		Ereg _{>30} ⁺ Regulační energie kladná	Ne
			Ereg _{>30} ⁻ Regulační energie záporná	Ne
			EregZ _{>30} ⁺ Regulační energie ze zahraničí kladná	Ne
			EregZ _{>30} ⁻ Regulační energie ze zahraničí záporná	Ne

Podpůrnou službu **snížení výkonu (SV₃₀)** poskytují bloky schopné změnit výkon do 30 minut od pokynu dispečera (snížení výkonu nebo plné odstavení bloku. Na rozdíl od minutové zálohy nejde

o dálkově řízenou službu. Je využívána v mimořádných situacích. Minimální doba, po kterou musí být garantováno její využití po aktivaci dispečerem ČEPS, je 24 hodin.

Podpůrná služba **sekundární regulace U/Q** je automatická funkce využívající certifikovaný rozsah jalového výkonu bloku pro udržení zadané velikosti napětí v pilotních uzlech přenosové soustavy a zároveň rozděluje vyráběný jalový výkon na jednotlivé stroje.

Podpůrná služba **schopnost ostrovního provozu** je schopností daného bloku pracovat do vydělené části přenosové soustavy při jejím rozpadu a udržet provoz daného ostrova. Podstatou je schopnost provozu bloku ve velkém rozsahu změn frekvence a s vysokou rychlostí změn.

Podpůrná služba **schopnost startu ze tmy (BS)** je garantovanou schopností bloku najet bez pomoci vnějšího napětí na jmenovité otáčky a dosáhnout jmenovitého napětí, schopnost zajistit připojení k síti a schopnost provozu v ostrovním režimu do doby synchronizace ostrova se soustavou.

10.2 Charakteristiky řízení podpůrných služeb a jejich nasazování v dispečerském řízení

Primární regulací se rozumí proporcionální korekce výkonu jednotlivých turbogenerátorů podle odchylky kmitočtu měřené v místě elektrárny. Závislost mezi odchylkou kmitočtu a odpovídající změnou výkonu se realizuje v obvodech bloku a je vyjádřena vztahem:

$$\Delta P = \left(\frac{100}{S} \cdot \frac{P_n}{f_n} \right) \cdot \Delta f$$

S	statika primární regulace (%)
Δf	odchylka kmitočtu ($f - f_z$) [Hz]
F	okamžitá hodnota kmitočtu, měřená v místě elektrárny [Hz]
F_z	zadaná hodnota kmitočtu v obvodech PR bloku [Hz]
F_n	jmenovitá hodnota kmitočtu [Hz]
ΔP	změna výkonu vyvolaná změnou kmitočtu Δf [MW]
P_n	jmenovitý výkon turbogenerátoru [MW]

Každá soustava udržuje předepsanou velikost primární regulace v každém okamžiku, se zřetelem na výpadky bloků. Obvykle se tedy udržuje velikost PR s využitím principu N – 1, tedy udržuje se taková celková výše, aby i při výpadku kteréhokoliv bloku poskytujícího PR byla dodržena daná hodnota. Vzhledem k tomu, že primární regulace je aktivována pouze krátkodobě, používá se často možnosti krátkodobého přetížení turbogenerátoru. Blok tedy může jet na plný jmenovitý výkon a při aktivaci kladné PR je využito právě možnosti přetížení, neboť jde maximálně o minuty provozu. Primární regulace pracuje nezávisle, ze strany řídicího systému je pouze monitorován stav zapnutí (a tedy celkový přehled o disponibilním výkonu) a správnost aktivace PR se vyhodnocuje zpětně při statistické analýze chování v době výpadku.

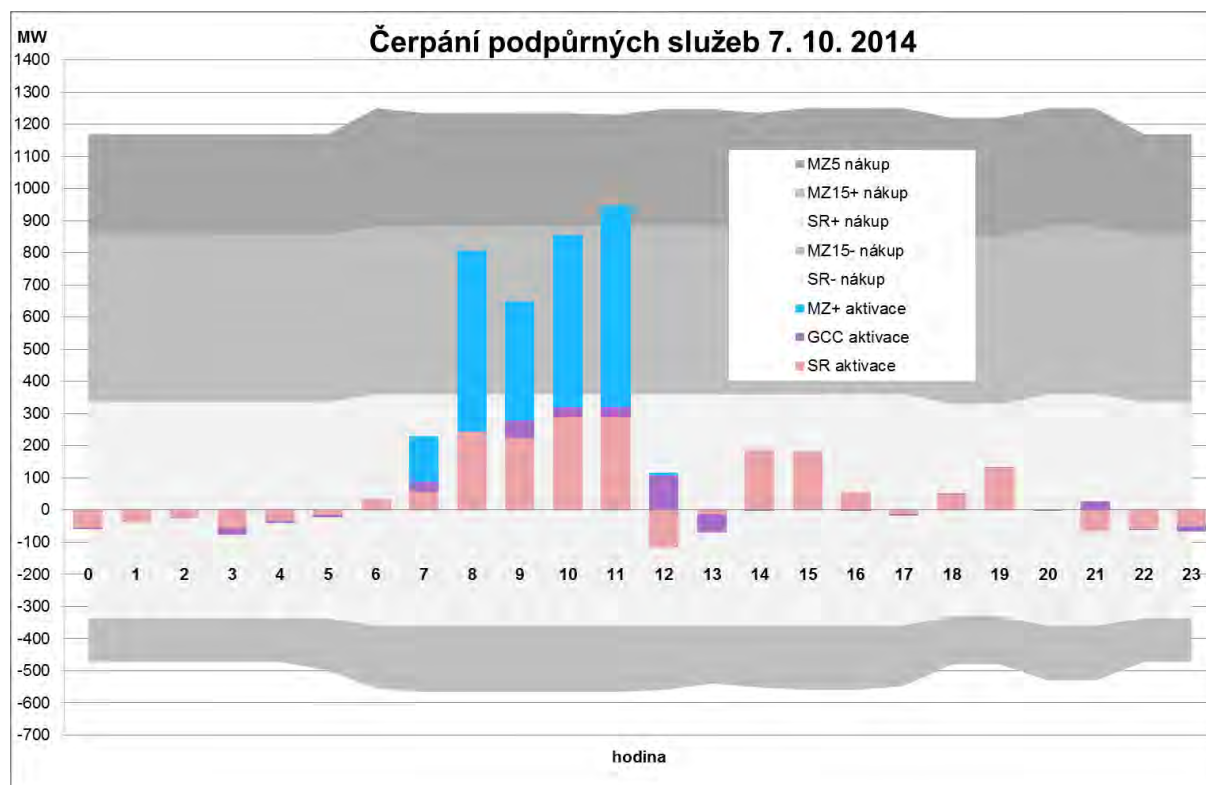
Sekundární regulací je zajišťováno řízení frekvence a salda předávaných výkonů s cílem minimalizovat odchylku skutečného a plánovaného salda a zajistit aby okamžitá hodnota salda nepřesáhla ± 100 MW a hodinová energie odchylky nepřesáhla ± 20 MWh/hod. Fungování regulace popisuje vzorec:

$$ACE = \Delta P - K \Delta f$$

ACE	regulační odchylka (Area Control Error)
$\Delta P = P - P_0$	odchylka salda předávaných výkonů
P	okamžitá hodnota salda, měřená jako součet výkonů předávaných mezi ES ČR a ostatními partnery v propojené ES ENTSO-E; označení +P je dovoz a -P je vývoz elektrické energie z ES ČR
P_0	plánovaná hodnota salda zadaná na sekundárním regulátoru
$\Delta f = f - f_0$	odchylka kmitočtu
F	okamžitá hodnota kmitočtu
f_0	zadaná hodnota kmitočtu na sekundárním regulátoru; zpravidla je $f_0 = 50$ Hz; pro vyrovnání energetického a astronomického času se f_0 nastavuje podle metodiky ENTSO-E na hodnoty 50,010 nebo 49,990 Hz.
K	konstanta určená ENTSO-E pro ES ČR

Část řídicího systému dispečinku, která řídí sekundární regulaci, se nazývá AGC (automatic generation control). Pro každý generátor poskytující sekundární regulaci má nastaveny meze, ve kterých může blok řídit (regulační rozsah plánovaného nasazení bloku pro výrobu elektřiny P_{BASE}) a strmost bloku v MW/min. vyjadřující maximální povolené tempo změny výkonu dané technickými charakteristikami bloku. AGC rovnoměrně rozpočítá okamžitou odchylku ACE mezi všemi bloky poskytující SR s respektováním jejich dynamiky a spočte žádanou hodnotu P_z , kterou vyšle na blok. Tyto hodnoty přepočítává každou sekundu.

Graf 10.4



V případě záporné odchylky (nedostatek výkonu v soustavě a neplánovaný import) aktivuje kladnou SR a postupně pomocí zvyšující se P_z zvyšuje výkon bloku. Jakmile je odchylka kladná (přebytek elektřiny a tedy neplánovaný export), postupně pomocí snižující se P_z snižuje výkon bloku. Na regulaci se tedy v každém okamžiku podílejí všechny bloky zapnuté do sekundární regulace.

Regulační záloha typu MZ_t je aktivována prakticky výlučně při výpadku výrobního bloku v soustavě. Ke startu dává souhlas vedoucí směny a záloha je aktivována dálkově nebo telefonickým pokynem dispečera. Pro případy výpadků může ještě dispečer čerpat havarijní výpomoc ze zahraničí. Tato výpomoc v rozsahu několika stovek MW je poskytována na principu reciprocity sousedními operátory a slouží k okamžitému řešení mimořádných výpadků do doby, než budou aktivovány domácí rezervy. Obvykle jde o maximálně hodiny.

Graf 10.4 ukazuje schematicky průběh pokrytí velkého výpadku jednotlivými zdroji regulační energie a podpůrnými službami.

10.3 Podmínky poskytování PpS, kvalifikační procedury, vyhodnocování PpS

Všechny podpůrné služby musí splňovat tyto obecné požadavky:

- měřitelnost – se stanovenými kvantitativními parametry a způsobem měření;
- garantovaná dostupnost služby během denního, týdenního a ročního cyklu s možností vyžádat si inspekci;
- certifikovatelnost – stanovený způsob prokazování schopnosti poskytnout služby pomocí periodických testů;
- možnost průběžné kontroly poskytování.

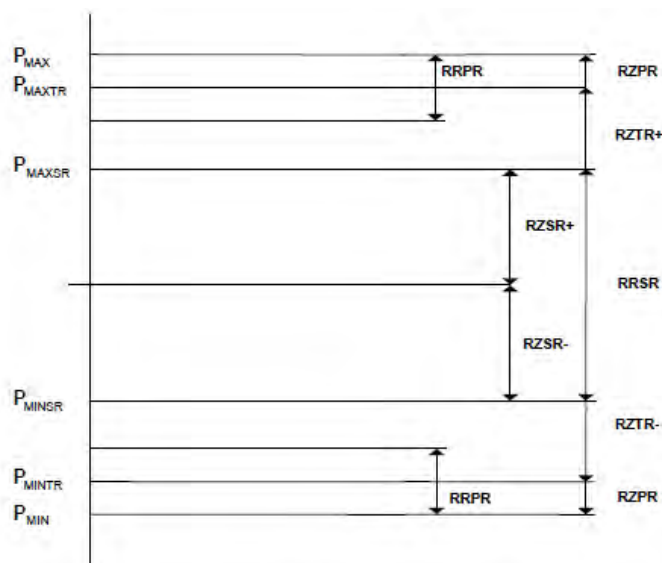
Na jednom bloku může být poskytováno více podpůrných služeb. Jejich nastavení je schematicky znázorněno na obrázku 10.5.

ČEPS obstarává PpS za nediskriminačních podmínek od všech subjektů, které prokáží splnění technických podmínek stanovených v Kodexu PS. Služby nakupuje podle obchodních podmínek, které jsou obsaženy ve standardizované rámcové smlouvě uzavírané po prokázání technické způsobilosti.

Poskytovatel (PpS) musí mít k datu poskytování služeb, resp. k datu výběru:

- platnou a účinnou „Dohodu o přistoupení k všeobecným obchodním podmínkám nákupu a poskytování podpůrných služeb“,
- platný certifikát pro poskytování PpS,
- souhlas držitele licence na distribuci s poskytováním PpS v případě, že se jedná o zdroj vyvedený do distribuční soustavy,
- zavedeno užívání elektronického podpisu a certifikátů,
- připojení do ŘS ČEPS a „Protokol o úspěšném provedení zkoušek bod-bod a funkčních testů“.

Obrázek 10.5: Příklad rozložení výkonových záloh pro podpůrné služby na elektrárenském bloku (zdroj: Kodex PS, část II.)



- P_{MAXSR} ... Největší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR).
- P_{MINSR} ... Nejmenší výkon bloku použitelný pro sekundární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRSR).
- P_{MAXTR} ... Největší výkon bloku použitelný pro terciární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRTR).
- P_{MINTR} ... Nejmenší výkon bloku použitelný pro terciární regulaci P bloku v regulačním rozsahu (RRTR).
- P_{MAX} ... Technické maximum bloku.
- P_{MIN} ... Technické minimum bloku.

Zájemce o poskytování PpS předá ČEPS žádost, ve které ji informuje o svém záměru stát se poskytovatelem PpS. Spolu s touto žádostí předá poskytovatel dokumenty dokládající historii společnosti (výpis z obchodního rejstříku, výroční zprávy za tři roky atd.). Na základě této žádosti stanoví ČEPS termín jednání spolu se seznamem technických údajů zařízení žadatele potřebných k jednání včetně požadavků na zpracování „Studie provozních možností výroby poskytovat PpS“ a případně „Studie možných konfigurací a variant fiktivního bloku“. ČEPS musí navrhnout datum jednání do 30 dnů od obdržení žádosti. Na jednání předloží žadatel požadované údaje. ČEPS informuje žadatele o základních požadavcích na poskytovatele podpůrných služeb, včetně používané technologie elektronické komunikace. Zápisem z tohoto jednání se stanoví závazný časový harmonogram dalších kroků v tomto pořadí:

- protokol o provedení zkoušky „bod-bod“ a funkčních testů,
- předání certifikátu bloku pro nabízenou PpS,
- podepsání Dohody PpS,
- přístup do ePortálu MMS.

Certifikace je proces ověření technické způsobilosti dodávat podpůrné služby. Je to soubor měření a vyhodnocení provozu bloku v režimu poskytování PpS prováděný nezávislým soukromým subjektem (certifikátorem) podle podmínek popsanych v Kodexu PS. Certifikátora na základě ověření způsobilosti autorizuje ČEPS; cílem je zajistit pro každou podpůrnou službu nejméně dva nezá-

vislé certifikátory. Jejich seznam je zveřejňován na webových stránkách ČEPS. Provádění certifikačních měření PpS je možné pouze na základě autorizace, o jejímž udělení rozhoduje ČEPS na základě písemné žádosti. Na udělení autorizace pro provádění certifikačních měření není právní nárok. ČEPS uděluje autorizaci na certifikační měření PpS, prokáže-li žadatel splnění podmínek odborné, technické a finanční způsobilosti a nezávislosti. Odvolání proti rozhodnutí ČEPS je možné podat k ERÚ, který může vyzvat ČEPS k udělení autorizace.

Certifikátor provádí měření a testování technické způsobilosti zařízení pro poskytování PpS podle postupů stanovených Kodexem PS. Výsledkem je vydaný certifikát ověřující splnění podmínek, stanovení certifikovaných parametrů podpůrné služby a bloku a protokol o měření. Závazná podoba certifikátu je stanovena v Kodexu PS. Certifikace se provádí na základě smlouvy mezi certifikátorem a budoucím poskytovatelem. Certifikace je pravidelná a poskytovatel ji musí absolvovat při zahájení poskytování dané PpS a potom v intervalu stanoveném ČEPS pro jednotlivé služby (obvykle čtyři roky). V případě opakovaných vyhodnocení snížené kvality regulace může ČEPS vyžádat mimořádnou certifikaci a do doby jejího provedení pozastavit účinnost původního certifikátu.

Vyhodnocování kvality dodávaných PpS provádí dispečink ČEPS statistickým vyhodnocováním provozu zdroje. U dálkového řízení je hlavní vyhodnocovanou veličinou rozdíl (odchylka) mezi skutečným výkonem bloku v čase t a požadovaným výkonem bloku v daném čase. Střední statistická odchylka $O_{stř}$ určuje statickou chybu regulace, střední kvadratická odchylka δ_0 určuje dynamickou chybu – kolísání skutečného výkonu kolem žádaného.

U primární regulace je vyhodnocována celková doba zapnutí do regulace (doba provozu v min/h), šířka pásma v MW a dále statistické vyhodnocení chování při změnách kmitočtu (na vzorku 24 hodin se sleduje minimální střední kvadratická odchylka skutečného výkonu bloku od výkonu požadovaného výkonu). Pokud signalizuje odchylky, lze provést testování bloku. To se provádí při vypnutí z regulace simulací skokové změny kmitočtu o ± 200 mHz na vstupu obvodů PR. Vyhodnocuje se průběh výkonu bloku, tedy to, zda lineárně reaguje aktivací rezervy na odchylku kmitočtu až do maxima, a to strmostí danou nastavenou statikou regulátoru.

U sekundární regulace se vyhodnocuje doba provozu (min/h), šířka pásma (MW) jako průměrná hodinová hodnota šířky pásma (regulačních mezí) vysílaných terminálem elektrárny/bloku do řídicího systému a dále zatěžovací rychlost odpovídající minimálním podmínkám kodexu (2 MW/min) a sjednané hodnotě. Kvalita regulace stanovena stavem (vyhověl/nevychověl) pro každou hodinu je dána minimálním počtem minut provozu v regulaci (57 min/h) a dodržením šířky pásma v toleranci ± 5 % sjednané hodnoty. Dále se vyhodnocuje střední odchylka.

U minutové zálohy se vyhodnocuje disponibilita rezervy (připravenost k najetí) a úspěšnost aktivace (najetí rezervy na povel v době smluvně stanovené).

10.4 Obchodní zajištění PpS

Dle § 2 odst. 2 písm. a) bodu 8 zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon) v platném znění jsou „podpůrnými službami činnosti fyzických či právnických osob, jejichž zařízení jsou připojena k elektrizační soustavě, které jsou určeny k zajištění systémových služeb, a po jejichž aktivaci zpravidla dochází k dodávce elektřiny“. Dalším důležitým pojmem dle zákona je regulační elektřina, která je definována (viz § 2 odst. 2 písm. a) bod 11) jako „elektřina zajišťovaná aktivací podpůrných služeb nebo na vyrovnávacím trhu s regulační energií nebo elektřiny obstaraná provozovatelem přenosové soustavy v zahraničí“. Držitel licence má právo předkládat ERÚ sporné

záležitosti týkající se mj. PpS. Výrobce má právo dle § 23 odst. 1 písm. d) energetického zákona „nabízet a poskytovat podpůrné služby k zajištění provozu elektrizační soustavy za podmínek stanovených Pravidly provozování přenosové soustavy nebo Pravidly provozování příslušné distribuční soustavy“. Výrobce je povinen dle § 23 odst. 2 písm. d) zákona „instalovat u nově budovaných výroben o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 30 MW a více a provozovat zařízení pro poskytování podpůrných služeb a provozovat zařízení pro poskytování podpůrných služeb“. Podrobnosti o druhu instalovaného zařízení pro poskytování podpůrných služeb obsahují pravidla provozování přenosové soustavy nebo pravidla provozování příslušné distribuční soustavy; podrobnosti o způsobu využívání zařízení pro poskytování podpůrných služeb stanoví dispečerský řád elektrizační soustavy, který stanoví prováděcí právní předpis.

Provozovatel PS má právo podle § 24 odst. 3 písm. b) zákona „obstarávat za nejnižší náklady podpůrné služby a elektřinu pro krytí ztrát elektřiny v přenosové soustavě a pro vlastní potřebu; pro řízení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou a pro řízení toků elektřiny podle odstavce 1 písm. c) obstarávat regulační energii. Provozovatel DS má dle § 43 odst. 4 písm. b) energetického zákona právo „nakupovat s nejnižšími náklady podpůrné služby a elektřinu pro krytí ztrát elektřiny v distribuční soustavě a pro vlastní potřebu“. Mezi vyjmenovanými smlouvami uvedenými v § 50 zákona jsou tři smlouvy týkající se podpůrných služeb (včetně vyrovnávacího trhu):

- Dle odst. 10 citovaného paragrafu „se smlouvou o poskytování podpůrných služeb zavazuje poskytovatel podpůrných služeb dodat sjednané množství podpůrných služeb ve stanovené kvalitě a provozovatel přenosové soustavy se zavazuje zaplatit cenu“.
- Dle odst. 7 citovaného paragrafu „se smlouvou o zúčtování regulační energie zavazuje operátor trhu finančně vypořádat dodávku regulační energie uskutečněnou v rozsahu určeném provozovatelem přenosové soustavy poskytovateli regulační energie. Nedílnou součástí smlouvy jsou obchodní podmínky operátora trhu s elektřinou“.
- Dle odst. 9 citovaného paragrafu „se smlouvou o přístupu na vyrovnávací trh s regulační energií zavazuje operátor trhu umožnit účastníkovi trhu s elektřinou bezplatný přístup na vyrovnávací trh s regulační energií a finančně vypořádat uskutečněné obchody“.

Operátor trhu s elektřinou má povinnost dle § 20a odst. 4 písm. l) energetického zákona „na základě údajů předaných provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem přepravní soustavy zajišťovat zúčtování a vypořádání regulační energie nebo vyrovnávacího plynu včetně zúčtování při stavech nouze“.

Jednou z možností účasti na trhu s elektřinou je dle § 3 odst. 1 písm. d) pravidel trhu účast na trhu s podpůrnými službami. Podpůrným službám jsou v Pravidlech trhu věnovány paragrafy 15 a 17.

Poskytování podpůrných služeb je v ČR založeno na plně tržních principech. Každý, kdo splní všeobecné technické podmínky pro poskytování podpůrných služeb a uzavře standardní smlouvu s provozovatelem přenosové soustavy ČEPS, má právo nabízet podpůrné služby ve výběrových řízeních a na denním trhu. Ceny jednotlivých PpS jsou plně tržní a závisejí na poměru nabídky a poptávky. ČEPS je motivována k minimalizaci nákladů na PpS tím, že celkový objem prostředků na PpS stanovuje (limituje) ERÚ dopředu na základě prověření metodiky potřeb a postupů při nákupu PpS. Současně existuje mechanismus, podle kterého, pokud dojde k úsporám nákladů oproti výši kalkulované ERÚ, je část těchto úspor ponechána ČEPS jako zisk. Zájmem ČEPS je tedy zajistit dostatek poskytovatelů a dostatečnou konkurenci na trhu, neboť tím je zajištěna minimální cena odpovídající situaci na trhu s elektřinou.

ČEPS sleduje při nákupu (PpS) cíle v následujícím pořadí:

- zajištění kvality a spolehlivosti na úrovni PS v reálném čase a v souladu se standardy ENTSO-E,
- minimalizace nákladů na zajišťování (PpS),
- optimalizace nákladů účastníků trhu spojených s vyrovnáním odchylek.

Základním nástrojem pro obchodní zajišťování PpS jsou výběrová řízení (VŘ). Ve výběrových řízeních nakupuje ČEPS PpS na zvolené období. Jeden až tři roky jsou standardní období pro výběrové řízení, pro dokup PpS slouží účelově definovaná období zahrnující jeden nebo několik týdnů či měsíců.

PpS nakupované zejména prostřednictvím VŘ jsou:

- primární regulace f bloku (PR),
- sekundární regulace P bloku (SR),
- snížení výkonu (SV30),
- minutová záloha MZ_t.

Jsou to služby, které může nabízet více poskytovatelů, a mohou být poskytovány ve kterémkoliv místě elektrizační soustavy, takže je možná konkurence. Poptávaný objem nákupu regulačních záloh PpS výběrovými řízeními vychází z potřeb ČEPS pro spolehlivý provoz ES ČR. V dokumentaci VŘ nebo v parametrech elektronického VŘ ČEPS stanoví rozhodný termín, ke kterému musí být splněny povinnosti poskytovatele PpS (certifikace, bod–bod testy, připojení do řídicího systému atd.). Obvykle je rozhodný termín splnění povinností poskytovatele PpS shodný s termínem vyhlášení VŘ. Další ustanovení Kodexu PS definující povinnosti poskytovatele PpS se použijí s ohledem na rozhodný termín.

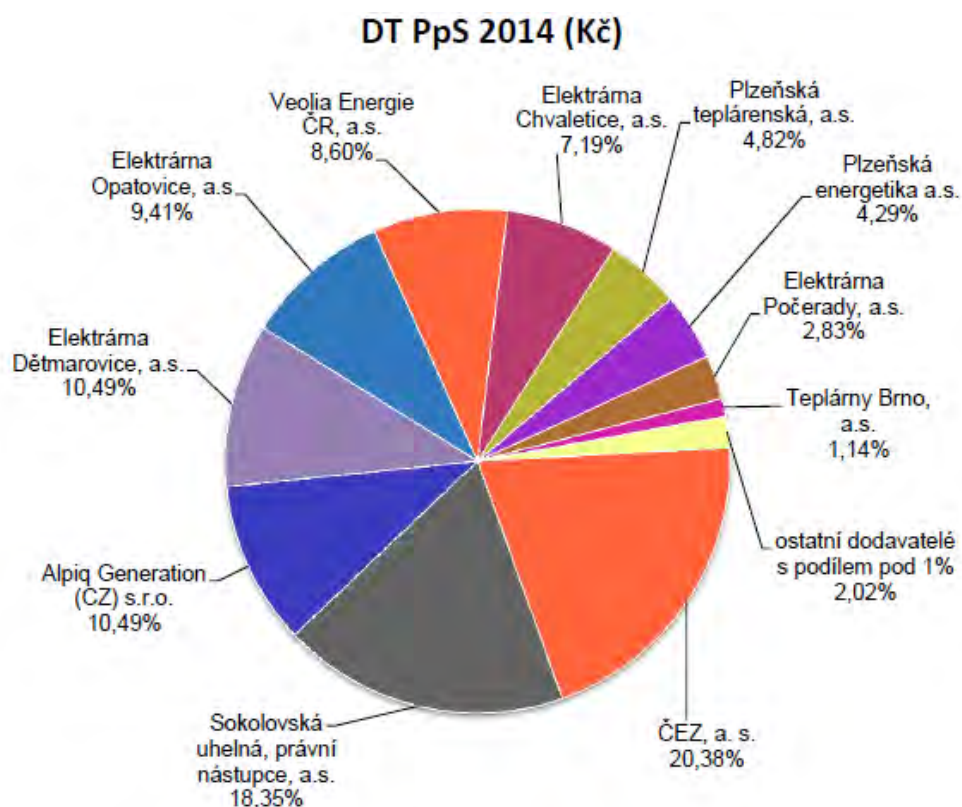
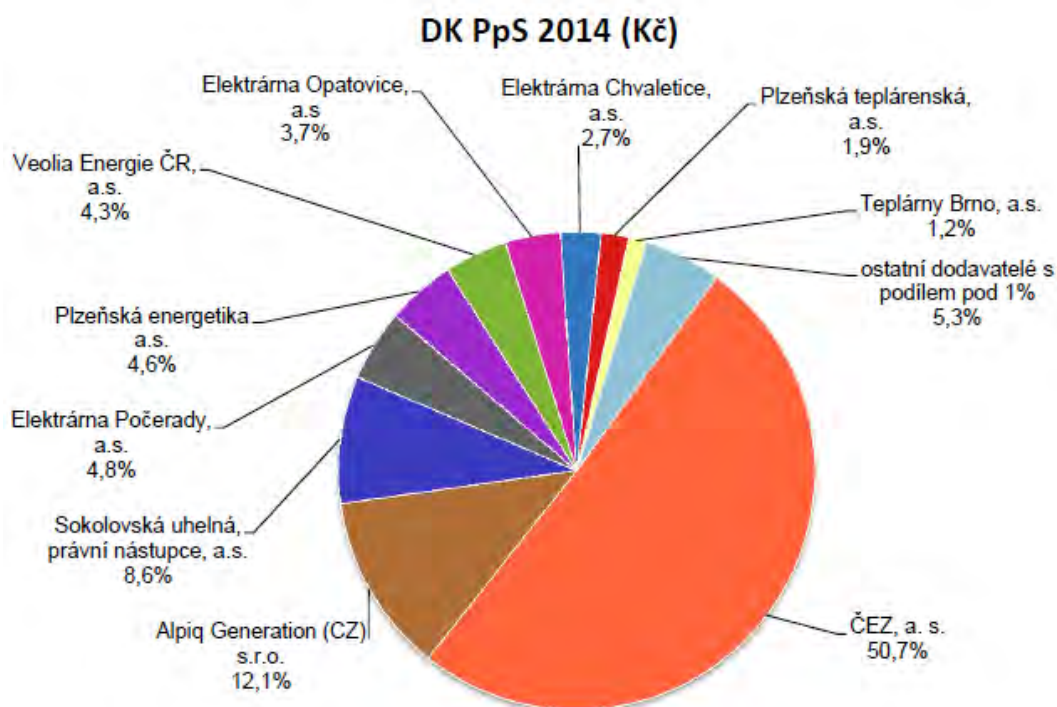
Ve víceletých VŘ poptává ČEPS poskytování PpS na období jednoho roku v pásmové dodávce po jednotlivých časových produktech (rok, měsíc, týden, ...). Jedná se o velké objemy a kontrakty, které jsou atraktivní pro poskytovatele a kde vysoká konkurence vede k nízkým cenám. Pro ČEPS to na druhé straně znamená závazek odběru na dlouho dopředu a nemožnost snížit nakoupené potřeby (pokud by to spolehlivost provozu umožňovala) a realizovat úsporu.

Obvykle se ve tříletých VŘ nakupuje cca 40 až 50 % potřeb. To je objem představující nepodkročitelné minimum, které musí být v jakýchkoliv představitelných podmínkách zajištěno každou hodinu roku. Další 30 až 40 % potřeb je obstaráváno v ročním VŘ. Zde už se liší objem nákupu v denním a nočním pásmu, případně v pracovních a nepracovních dnech (ve špičkovém provozu je potřeba PpS díky vyšší nestabilitě soustavy vyšší). PpS jsou poptávány po jednotlivých týdnech a zvláště v denním a nočním pásmu a v pracovních a nepracovních dnech. Pro dokup PpS na období s nedostatečnou nabídkou nebo PpS, jejichž potřeba vznikla až s upřesněním spolehlivostní situace v soustavě v rámci přípravy provozu, jsou používány krátkodobá VŘ. Po provedených VŘ by měl objem nakoupených PpS představovat v případě PR a netočivých rezerv 90 až 100 %, v případě točivých rezerv 85 až 95 % objemu potřeb v jednotlivých hodinách. Ve výběrových řízeních je sjednaná cena rovna u každého nabízejícího ceně nabídkové (každý tedy dosáhne obecně jiné ceny své dodávky; vybírá se podle pořadí cen až do uspokojení poptávky).

Pro dokoupení potřeb v rozsahu vyplývajícím ze spolehlivostní situace uvnitř dne a dále pro kontrahovaný dokup PpS nedodaných z důvodů neočekávaných výpadků je zajišťován denní trh s PpS (DT PpS). Ten je organizován jako automatizovaná elektronická aukce probíhající na den dopředu v obchodním portálu ČEPS na každou hodinu a službu zvláště. PpS nakupované na denním trhu

jsou PR, SR, a MZ_t. Poptávku zadává ČEPS na základě upřesnění situace v ES do 9.00 h ráno. Poskytovatel zadává elektronicky nabídku a v 10.30 h dojde k uzavření trhu a k vyhodnocení. Systém automaticky zobchoduje poptávané množství, nicméně obchodník ČEPS může podle okamžitého vývoje situace poptávku zvýšit (nesmí jí dodatečně snížit).

Obrázek 10.6



V některých případech je uzavírána přímá smlouva s poskytovatelem (PpS) a služby jsou nakoupeny na základě bilaterální dohody. To se děje zejména v případech služby zcela lokálního charakteru, které může poskytovat pouze konkrétní poskytovatel v konkrétním místě (sekundární regulace U/Q, schopnost startu ze tmy (BS), schopnost ostrovního provozu (OP)). Přímá smlouva může být uzavřena též v případě, že ani po opakovaném vyhlášení VŘ nelze zajistit dostatečnou nabídku v rámci standardních kontraktů. Tato možnost není zatím využívána a šlo by o situace selhání trhu (pravděpodobně pokud by v aktuální tržní situaci nebylo ekonomicky výhodné poskytovat PpS za standardizovaných podmínek).

Cena za poskytování PpS je pouze cenou za rezervaci, tedy platbou za pohotovost a rezervování příslušného výkonu. Tuto cenu platí poskytovatelům ČEPS. Pokud dojde v rámci využití služby k dodávce elektřiny, pak tuto elektřinu uhradí poskytovatelům operátor trhu s elektřinou jako regulační energii (viz následující kapitola).

Grafy na obrázku 10.6 ilustrují situaci na trhu a ukazují podíl jednotlivých poskytovatelů na poskytování PpS v roce 2014 v dlouhodobých kontraktech (DK), tvořících cca 97 % trhu, a na denním trhu PpS (DT PpS), zajišťujícím zbylá 3 %.

10.5 Vyhodnocování regulační energie dodané ze zdrojů poskytujících PpS a předávání dat k zúčtování operátorovi

Při poskytování PpS (s výjimkou PR) dochází v důsledku řízení elektrárenského bloku v jeho regulačním pásmu k dodávce energie, která může být odlišná od dodávky odpovídající diagramovému bodu elektrárenského bloku a vycházející ze sjednaných hodnot dodávek elektřiny. Tento rozdíl, pokud byl vyvolán pokyny dispečera ČEPS (a v jejich rozsahu) a je v příčinné souvislosti s poskytováním PpS, je označen jako regulační energie (E_{reg}). Regulační energie může být kladná, je-li skutečná dodávka elektrárenského bloku vyšší než plánovaná (odpovídající diagramovému bodu bloku), nebo záporná, je-li nižší. Z minutových hodnot dispečerského řídicího systému vyhodnocuje ČEPS údaje o velikosti (E_{reg}) pro každý jednotlivý blok pouze v době, ve kterém blok dle platné přípravy provozu poskytoval PpS (s výjimkou služby PR).

Vyhodnocení probíhá pro jednotlivé kategorie PpS podle následujících zásad.

Pro SR vychází velikost E_{reg} v každé minutě z rozdílu průměrného výkonu bloku požadovaného řídicím systémem ČEPS ($P_{žád}$) a výkonu bloku z platné přípravy provozu (PP, viz kapitola 9) (P_{dg}). Změna vlastní spotřeby, vyvolaná poskytováním služby, je zohledněna vzorcem dohodnutým v rámcové smlouvě. Velikost regulační energie, dodané v celém obchodním intervalu, je pak dána vztahem:

$$E_{reg} = \frac{H}{T} \sum_{t=1}^T [(P_{žád,t} - P_{dg}) - \Delta VS_t]$$

E_{reg}	velikost regulační energie [MW] dodané v celém obchodním intervalu
t	pořadové číslo minutové hodnoty v příslušném obchodním intervalu
T	počet minutových hodnot v celém obchodním intervalu
H	délka obchodního intervalu v hodinách

$P_{\text{žad},t}$	výkon požadovaný ŘS ČEPS (průměrná minutová hodnota v MW)
P_{dg}	výkon bloku z platné přípravy provozu [MW]
ΔVS_t	změna vlastní spotřeby vyvolaná aktivací PpS [MW]

Pro asymetricky alokovanou SR se počítá velikost regulační energie na bloku stejným způsobem jako pro symetrickou. Celková velikost E_{regSR} za poskytovatele je dána vztahem:

$$E_{\text{regSR}} = \sum_{t=1}^n E_{\text{reg},n}$$

n počet bloků poskytovatele s asymetricky alokovanou SR v obchodním intervalu

Pro MZ_t vychází velikost E_{reg} v každé minutě z rozdílu skutečného výkonu bloku ($P_{\text{skut},t}$) a výkonu bloku z platné PP (P_{dg}).

$$E_{\text{reg}} = \frac{H}{T} \sum_{t=1}^T [(P_{\text{skut},t} - P_{\text{dg}}) - \Delta VS_t]$$

E_{reg} velikost regulační energie [MW] dodané v celém obchodním intervalu

t pořadové číslo minutové hodnoty v příslušném obchodním intervalu

T počet minutových hodnot v celém obchodního intervalu

H délka obchodního intervalu v hodinách

$P_{\text{skut},t}$ skutečný výkon bloku dle dispečerského měření [MW]

P_{dg} výkon bloku z platné přípravy provozu [MW]

ΔVS_t změna vlastní spotřeby vyvolaná aktivací PpS [MW]

Pokud je v systému dispečerského řízení k dispozici měření dodávky bloku, jehož P_{dg} je v denní přípravě provozu rovno nule, je pro výpočet E_{reg} použit vzorec:

$$E_{\text{reg}} = \frac{H}{T} \sum_{t=1}^T P_{\text{dod},t}$$

$P_{\text{dod},t}$ měřená skutečná dodávka bloku [MW]

Není-li v systému dispečerského řízení měření dodávky bloku dostupné, použije se skutečný výkon Bloku se zohledněním vlastní spotřeby:

$$E_{\text{reg}} = \frac{H}{T} \sum_{t=1}^T (P_{\text{skut},t} - \Delta VS_t)$$

E_{reg} je vyhodnocována jako nenulová nejdéle 15 minut od pokynu dispečera ČEPS k odstavení bloku.

Člen ΔVS obsažený ve vzorcích v předchozím odstavci slouží k případnému zohlednění změn vlastní spotřeby zařízení poskytovatele, ke kterým dochází v reálném provozu. Tyto změny mohou být vyvolány buď běžnými provozními změnami (například vliv teplotních odběrů,

změna kvality paliva, odsíření, záměna spotřebičů – napáječky, čerpadla, ...) nebo změnou výkonu bloku v důsledku aktivace PpS. Při vyhodnocení regulační energie může poskytovatel požadovat zohlednění pouze té části změny vlastní spotřeby, která nastala v důsledku aktivace PpS.

Cena regulační energie je pro každý elektrárenský blok nebo fiktivní blok stanovena v režimu nabídkových cen. Smluvní cena v režimu nabídkových cen za dodanou kladnou regulační energii se stanoví takto:

- cena regulační energie dodané aktivací služby MZ_{t+} je rovna požadované ceně kladné regulační energie předané v poslední platné PP;
- cena regulační energie dodané aktivací služby SR je rovna ceně stanovené platným cenovým rozhodnutím ERÚ.

Smluvní cena v režimu nabídkových cen za dodanou zápornou regulační energii se stanoví takto:

- cena regulační energie dodané aktivací služby MZ_{t-} je rovna požadované ceně záporné regulační energie předané v poslední platné PP;
- cena regulační energie dodané aktivací služby SR je rovna ceně stanovené platným cenovým rozhodnutím ERÚ.

Nabídkovou cenu za dodávku regulační energie v rámci MZ_t kladné nebo MZ_t záporné pro každý blok stanovuje poskytovatel v přípravě provozu podle podmínek stanovených rámcovou dohodou na poskytování PpS.

Ceny za dodanou regulační energii jsou stanoveny zvlášť pro kladnou a zvlášť pro zápornou regulační energii. Konečné ceny za regulační energii jsou vždy zaokrouhleny v Kč/MWh jako celé číslo.

Poskytoval-li blok PpS, vyhodnotí ČEPS následující pracovní den velikost dodané E_{reg} a E_{regSR} způsobem výše uvedeným. Údaje o hodnotách E_{reg} spolu s přiřazenou cenou za jednotlivé bloky poskytovatele a údaje E_{regSR} za poskytovatele předává ČEPS ke zpracování OTE. Na základě těchto údajů pak OTE provede měsíční zúčtování a uhradí dodanou E_{reg} .

10.6 Vyrovnávací trh s regulační energií

Vyrovnávací trh s regulační energií (VT) je vnitrodenní hodinový trh organizovaný operátorem trhu. Elektřina na něm se obchoduje po jednotlivých obchodních hodinách vždy na hodinu dopředu; je obchodována od ukončení vnitrodenního trhu s elektřinou, tedy 60 minut před začátkem dané obchodní hodiny a končí 30 minut před jejím začátkem.

Elektřinu nabízejí účastníci trhu, kteří mají uzavřenou speciální smlouvu s OTE, jediným kupujícím je ČEPS jako provozovatel přenosové soustavy. Předmětem obchodu je regulační energie. Zobchodovaná energie tedy nemění obchodní pozici účastníka, ale v rámci zúčtování odchylek koriguje skutečnou hodnotu dodávky.

Primárně je trh určen pro subjekty zúčtování s vlastní odpovědností za odchylku, ale přístup na něj se souhlasem příslušného subjektu zúčtování mají i účastníci trhu s přenesenou odpovědností. Jejich zodpovědný subjekt zúčtování musí být v každém případě informován a obvykle dostává i průběžná data o zobchodované regulační energii. To je důležité, pokud daný subjekt využívá predikce spotřeby svých odběratelů a sám optimalizuje odchylky svého portfolia, případně sám obchoduje na VT a aktivita jeho podřízeného subjektu mu v reálu skutečnou dodávku mění.

Uplatněna je regulační energie kladná (zvýšení dodávky nebo snížení spotřeby) i záporná (snížení dodávky či zvýšení spotřeby). Regulační energii mohou tedy nabízet jak výrobci, tak spotřebitelé, protože k jejímu prodeji není třeba žádné speciální zařízení ani měřicí či řídicí systémy (plně stačí standardní obchodní měření).

Tento trh je výhodný pro malé výrobce, jejichž zařízení nesplňují technické podmínky poskytování PpS, ale přesto mohou být tímto účastní na regulaci soustavy. Nedostávají sice stálou platbu za rezervovaný výkon (tak jako v případě poskytování PpS), ale nemusí plnit žádné technické podmínky, garantovat výkon atd. Pokud mají volný výkon, mohou jej nabídnout zvláště v jednotlivých hodinách.

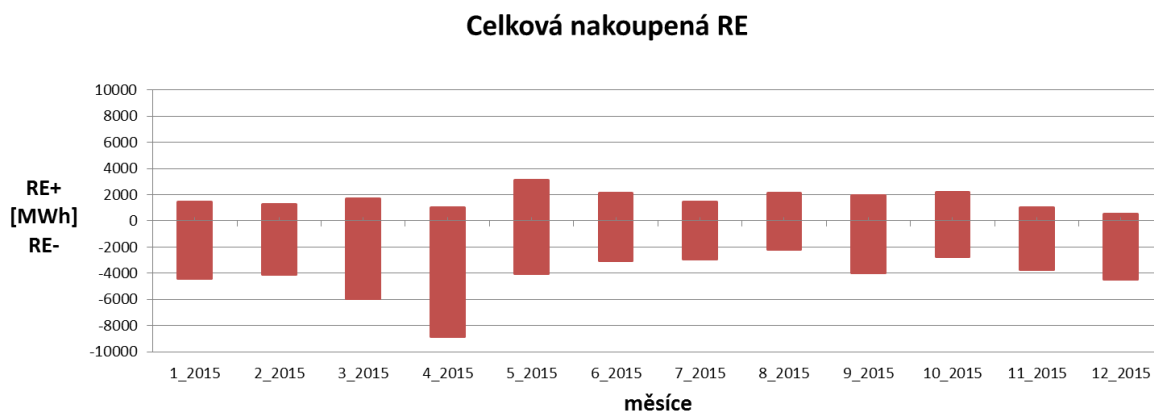
Regulační energii nakupuje ČEPS, pro který to představuje „bezplatný“ rezervoár dodatečné regulační energie, která může být levnější než regulační energie ze zdrojů PpS. Zejména však umožňuje šetřit výkon PpS na okamžitou regulaci odchylek a dlouhodobější odchylky zajišťovat nákupem regulační energie na VT (a ze zahraničí). Nemůže nahradit výkon PpS potřebný pro okamžité pokrytí výpadku a sekundární regulaci výkonu, ale může určitým způsobem minimalizovat nároky na velikost rezervovaného výkonu v terciární regulaci.

Z pohledu ČEPS je nevýhodou, že nabídka není garantovaná, takže v kritickém okamžiku nemusí být k dispozici a je třeba pravděpodobnostních modelů, které umožní predikovat dostupnost výkonu dopředu. Nákup regulační energie na celou hodinu, a to nejpozději půl hodiny před jejím začátkem, s sebou též nese riziko, že v průběhu hodiny dojde ke změně rovnováhy a k překlopení soustavy do opačné odchylky. Pak může nákup na VT situaci zhoršovat a přináší i vícenáklady na protiregulaci (protože jakmile je zobchodováno, každý subjekt již nezávisle realizuje dodávku dle výsledků). Klíčová je kvalita krátkodobé predikce odchylky prováděná dispečinkem, statistické analýzy určující pravděpodobnosti dalšího vývoje odchylky a zvažování nabídkových cen, dostupnosti PpS a provozních rizik. Pokud se úspěšnost/správnost nákupu pohybuje k 90 % (což je současný stav), pomáhá nákup regulační energie z VT jak snížit náklady na řízení odchylky, tak zvýšit spolehlivost soustavy díky vyšší dostupnosti PpS.

Narůstající role VT v posledních letech je dána zejména rozvojem proměnlivé výroby z obnovitelných zdrojů, která zvyšuje volatilitu odchylek, zejména v kladném směru (přebytek výkonu v ES). Většina obchodované regulační energie má tedy záporné znaménko a VT znamená vlastně mechanismus, kterým je přebytečná energie z vynucené dodávky OZE efektivně „zmařena“, aniž by vyčerpávala regulační výkon PpS. Pro subjekt s kvalitní krátkodobou predikcí a s možností změny dodávky či spotřeby znamená obchod na VT velmi atraktivní prostor pro spekulaci na odchylku a značné výnosy. Typicky na tento trh mají přístup desítky subjektů s tím, že aktivní jsou v každém momentě maximálně jednotky.

Graf 10.7 ukazuje měsíční objemy regulační energie nakoupené na VT v roce 2015 a ukazuje, že na VT je zajišťován významný podíl záporné E_{reg} , zatímco u kladné E_{reg} je nakoupený objem díky menší likviditě nižší.

Pokud má subjekt vyrovnanou pozici a volný výkon, může na VT nabídnout např. kladnou regulační energii. O výsledku obchodu se dozví nejpozději 30 minut před začátkem hodiny a má možnost zvýšit svojí výrobu (nebo snížit spotřebu). Po skončení hodiny (pokud se neuplatnil i na další) se vrací k plánované hodnotě výroby (spotřeby) dané jeho obchodní pozicí. Nicméně i zde lze spekulovat. Pokud má subjekt očekávanou odchylku, může ji (předtím než ji odreguluje) včas odprodat jako regulační energii a tím zvýšit výnos.



10.7 Regulační energie ze zahraničí

Regulační energie ze zahraničí je krátkodobý dovoz (kladná) či vývoz (záporná) elektřiny prováděný ČEPS s cílem vyrovnat odchylku.

Má v zásadě tři podoby:

- komerční dodávka (nákup od účastníka trhu),
- výpomoc sousedního provozovatele soustavy (havarijní výpomoc),
- saldování odchylek mezi sousedními TSO (viz následující kapitola).

V případě komerční dodávky jsou dodavateli obvykle velcí obchodníci s elektřinou, kteří operují na zahraničním trhu a jsou schopni na vnitrodenních trzích opatřit příslušnou energii. Musí si zajistit i souhlas sousedního provozovatele soustavy s touto transakcí a musí být v daném směru volná přeshraniční kapacita. Energie je zajišťována obvykle na dvě (a více) hodiny dopředu. Používá se při rozsáhlejších výpadku v soustavě, který je očekáván na více hodin dopředu. S rozvojem vynucené dodávky z OZE se opět objevuje potřeba záporné regulační energie (nucený vývoz). Základem je smlouva mezi ČEPS a příslušným obchodníkem. V případě potřeby ČEPS elektronicky (email, SMS) rozešle poptávku na smluvní partnery a z došlých nabídek specifikovaných cenou, hodinovou energií („výkonem“) a minimální a maximální dobou dodávky vybírá cenově nejvýhodnější, která současně splňuje provozní požadavky dané odchylkou a momentální situací v ES. Obchody se obvykle sjednávají v desítkách až stovkách MWh/h na jednu i více hodin. V konkrétní situaci může být i více dodavatelů současně. Transakce musí být samozřejmě po sjednání a odsouhlasení sousedním provozovatelem standardně registrována v systému ENTSO-E nejméně 15 minut před zahájením dodávky (viz kapitola 9).

Havarijní výpomoc je krátkodobá výpomocná dodávka elektřiny (z pohledu ČEPS pouze import, nikoliv export) používaná v případě velkých skokových výpadků výroby. Poskytuje jí sousední provozovatel soustavy na základě reciproční smlouvy na omezenou dobu. Musí být co nejdříve nahrazena vlastními zdroji ČEPS či komerční dodávkou. Její výhodou je jednak poměrně značný objem (celkově je ze sousedních TSO možné zajistit obvykle až 500 MW) a jednak rychlost najetí a možnost zahájit dovoz již v průběhu hodiny (obchodní dodávky vždy pouze na počátku hodiny).

Platí povinnost registrovat a odsouhlasit dodávku (změnu salda) v systému ENTSO-E. Cena dodávky je obvykle stanovena jako aktuální cena odchylky na trhu zdrojové oblasti – z pohledu poskytovajícího TSO tedy neziskově.

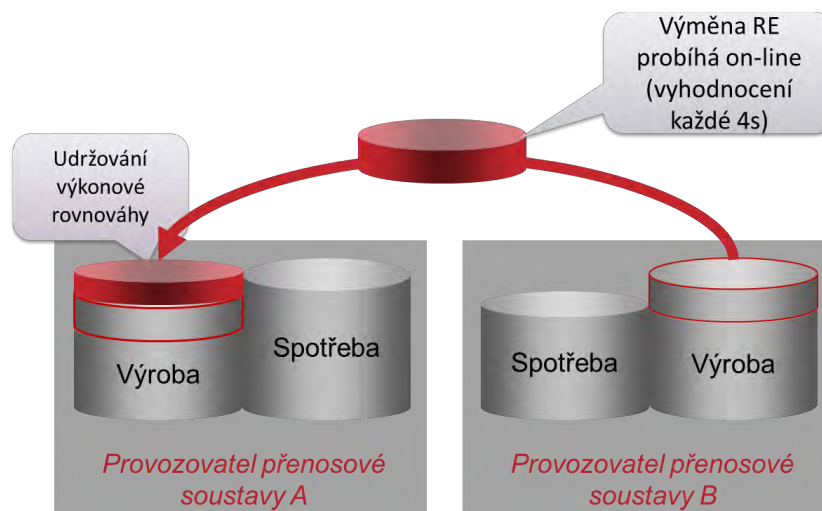
10.8 Přeshraniční výměna regulační energie využívající princip imbalance netting

„Imbalance netting“ je vzájemná výměna odchylek mezi regulačními oblastmi (zpravidla regulační oblast odpovídá jednomu státu) v reálném čase (krok 4 s) vedoucí k zabránění aktivaci podpůrné služby sekundární regulace („SR“ nebo také „aFRR“ dle budoucích síťových kodexů EU) v opačných směrech.

Základním předpokladem pro imbalance netting jsou minimálně dva účastníci se provozovatelé přenosových soustav, odchylky soustav v opačných směrech a dostupná přeshraniční přenosová kapacita.

Příklad: V soustavě provozovatele přenosové soustavy A je nedostatek výkonu (záporná odchylka soustavy) a v soustavě provozovatele přenosové soustavy B je přebytek výkonu (kladná odchylka). Bez imbalance nettingu oba provozovatelé aktivují své podpůrné služby sekundární regulace (červeně orámované). S využitím imbalance nettingu oba provozovatelé šetří aktivaci podpůrných služeb. Provozovatel přenosové soustavy B exportuje svou odchylku provozovateli přenosové soustavy A neaktivuje žádnou podpůrnou službu. Provozovatel přenosové soustavy A importem odchylky nahradí část potřebného výkonu a až zbylou nerovnováhu reguluje aktivací podpůrných služeb.

Obrázek 10.8



Technické řešení imbalance nettingu sestává z centrálního modulu, který v real-time vyhodnocuje požadavky na regulaci (demand) a zpět zaslá korekční hodnoty (correction) zabraňující aktivaci. Celkový požadavek, tzv. P_{demand} , reprezentující výkon potřebný k vyrovnání odchylky soustavy, je každé čtyři sekundy zaslán provozovatelem přenosové soustavy (sekundární regulátor) do centrálního real-time modulu. Modul v reálném čase vyhodnotí směr (znaménko) požadavků s uvažováním dostupné přeshraniční přenosové kapacity a nakoupeného výkonu SR, určí korekční

hodnotu, tzv. P_{corr} , a tuto hodnotu zašle zpět do sekundárních regulátorů provozovatelů. Korekční hodnota je následně zohledněna na vstupu do sekundárního regulátoru, tj. virtuálně je upravena odchylka regulační oblasti, a tím dojde ke snížení aktivace sekundární regulace.

Pro bezpečný provoz jsou v rámci imbalance nettingu zavedeny následující bezpečnostní limity zajišťující, že výměna:

- nepřesáhne nealokované (tj. obchodníky nevyužité) **přeshraniční přenosové kapacity** po skončení vnitrodenních přeshraničních alokací a
- nepřesáhne nakoupené **sumární zálohy podpůrné služby sekundární regulace**.

Dále je možné v rámci real-time kdykoliv změnit přeshraniční přenosové kapacity nebo vypnutí účasti provozovatele přenosové soustavy.

Kapacity jsou stanoveny na závěr vnitrodenního obchodování obchodním systémem provozovatele přenosové soustavy. Každá hodnota reprezentuje zbývající přípustnou obchodní výměnu v daném směru obchodního profilu, která by byla ještě akceptována algoritmem vyhodnocení zbývajících přeshraničních kapacit.

Pro správné zahrnutí výměn je mezi zapojenými provozovateli přenosových soustav následující den prováděno sesouhlasení dat výměn následované zohledněním výměn v přeshraničních výměnách.

Celý proces je zakončen měsíční fakturací mezi provozovateli přenosových soustav.

V současnosti v Evropě existuje několik implementací tohoto konceptu, které se liší účastníky a interními procesy zúčtování a optimalizace (stav k roku 2015):

- **e-GCC** je spolupráce mezi provozovateli přenosových soustav ČEPS, SEPS (Slovensko) a MAVIR (Maďarsko). ČEPS je v rámci e-GCC zodpovědná za komplexní organizačně-technické zajištění spolupráce.
- **IGCC** je spolupráce mezi provozovateli ČEPS, Německo (Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW), Energinet.dk (Dánsko), Swissgrid (Švýcarsko), TenneT TSO (Nizozemí), Elia (Belgie) a APG (Rakousko).
- **INC** je spolupráce mezi provozovateli APG (Rakousko) a ELES (Slovinsko).

11 ZÚČTOVÁNÍ ODCHYLEK A REGULAČNÍ ENERGIE

Richard Kabele

11.1 Vznik a příčiny odchylek, systém zúčtování odchylek a regulační energie

Výrobu ani spotřebu elektřiny nelze dopředu zcela přesně naplánovat. Odchyly mezi plánem a skutečností na straně výroby vznikají zejména poruchami výrobních zařízení nebo vlivem zdrojů s proměnlivou výrobou závislou na vnějších podmínkách (zejména počasí), jako jsou například sluneční nebo větrné elektrárny. Spotřeba konečných zákazníků, např. domácností, je také náhodná veličina, kterou lze odhadovat pouze do určité míry, a pouze v případě statisticky vyššího množství konečných zákazníků, jejichž náhodné odchylky od průměru se vzájemně částečně vykrátí. Spotřebu je tedy nutné odhadovat na základě statistických metod, které jsou pak promítnuty do predikčních nástrojů velkoobchodníků s elektřinou. V elektrizační soustavě (ES) tedy z principu vždy budou odchylky mezi plánovanou a skutečnou dodávkou/odběrem elektřiny.

V případě monopolního energetického modelu, kdy veškerou výrobu, přenos, distribuci a dispečerské řízení v rámci ES, zajišťovala jedna elektrárenská společnost, bylo i odregulování odchylek jednou z činností integrované společnosti. Na liberalizovaném trhu s elektřinou však vstupuje na trh množství subjektů a jejich odchylky je nutné vyhodnocovat v rámci systému zúčtování odchylek. Tuto činnost provádí buď provozovatel přenosové soustavy nebo operátor trhu (případ ČR).

Také zajištění odregulování odchylek v rámci řízení ES na liberalizovaném trhu zpravidla provádí nezávislá společnost – provozovatel přenosové soustavy (PPS). Zákonnou povinností PPS v rámci systémových služeb je udržování výkonové rovnováhy zajištěním dodávky regulačního výkonu v rámci dispečerského řízení ES. Zachování výkonové rovnováhy v ES je nutnou podmínkou pro udržování kvality elektřiny (viz kapitola 10). V každém časovém okamžiku musí platit základní bilanční rovnice:

$$P_{\text{dod}} + P_{\text{imp}} = P_{\text{odb}} + P_{\text{exp}} + P_{\text{ztráty}}, \text{ event. } P_{\text{dod}} + P_{\text{imp}} - P_{\text{odb}} - P_{\text{exp}} - P_{\text{ztráty}} = 0 \quad (1)$$

P_{dod} celková okamžitá dodávka elektřiny do elektrizační soustavy [MW]

P_{odb} celkový okamžitý odběr elektřiny z elektrizační soustavy [MW]

$P_{\text{ztráty}}$ celkové ztráty v elektrizační soustavě [MW]

P_{imp} celkový dovoz [MW]

P_{exp} celkový vývoz [MW]

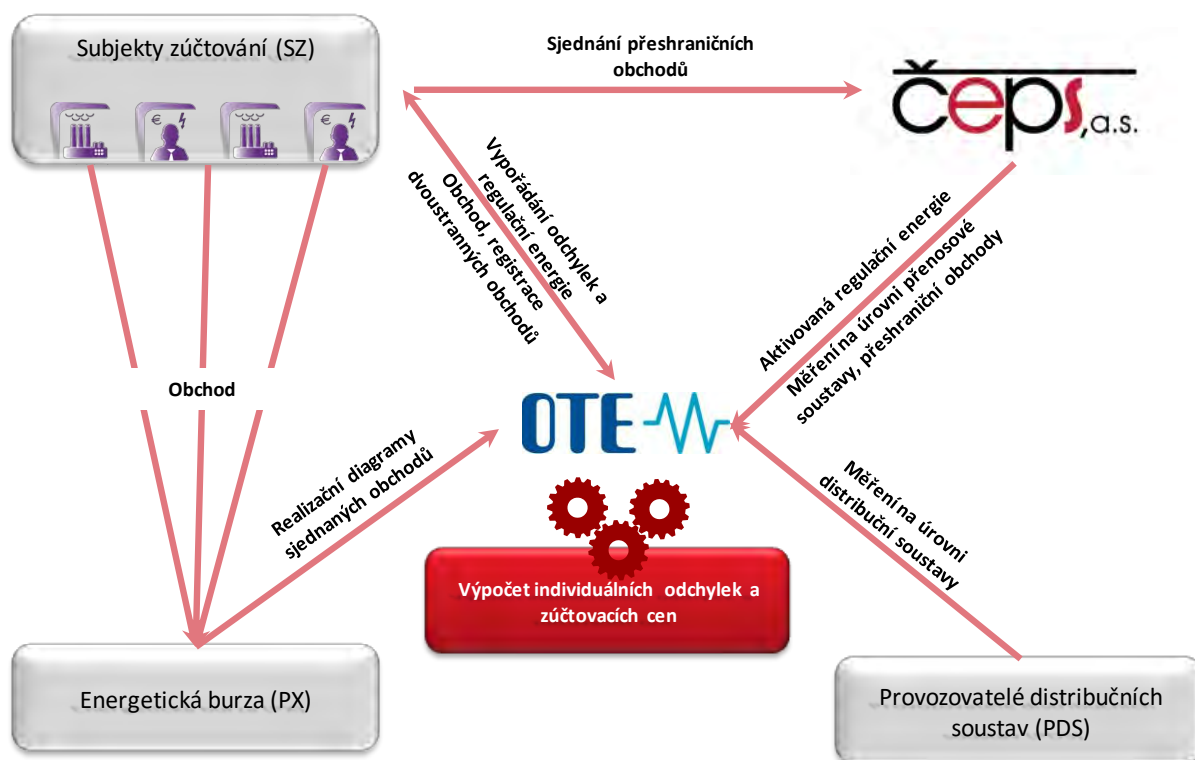
Dodávka regulačního výkonu pak dorovnáva nerovnováhu mezi sjednanou a skutečnou celkovou výrobou, spotřebou a přeshraniční výměnou elektřiny. Bilanční rovnice může být také vyjádřena za nějakou časovou periodu (typicky obchodní hodinu), kdy je výkon (P) nahrazen energií (E), který je integrálem okamžitého výkonu za tuto periodu.

Dodávka regulačního výkonu, respektive dodávka regulační energie, není bezplatná. Poskytovatelé regulační energie (pozor na rozdíl od poskytovatelů podpůrných služeb, kdy tyto skupiny jsou rozdílné v případě přímého obstarávání regulační energie bez platby za rezervaci, např. na vyrovnávacím trhu, viz kapitola 10) dostávají v rámci vyhodnocení regulační energie zaplacen za dodanou kladnou nebo zápornou regulační energii. Tyto náklady je potřeba uhradit. V případě liberalizovaného trhu s elektřinou jsou tyto náklady v rámci systému zúčtování odchylek a regulační energie rozděleny mezi účastníky trhu, kteří nesou zodpovědnost za vzniklou odchylku. Výše platby je odvozována od podílu na celkové odchylce vzniklé v ES. Podíl je stanoven na základě rozdílů mezi obchodně sjednanými a měřenými (skutečnými) hodnotami dodávky nebo odběru.

Přípravu podkladových dat vyhodnocení a vyhodnocení odchylek lze z pohledu časové návaznosti rozdělit na čtyři základní etapy:

1. obchodování s elektřinou, jehož výsledkem jsou obchodní pozice účastníků trhu, tj. celkové závazky dodat (vyrobit) či odebrat (spotřebovat) elektřinu (podrobněji popsáno v kapitole 7);
2. řízení výkonové rovnováhy elektrizační soustavy v reálném čase, kdy dochází k dodávce regulačního výkonu. Integrací za obchodní interval je získána velikost dodávky kladné či záporné regulační energie (podrobněji popsáno v kapitole 10);
3. obchodní měření a sběr dat skutečně dodané a odebrané elektřiny (podrobněji popsáno v kapitole 16);
4. z hodnot obchodních pozic, dodané kladné a záporné regulační energie a měření skutečné dodávky a odběru jsou vyhodnoceny odchylky jednotlivých účastníků trhu, kteří nesou zodpovědnost za odchylku (podrobněji popsáno dále v této kapitole).

Obrázek 11.1: Schéma systému zúčtování odchylek a regulační energie

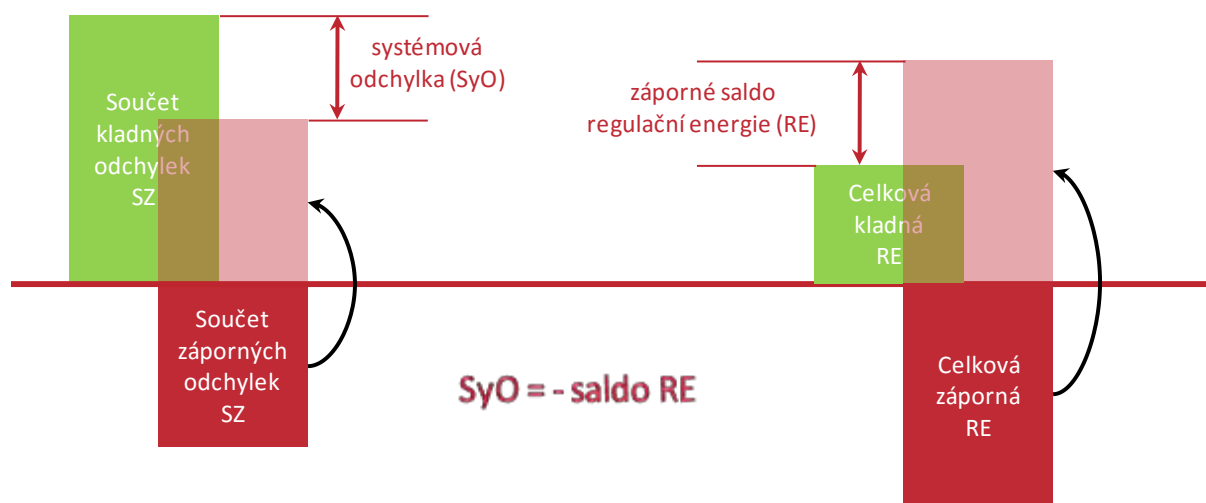


V energetickém zákoně je odchylka definována takto: *odchylkou se rozumí součet rozdílů skutečných a sjednaných dodávek nebo odběrů elektřiny v daném časovém úseku*. V zákoně je odchylka dále používána ve dvou významech:

- „odchylka subjektu“ – odchylka konkrétního účastníka trhu stanovená jako rozdíl mezi obchodní pozicí (závazkem dodat či odebrat) a měřenou (skutečnou) hodnotou. Pro další výklad je dále pro odlišení používán termín „odchylka subjektu zúčtování“ (subjekt zúčtování je popsán dále). Kladnou odchylkou se rozumí, že bylo dodáno více nebo odebráno méně elektřiny než bylo obchodně sjednáno, zápornou opačně;
- „odchylka“ ve smyslu celkové odchylky v ES, která je součtem všech odchylek subjektů zúčtování s respektováním směru. Pro další výklad je dále používán termín „systémová odchylka“. Termín systémová odchylka je také definován ve vyhlášce 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou jako *součet kladných a záporných odchylek všech subjektů zúčtování v obchodní hodině*.

Celkový regulační výkon dodaný při udržování výkonové rovnováhy je roven okamžité systémové odchylce. Tato rovnost představuje zachování výkonové rovnováhy v ES a vyplývá ze skutečnosti, že elektřina nemůže v daném okamžiku někde přebývat či scházet.⁸⁸ Detailní matematické odvození těchto závislostí je provedeno dále.

Obrázek 11.2 Systémová odchylka a regulační energie



Pro usnadnění dalšího výkladu je užitečné zavést také termín „protiodchylka“. Protiodchylka v dané obchodní hodině je taková odchylka subjektu zúčtování, která má opačný směr než systémová odchylka, a tedy přispívá ke snížení odchylky v ES. Tento termín je také definován ve vyhlášce 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou jako *kladná odchylka subjektu zúčtování v případě záporné systémové odchylky nebo záporná odchylka subjektu zúčtování v případě kladné systémové odchylky*.

⁸⁸ Toto pravidlo je z fyzikálního pohledu postaveno na skutečnosti, že elektrická porucha, zde přebytek nebo nedostatek výkonu, se šíří extrémně rychle (rychlostí světla, což pro hrubou představu znamená šíření po celém obvodu Země za cca 0,1 s). Přebytek nebo nedostatek by se tedy v podstatě okamžitě projevil v celé synchronně propojené soustavě.

Vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek a regulační energie provádí operátor trhu s elektřinou každý den (včetně nepracovních dnů). Operátorem trhu s elektřinou je v ČR společnost OTE, a. s.

Vyhodnocení je prováděno za zúčtovací periodu – v ČR obchodní hodina (zúčtovací periodou používanou např. na Slovensku či v Německu je 15 minut). Proces vyhodnocení odchylek je zjištění velikosti odchylky subjektů zúčtování operátorem trhu v dané obchodní hodině v MWh, vypořádáním pak provedení plateb a úhrad mezi subjektem zúčtování a operátorem trhu. Operátor trhu zveřejní každý den do 14.00 h vyhodnocení odchylek za předcházející den. Toto vyhodnocení obsahuje pro každou obchodní hodinu velikost a směr odchylky v MWh, zúčtovací cenu odchylky v Kč/MWh a platbu subjektu zúčtování v Kč.

Legislativní rámec pro vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek tvoří následující normy:

- *Zákon 458/2000 Sb., energetický zákon*, který definuje základní pojmy a určuje práva a povinnosti v systému zúčtování odchylek.
- *Vyhláška 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou*, ve které jsou stanoveny principy systému zúčtování odchylek.
- *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny*. V rozhodnutí jsou stanoveny hodnoty parametrů vstupujících do systému zúčtování odchylek (např. minimální zúčtovací ceny).
- *Obchodní podmínky OTE, a. s. pro elektroenergetiku*, kde jsou stanoveny technické detaily, např. způsob komunikace při zasílání dat, stanovení finančního jištění, způsob reklamace apod.

11.2 Vytváření bilančních skupin, agregace, postup registrace diagramu

Podle energetického zákona jsou účastníky trhu s elektřinou výrobci elektřiny, provozovatel přenosové soustavy (dále PPS), provozovatelé distribučních soustav (dále PDS), operátor trhu a obchodníci s elektřinou (případně zákazníci, kteří dodávají elektřinu od jiného výrobce elektřiny nebo obchodníka s elektřinou). Všichni účastníci trhu mají povinnost se zaregistrovat u operátora trhu. Registrací se pak stávají tzv. registrovanými účastníky trhu.

Účastníků trhu je velké množství a není účelné (pravděpodobně ani technicky zvládnutelné) pro všechny provádět vyhodnocení odchylky. Aktivní účast na obchodování s elektřinou (např. aktivní obchodování na energetických burzách) je také finančně velmi náročné a vyžaduje i poměrně rozsáhlé zázemí včetně vyškolených pracovníků. Registrovaný účastník trhu s elektřinou, který přímo podléhá systému zúčtování, tj. je mu vyhodnocována odchylka, je nazýván subjektem zúčtování (v ČR řádově desítky). Subjekt zúčtování má s operátorem trhu uzavřenou smlouvu o zúčtování odchylek a nese přímou finanční zodpovědnost za svou odchylku (jednou z podmínek pro obchodování je také dostatečné finanční jištění). Subjekt zúčtování je také definován v energetickém zákoně jako *fyzická nebo právnická osoba, pro kterou operátor trhu na základě smlouvy o zúčtování odchylek provádí vyhodnocení, zúčtování a vypořádání odchylek*. Registrovaný účastník trhu, který není subjektem zúčtování, musí předat zodpovědnost za odchylku subjektu zúčtování.

Subjekt zúčtování má právo (po splnění případných dalších vstupních podmínek):

- zejména účastnit se obchodování na organizovaných trzích s elektřinou (viz kapitola 7);
- registrovat dvoustranné obchody s jinými subjekty zúčtování;
- uzavřít smlouvu na přeshraniční přenos elektřiny, tj. může se účastnit přeshraničního obchodování (viz kapitola 8);
- poskytovat regulační energii.

Jednou z hlavních podmínek obchodování je zajištění dostatečného finančního jištění potřebného pro krytí obchodů a zúčtování odchylek stanoveného dle obchodních podmínek operátora trhu.

Mezi hlavní povinnosti subjektu zúčtování patří:

- předávání skutečných hodnot pro finanční vypořádání odchylek a
- platba za odchylku.

Registrovaný účastník trhu, který není subjektem zúčtování, uzavře smlouvu o přenesení odpovědnosti za odchylku s právě jedním subjektem zúčtování. Tím jsou jeho dodávka, odběr nebo obchodní pozice zahrnuty do celkové bilanční pozice daného subjektu zúčtování. Subjekt zúčtování tak představuje bilanční skupinu tvořenou samotným subjektem zúčtování a registrovanými účastníky trhu, za které přebírá zodpovědnost za odchylku. Sdružuje tak dodávku, odběr a obchodní pozice svázané s bilanční skupinou.

Do obchodní pozice jsou přímo zahrnuty obchody uskutečněné na trzích s elektřinou organizovaných OTE: blokový, denní, vnitrodenní trh s elektřinou, vyrovnávací trh s regulační energií a dále obchody (komoditní futures kontrakty tj. futures s fyzickou dodávkou) uskutečněné na PXE (Power Exchange Central Europe, a. s.), kdy registraci obchodů u operátora trhu provádí PXE.

Subjekty zúčtování mohou obchodovat i mimo tyto organizované trhy. Výsledný nákup a prodej však musí sami zaregistrovat u operátora trhu, aby bylo možné stanovit jejich celkovou obchodní pozici, která je vstupem pro vyhodnocení odchylek. Údaje o dvoustranných obchodech jsou zadávány do systému operátora trhu k registraci formou tzv. domácích realizačních diagramů. Realizační diagram je zjednodušeně tabulka obsahující soupis závazků dodat či odebrat elektřinu v MWh pro jednotlivé obchodní hodiny s dalšími identifikačními údaji, zejména identifikací obchodních protistran. V případě dvoustranného obchodu mezi subjekty zúčtování musí obě strany (nakupující i prodávající) vložit do systému operátora trhu realizační diagram do 13.30 h před dnem obchodní realizace. Je provedena kontrola finančního jištění a následně dojde k párování realizačních diagramů. Až po úspěšném spárování (tj. jak prodávající tak kupující strana potvrdí sjednané hodnoty obchodu) jsou realizační diagramy považovány za platné.

Do obchodní pozice jsou dále zahrnuty přeshraniční obchody. Přeshraniční obchody (dovoz/vývoz elektřiny) mezi subjektem zúčtování v ČR a jeho zahraničním partnerem jsou nejdříve zaregistrovány v informačním systému PPS. PPS následně zašle údaje o přeshraničních obchodech do systému operátora trhu formou zahraničních realizačních diagramů. Podmínkou úspěšné registrace v systému operátora trhu je opět dostatečné finanční jištění.

Poslední složkou obchodní pozice je dodávka kladné a záporné regulační energie. Hodnoty kladné či záporné regulační energie vyhodnocuje PPS a zadává je za jednotlivé registrované účastníky trhu (poskytovatele regulační energie) ve formě realizačních diagramů regulační energie do systému operátora trhu (výjimkou jsou obchody na vyrovnávacím trh s regulační energií, které PPS nemusí zasílat, protože trh je organizován přímo operátorem trhu).

11.3 Sběr a agregace dat z měření

Sběr a agregace dat měření je detailně popsána v kapitole 16.

V kontextu stanovení odchylky subjektu zúčtování je důležité si uvědomit, že v měření je obsažena i dodávka kladné nebo záporné regulační energie. Z pohledu poskytovatele regulační energie (výrobce či spotřebitele) se jedná o standardní dodávku či odběr elektřiny, kterou nelze od ostatní dodávky/odběru odlišit. Rozdíl je pouze v jejím použití PPS pro udržování výkonové rovnováhy. Z principu tedy nelze dodanou kladnou nebo zápornou regulační energii přímo měřit. Ta je stanovena PPS na základě dat při řízení ES (viz kapitola 10).

V případě sjednání přeshraničních přenosů není principiálně realizovatelné přímé měření každého dovozu/vývozu elektřiny. Dovoz a vývoz realizuje PPS tím, že udržuje výkonovou rovnováhu v rámci elektrizační soustavy (resp. přesněji ve své kontrolní oblasti) tak, aby se celková měřená hodnota na všech přeshraničních vedeních rovnala celkovému saldu sjednaných přeshraničních přenosů (tj. součtu všech dovozů a vývozů v dané obchodní hodině s respektováním znamének).

Obdobně není možné přímo měřit ztráty v elektrizační soustavě ES. Ztráty v přenosové soustavě (dále PS) jsou vypočteny jako zbytková hodnota všech dodávek a odběrů do/z PS (všechna měření na úrovni PS jsou typu A, viz kapitola 16). Ztráty v distribuční soustavě (dále DS) jsou stanoveny na základě celkové spotřeby v dané DS. Takto stanovené ztráty jsou pro vyhodnocení odchylek považovány za skutečné/měřené hodnoty.

Operátor trhu má tedy k dispozici měřená data dodávek a odběrů elektřiny pro vyhodnocení odchylek pro všechny jednotlivé subjekty zúčtování. Operátor trhu následně provede agregaci skutečných hodnot dodávek a odběrů elektřiny pro bilanční skupiny v rámci jednoho subjektu zúčtování podle platného předání odpovědnosti za odchylku. Detailnější matematické formulace agregace a následně vyhodnocení odchylek jsou uvedeny dále.

11.4 Vyhodnocení, ocenění a zúčtování odchylek a regulační energie

Odchylka subjektu zúčtování je ve vyhlášce 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou definována jako rozdíl mezi skutečnou dodávkou a skutečným odběrem elektřiny na straně jedné a celkovou sjednanou dodávkou a celkovým sjednaným odběrem elektřiny na straně druhé.⁸⁹ Dodávka

⁸⁹ Skutečnou hodnotou je zde vždy myšlena hodnota, která je považována za skutečnou z pohledu systému zúčtování, což neznamená, že tato hodnota přesně odpovídá reálné hodnotě (např. zde mohou být odchylky způsobené nepřesností měření).

elektřiny do ES je značena kladným znaménkem a odběr elektřiny z elektrizační soustavy je značen záporným znaménkem. Pro danou obchodní hodinu operátor trhu stanovuje subjektu zúčtování odchylku v MWh s rozlišením na tři desetinná místa jako:

$$O_{SZ} = E_{SZ}^{skut} - E_{SZ}^{sjed} \quad (2)$$

O_{SZ}	odchylka subjektu zúčtování [MWh]
E_{SZ}^{skut}	skutečně dodaná/odebraná energie [MWh]
E_{SZ}^{sjed}	sjednaná energie [MWh]

Operátor trhu pak dále stanovuje subjektu zúčtování hodnotu skutečné dodávky elektřiny a skutečného odběru elektřiny jako souhrn dodávek elektřiny do elektrizační soustavy a souhrn odběrů elektřiny z elektrizační soustavy v odběrných a předávacích místech (OPM):

$$E_{SZ}^{skut} = \sum_{OPM \in SZ} E_{dod,SZ}^{měř} - \sum_{OPM \in SZ} E_{odb,SZ}^{měř} \quad (3)$$

index $OPM \in SZ$	vyjadřuje množinu všech OPM, která jsou registrována v systému operátora trhu k danému subjektu zúčtování
$E_{dod,SZ}^{měř}$, resp. $E_{odb,SZ}^{měř}$	měřená hodnota dodávky resp. odběru [MWh] v daném domácím OPM (OPM pro měření přeshraničních přenosů elektřiny je přiřazeno PPS) [MWh], v této hodnotě je zahrnuta i kladná resp. záporná regulační energie, která byla reálně vyrobena/nepotřebována, resp. nevyrobena/spotřebována, a tedy musí být i naměřena.

Skutečným množstvím elektřiny subjektu zúčtování v obchodní hodině je podle legislativy souhrn množství elektřiny na základě údajů získaných z měření a s využitím typových diagramů (viz kapitola 16) v odběrných nebo předávacích místech subjektu zúčtování a v odběrných a předávacích místech účastníků trhu s elektřinou, za které převzal subjekt zúčtování zodpovědnost za odchylku.

Ztráty v PS a DS jsou specifickým případem měření. Hodnoty ztrát jsou registrovány standardním diagramem měření odběru zasílaných operátorovi trhu PPS a PDS. Pro krytí ztrát jejich provozovatelé také standardně nakupují (tj. obchodně sjednávají) dodávku elektřiny. Chyba v odhadu mezi obstaranou elektřinou na ztráty a skutečnými ztrátami je odchylkou provozovatelů.

Sjednaným množstvím elektřiny je součet množství elektřiny smluvené tímto subjektem zúčtování s ostatními subjekty zúčtování v dané obchodní hodině včetně množství sjednané regulační energie:

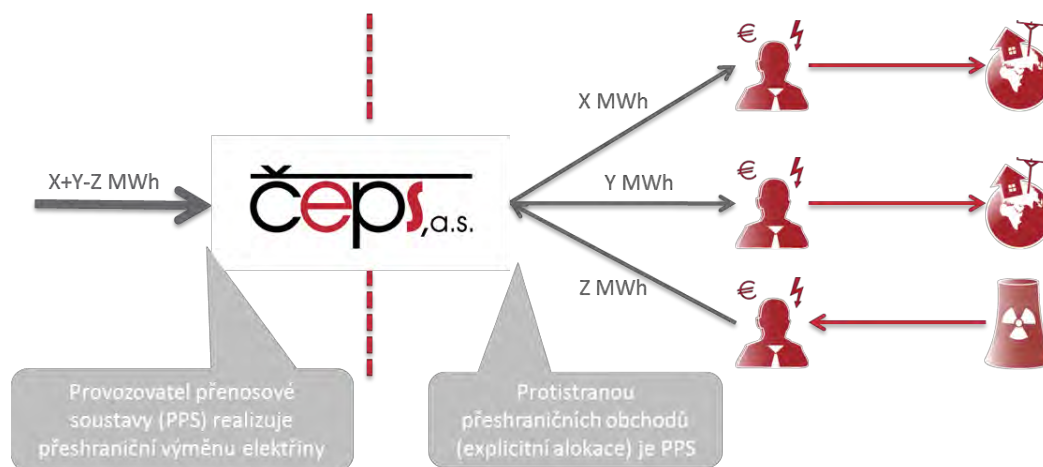
$$E_{SZ}^{sjed} = \sum_{RD \in SZ} E_{dod,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{odb,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{imp,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{exp,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed} \quad (4)$$

index $\sum_{RD \in SZ}$	vyjadřuje množinu všech realizačních diagramů sjednaných daným subjektem zúčtování (nebo účastníků trhu, za které převzal zodpovědnost za odchylku) s ostatními subjekty zúčtování
$E_{dod,SZ}^{sjed}$, resp. $E_{odb,SZ}^{sjed}$	obchodně sjednaná výsledná hodnota závazku subjektu zúčtování dodat či odebrat elektřinu do/z ES na základě registrace sjednaných hodnot na organizovaných trzích a z registrace domácích dvoustranných obchodů [MWh]
$E_{imp,SZ}^{sjed}$, resp. $E_{exp,SZ}^{sjed}$	obchodně sjednaná hodnota závazku subjektu zúčtování dodat či odebrat elektřinu do/z ES na základě registrace přeshraničních dvoustranných

$E_{reg,SZ}^{sjed}$	<p>obchodů dovozu (importu) resp. vývozu (exportu) elektřiny z/do zahraničí [MWh]</p> <p>hodnota regulační energie registrovaná danému subjektu zúčtování předaná provozovatelem PS do systému operátora trhu nebo zobchodovaná na vyrovnávacím trhu [MWh]</p>
---------------------	--

Do sjednaných hodnot jsou zahrnuty sjednané hodnoty dovozů a vývozů elektřiny. U dvoustranných přeshraničních obchodů (tj. v případě explicitních alokací přeshraničních kapacit) je protistranou pro dovozy a vývozy vždy PPS, který také nominační realizační diagramy předává operátorovi trhu.

Obrázek 11.3: PPS jako centrální protistrana přeshraničních obchodů



V případě propojených trhů (tzv. market coupling) a implicitní alokace přeshraniční kapacity je souhrnný tok elektřiny mezi tržními oblastmi výsledkem vyhodnocení nabídek a poptávek a je také zahrnut do obchodní pozice PPS.

Poslední složkou sjednaných hodnot je regulační energie. PPS „sjednává“ dodávku kladné a záporné regulační energie v průběhu řízení ES a zasílá hodnoty regulační energie do systému operátora trhu.⁹⁰ Poskytovatel regulační energie (tj. subjekt zúčtování nebo účastník trhu, který subjektu předal zodpovědnost za svou odchylku) musí tuto kladnou nebo zápornou regulační energii dodat do ES. Dodávka by pak také měla být naměřena v jemu příslušných OPM. V opačném případě rozdíl mezi sjednanou (v kontextu výše) a skutečnou (měřenou) hodnotou bude jeho odchylkou.

Systémová odchylka je pak podle definice součtem všech odchylek subjektů zúčtování:

$$S_{y0} = \sum_{vSZ} O_{SZ} \quad (5)$$

Doplněním do výše uvedených rovnic (2) až (5) a za předpokladu platnosti bilanční rovnice (1) lze ukázat, že systémová odchylka je rovna záporné hodnotě celkové dodané regulační energie

⁹⁰ Sjednání se zde myslí pouze v přeneseném významu. K dodávce, v tomto smyslu sjednání, regulační energie dochází v případech, kdy PPS aktivuje podpůrné služby, nebo přímo obstarává regulační energii např. ze zahraničí. Výjimkou jsou obchody uskutečněné na vyrovnávacím trhu, které jsou sjednané v plném smyslu slova.

s respektováním znamének, tj. saldu regulační energie. Následující odvození není důležité pro samotné dokázání zmíněné rovnosti, ale dobře ukazuje, jak do sebe zapadají jednotlivé složky systému zúčtování.

Celkový součet za všechny subjekty zúčtování musí zahrnovat i PPS a PDS, kteří jsou z pohledu systému zúčtování standardními subjekty zúčtování, nicméně k provozovatelům se vážou dva (již výše uvedené) specifické případy měření:

- měření ztrát v PS a DS a
- měření přeshraničního přenosu elektřiny, tj. dovozu a vývozu.

$$SyO = \sum_{\forall SZ} O_{SZ} = \sum_{\forall SZ} [\sum_{OPM \in SZ} E_{dod,SZ}^{m\ddot{e}r} - \sum_{OPM \in SZ} E_{odb,SZ}^{m\ddot{e}r} - (\sum_{RD \in SZ} E_{dod,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{odb,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{imp,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{exp,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed})] - E_{ztr\ddot{a}ty}^{m\ddot{e}r} - E_{exp}^{m\ddot{e}r} + E_{imp}^{m\ddot{e}r} \quad (6)$$

$E_{ztr\ddot{a}ty}^{m\ddot{e}r}$ měřené ztráty v PS a DS [MWh] (uvedeno jako jeden součtový člen za všechny provozovatele, u operátora trhu jsou však evidovány jednotlivé diagramy měření)

$E_{exp}^{m\ddot{e}r}$, resp. $E_{imp}^{m\ddot{e}r}$ měření vývozu resp. dovozu elektřiny do/ze zahraničí, které zajišťuje PPS [MWh]

Součet všech členů měření dodávek a odběrů do/z elektrizační soustavy včetně ztrát a měření přeshraničního přenosu elektřiny pak odpovídá v úvodu uvedené rovnici výkonové rovnováhy $P_{dod} + P_{imp} - P_{odb} - P_{exp} - P_{ztr\ddot{a}ty} = 0$ v energetickém vyjádření za zúčtovací periodu, tedy platí:

$$\sum_{\forall SZ} [\sum_{OPM \in SZ} E_{dod,SZ}^{m\ddot{e}r} - \sum_{OPM \in SZ} E_{odb,SZ}^{m\ddot{e}r}] - E_{ztr\ddot{a}ty}^{m\ddot{e}r} - E_{exp}^{m\ddot{e}r} + E_{imp}^{m\ddot{e}r} = 0 \quad (7)$$

Dále platí i obdobná rovnice pro sjednané hodnoty, rovnice obchodní rovnováhy:

$$\sum_{\forall SZ} [\sum_{RD \in SZ} E_{dod,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{odb,SZ}^{sjed} + \sum_{RD \in SZ} E_{imp,SZ}^{sjed} - \sum_{RD \in SZ} E_{exp,SZ}^{sjed}] = 0 \quad (8)$$

Celkové obchodní saldo, tj. součet s respektováním znamének zaregistrovaných nákupů a prodejů (domácích i přeshraničních), tedy závazků dodat a odebrat do/z ES, musí být nulové. Tento vztah vyjadřuje skutečnost, že každou elektřinu, kterou nějaký subjekt zúčtování koupil, musel jiný subjekt zúčtování prodat. Platnost je technicky realizována, jak bylo popsáno výše, potvrzováním obchodních realizačních diagramů, kdy realizační diagram není platný, dokud není ve stejné hodnotě potvrzen nakupující i prodávající stranou.

Z aplikace rovnic výkonové (7) a obchodní rovnováhy (8) na rovnici (6) pak vyplývá, že systémová odchylka je rovna záporné hodnotě celkové dodané regulační energie:

$$SyO = -\sum_{\forall SZ} \sum_{RD \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed} \quad (9)$$

Jestliže jsou vypočteny odchylky, je možné přistoupit k výpočtu zúčtovací ceny odchylky a proti odchylky, které jsou vstupem pro určení plateb subjektů zúčtování. Operátor trhu stanoví pro každou obchodní hodinu zúčtovací cenu odchylky jako „nejdražší“ z nabídkových cen regulační energie v obchodní hodině ve směru opačném, než je systémová odchylka. Je-li takto stanovená cena „levnější“ než minimální zúčtovací cena stanovená ERÚ, je použita tato minimální cena. V předchozí definici je úmyslně použito výrazů „dražší“ a „levnější“, aby nebylo nutné definici komplikovat rozdělením na výpočet pro kladnou a zápornou regulační energii, protože pro obě je smysl shodný, pouze je nutné správně matematicky „otáčet“ znaménka.

Aby bylo možné převést výše uvedený výpočet do matematického vyjádření, je nutné stanovit znaménkovou konvenci. Ta je nastavena tak, aby platba za odchylku nebo regulační energii, tj. násobek jednotkové ceny a odchylky nebo regulační energie s respektováním znamének, byla kladná pro platbu směrem k subjektu (subjekt dostane zapláceno) a záporná pro platbu směrem od subjektu (subjekt platí). Například jestliže má subjekt zápornou odchylku, pak při kladné zúčtovací ceně platí a při záporné dostane zapláceno do/z systému zúčtování.

$$\begin{aligned} \text{je-li } SyO \leq 0, \text{ pak } ZC &= \max \left[ZC_{\min}; \max_{VSZVRD} \left(C_{reg+,SZ,RD}^{sjed} \right) \right] \\ \text{je-li } SyO \geq 0, \text{ pak } ZC &= \min \left[ZC_{\min}; \min_{VSZVRD} \left(C_{reg-,SZ,RD}^{sjed} \right) \right] \end{aligned} \quad (10)$$

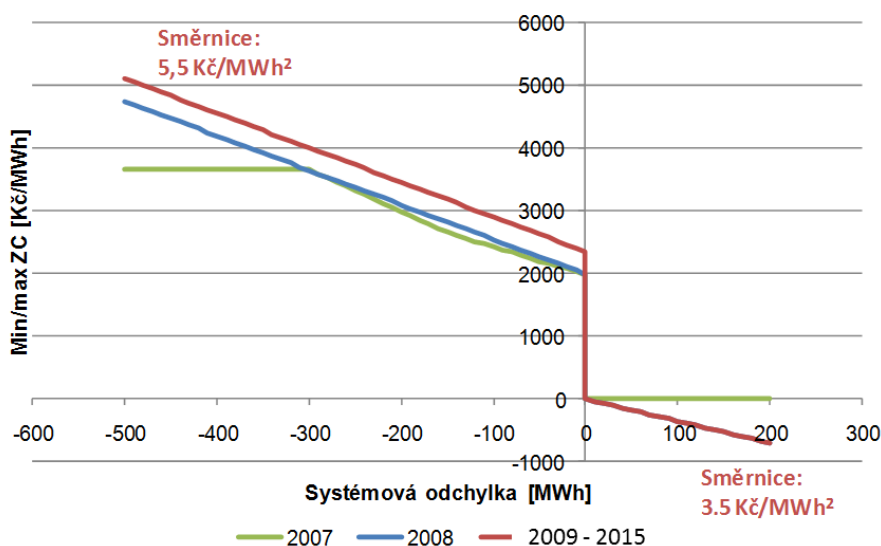
ZC zúčtovací cena [Kč/MWh]
 ZC_{\min} minimální zúčtovací cena stanovená v cenovém rozhodnutí ERÚ [Kč/MWh]
 C_{reg+}^{sjed} , resp. C_{reg-}^{sjed} sjednaná (tj. nabídková) cena kladné resp. záporné regulační energie v daném realizačním diagramu [Kč/MWh]

Minimální zúčtovací cena je stanovena rozhodnutím ERÚ a je funkcí systémové odchylky, pro rok 2015 je stanovena takto:

$$\begin{aligned} \text{je-li } SyO \leq 0; \text{ pak } ZC_{\min} &= 2\,350 - 5,5 \cdot SyO \text{ [Kč/MWh]} \\ \text{je-li } SyO > 0; \text{ pak } ZC_{\min} &= -1 - 3,5 \cdot SyO \text{ [Kč/MWh]} \end{aligned} \quad (11)$$

Graf 11.1 ukazuje minimální zúčtovací cenu za roky 2007–2015.

Graf 11.1: Minimální zúčtovací ceny pro 2007–2015



Zúčtovací cena protiodchylky je stanovena jako průměrná cena z nabídkových cen regulační energie v obchodní hodině ve směru opačném než je systémová odchylka:

$$ZC_{\text{proti}} = \frac{\sum_{VSZ} \sum_{RD \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed} \cdot C_{reg,SZ}^{sjed}}{\sum_{VSZ} \sum_{RD \in SZ} E_{reg,SZ}^{sjed}} \quad (12)$$

ZC_{proti} zúčtovací cena protiodchylky [Kč/MWh]

Platba subjektu zúčtování za odchylku v dané obchodní hodině se stanoví jako součin velikosti odchylky a zúčtovací ceny, tj. jestliže je odchylka subjektu zúčtování ve směru systémové odchylky, pak jako součin odchylky a zúčtovací ceny, jestliže je v opačném směru, pak jako součin odchylky a zúčtovací ceny protiodchylky:

$$\begin{aligned} &\text{je-li } \text{sign}(O_{SZ}) = \text{sign}(SyO), \text{ pak } \text{Platba}_{\text{odch},SZ} = O_{SZ} \cdot ZC \text{ [Kč/MWh]} \\ &\text{je-li } \text{sign}(O_{SZ}) \neq \text{sign}(SyO), \text{ pak } \text{Platba}_{\text{odch},SZ} = O_{SZ} \cdot ZC_{\text{proti}} \text{ [Kč/MWh]} \end{aligned} \quad (13)$$

Platba_{odch,SZ} platba subjektu zúčtování za odchylku [Kč]

V případě, že odchylka subjektu zúčtování je ve směru systémové odchylky, a tedy zhoršuje situaci v ES (zvyšuje se systémová odchylka, kterou PPS musí odregulovat), pak subjekt vždy zaplatí do systému zúčtování, protože odchylka subjektu má vždy opačné znaménko než zúčtovací cena, a platba má tedy záporné znaménko. V případě, že odchylka subjektu zúčtování je proti směru systémové odchylky, a tedy zlepšuje situaci v ES (snižuje se systémová odchylka), pak subjekt téměř vždy dostane zapláceno, protože odchylka subjektu má téměř vždy shodné znaménko jako zúčtovací cena protiodchylky (výjimkou je pouze mimořádný případ, kdy průměrná cena sjednané záporné regulační energie má kladné znaménko, tedy poskytovatelé záporné regulační energie jsou ochotni za snížení výkonu zaplatit).

Platba účastníkovi trhu (poskytovateli regulační energie, který nutně nemusí být subjektem zúčtování, nicméně musel by nějakému subjektu zúčtování předat zodpovědnost za odchylku) za sjednanou regulační energii je jednoduše násobkem mezi množstvím a sjednanou cenou:

$$\text{Platba}_{\text{reg},SZ} = \sum_{RD \in SZ} E_{\text{reg},SZ}^{\text{sjed}} \cdot C_{\text{reg},SZ}^{\text{sjed}} \quad (14)$$

Platba_{reg,SZ} platba poskytovateli regulační energie za sjednanou regulační energii [Kč]

Součet všech plateb z/do systému zúčtování odchylek a regulační energie, tj. všech plateb subjektů zúčtování za jejich odchylku a součet všech plateb poskytovatelům za sjednanou regulační energii, je zpravidla přebytekový. To vyplývá zejména z následujících skutečností:

- Subjekty zúčtování platí za odchylku nejdražší cenu z nabídkových cen sjednané regulační energie v obchodní hodině, ale poskytovatelé této regulační energie dostanou zaplácenu průměrnou cenu.
- Zúčtovací cena odchylky, kterou zaplatí subjekty zúčtování, je opět nejdražší, ale cena protiodchylky, kterou subjekty dostanou zapláceno, je průměrná.

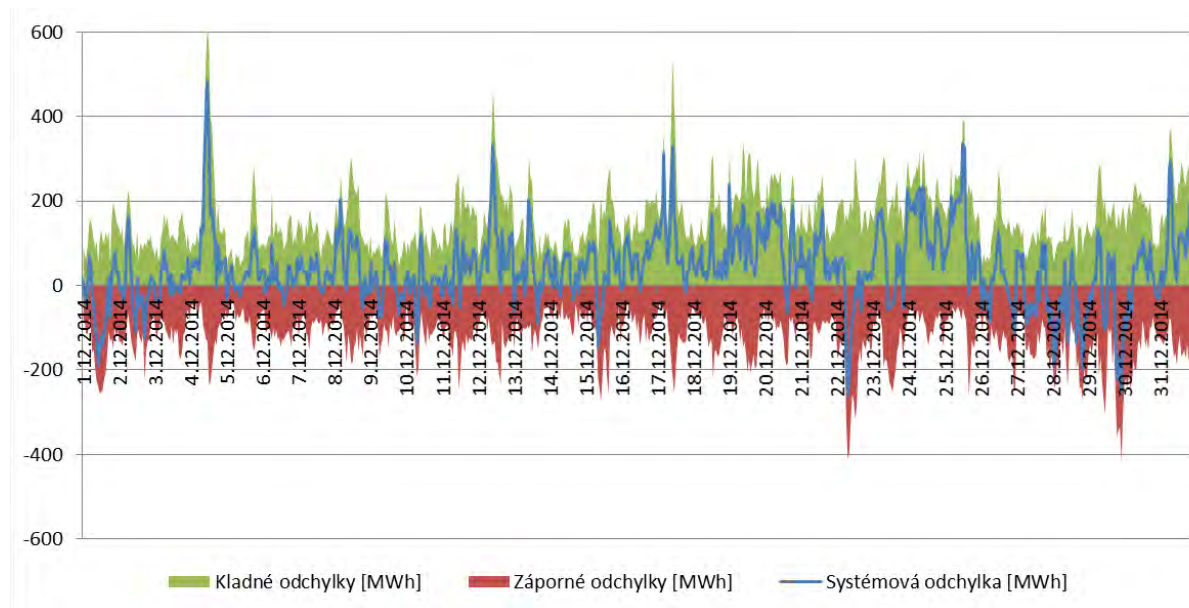
Na druhou stranu tento přebytek snižuje tzv. protiregulace, případ, kdy v rámci řízení ES je PPS nucen aktivovat jak kladnou, tak zároveň zápornou regulační energii v dané obchodní hodině. Nicméně i přes tuto protiregulaci je v průměru systém zúčtování v ČR přebytekový (viz grafy 11.2 až 11.5). Přebytek [Kč] ze systému zúčtování se stanoví v dané obchodní hodině:

$$\text{Přebytek} = \sum_{VSZ} \text{Platba}_{\text{odch},SZ} + \sum_{VSZ} \text{Platba}_{\text{reg},SZ} \quad (15)$$

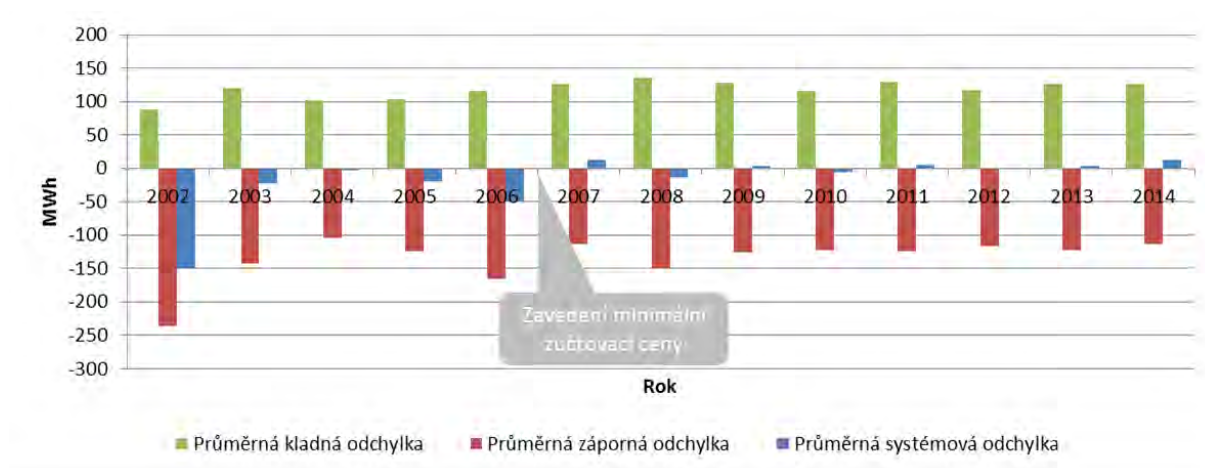
Tento přebytek je zúčtován operátorem trhu PPS, který jej zahrne do svých regulovaných příjmů na systémové služby, tedy na nákup podpůrných služeb.

Grafy 11.2 až 11.5 zobrazují vývoj velikosti odchylek, zúčtovacích cen a plateb za odchylku a regulační energii v letech 2002 až 2014.

Graf 11.2: Příklad vývoje systémové odchylky, kladné a záporné odchylky v prosinci 2014



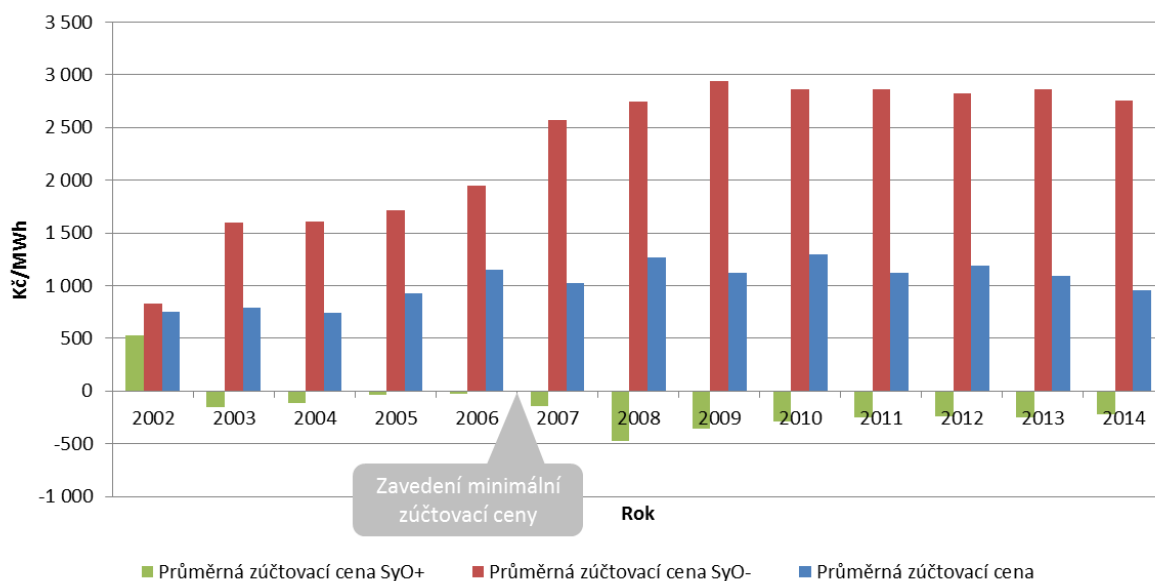
Graf 11.3: Průměrná systémová odchylka, průměrná kladné a záporné odchylky v jednotlivých letech 2002 až 2014



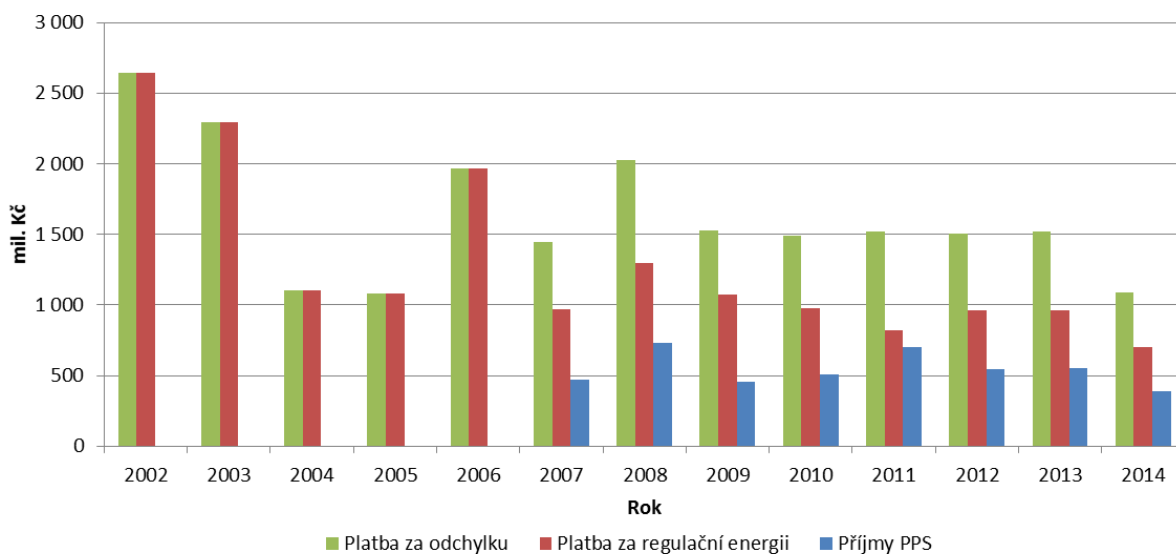
11.5 Požadavky na systém zúčtování, predikce odchylek

Nastavení systému zúčtování odchylek v ČR je vedeno snahou zejména PPS o zajištění dále popsaných základních požadavků. Hlavním požadavkem je motivace subjektů zúčtování k samoregulaci, tj. k minimalizaci svých odchylek. Snahou PPS je, aby s co nejmenší četností docházelo k výskytu vysokých systémových odchylek, které musí odregulovat. Výše celkových regulačních rezerv je limitována a v případě vysokých systémových odchylek je zvýšené riziko nedostatku těchto rezerv a nutnosti využití mimořádných opatření pro udržení výkonové rovnováhy, v krajním případě až nutnosti vyhlášení předcházení stavu nouze nebo dokonce stupňů stavů nouze a nařízení omezování spotřeby (viz kapitola 13). Tento požadavek je naplňován využitím minimální zúčtovací ceny, která zajišťuje funkční závislost zúčtovací ceny na velikosti systémové odchylky, kdy se zvyšováním systémové odchylky zúčtovací cena vždy roste.

Graf 11.4: Průměrná zúčtovací cena, průměrná zúčtovací cena v případě kladné a záporné systémové odchylky v jednotlivých letech 2002 až 2014



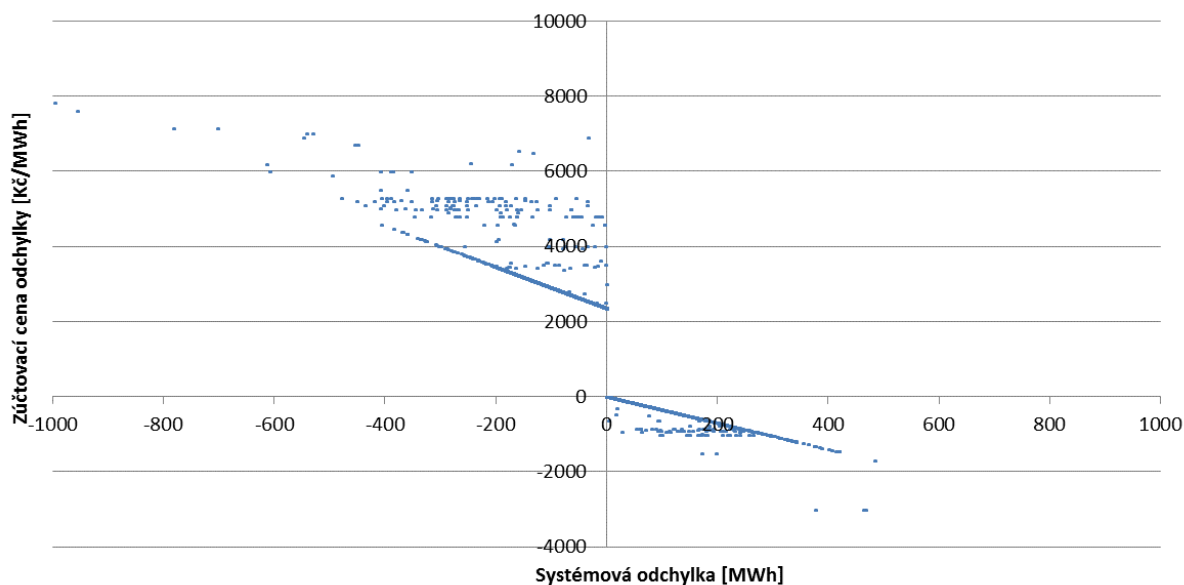
Graf 11.5: Platba za odchylku a regulační energii v jednotlivých letech 2002 až 2014



Musí být také zajištěna vhodná relace mezi průměrnou zúčtovací cenou a cenou silové elektřiny na trzích, tak aby bylo zabráněno soustavné, úmyslné odchylce subjektů zúčtování, tj. kdy subjekt zúčtování je úmyslně v „krátké“ či „dlouhé“ pozici.

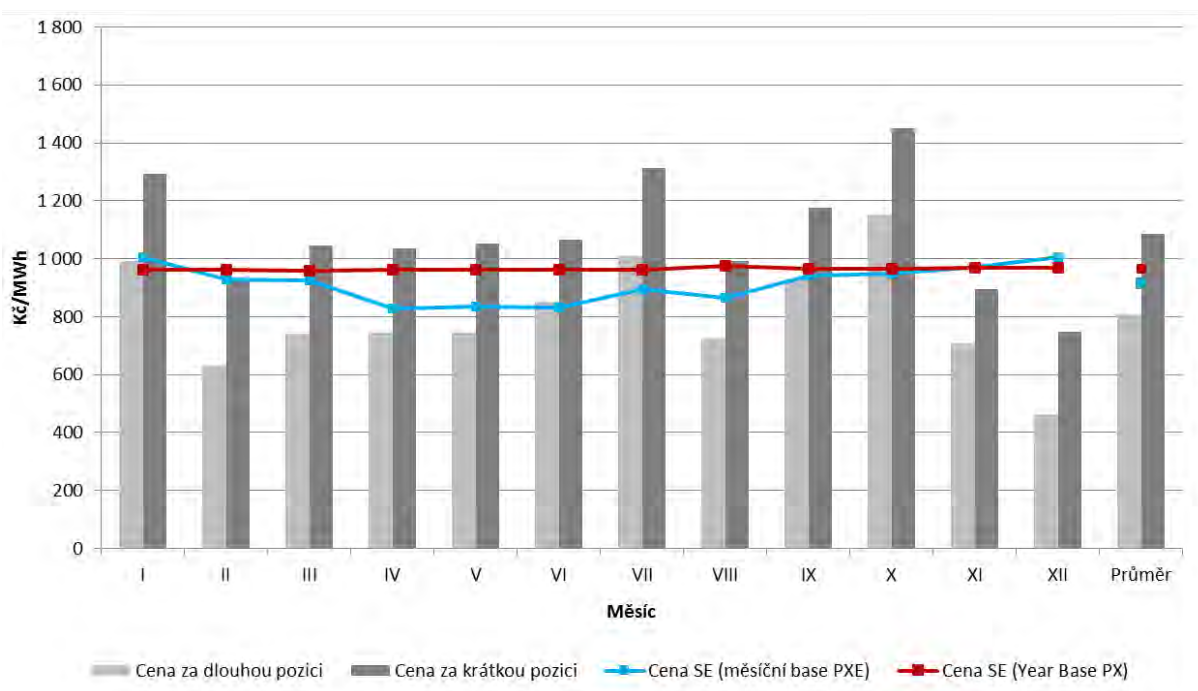
Příkladem může být pro jednoduchost obchodník, který pouze prodá elektřinu, ale nezajistí si reálnou dodávku. Tento prodej bude v každé hodině jeho zápornou odchylkou (tato bude muset být odregulována dodávkou kladné regulační energie). Subjekt je úmyslně v krátké pozici. Obchodník dostane zaplacen za prodanou elektřinu. V případě kladné systémové odchylky dostane opět zaplacen i za svou odchylku, ve výši násobku velikosti odchylky a zúčtovací ceny protiodchylky. Pouze v případě záporné systémové odchylky musí za svou odchylku zaplatit, ve výši násobku velikosti odchylky a zúčtovací ceny.

Graf 11.6: Závislost zúčtovací ceny na systémové odchylce v roce 2014



Četnost výskytu kladných a záporných systémových odchylek je dlouhodobě přibližně shodná. V dlouhodobém průměru musí být součet plateb, které tento subjekt zaplatí, vyšší než součet plateb, které dostane zapláceno, aby se tato spekulace finančně nevyplatila. Pochopitelně platí i opačný případ, kdy by obchodník pouze nakoupil a spekoval na dlouhou pozici. Zúčtovací ceny (odchylky i protiodchylky) musí být nastaveny tak, aby v dlouhodobém průměru byla cena za krátkou pozici v systému zúčtování vyšší než cena silové elektřiny na trhu (nevyplatí se elektřinu pouze prodat a nedodat) a cena za dlouhou pozici nižší než cena silové elektřiny (nevyplatí se elektřinu pouze koupit a neodebrat).

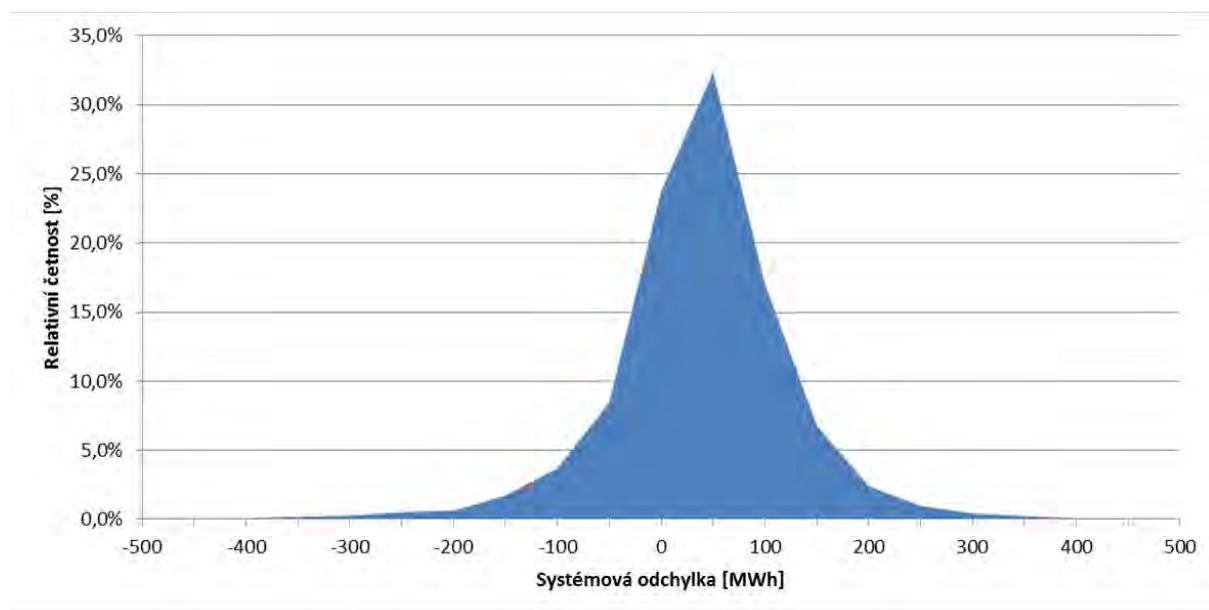
Graf 11.7: Cena odchylky v krátké a dlouhé pozici a cena silové elektřiny na PXE za rok 2014



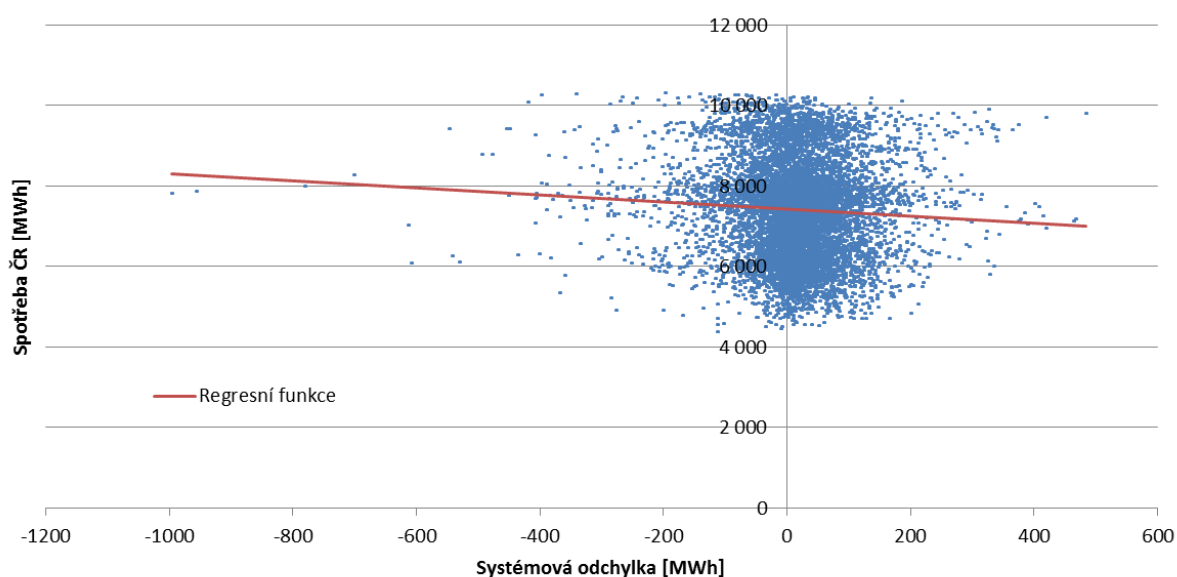
Tento požadavek je naplňován (kromě vhodného nastavení minimální zúčtovací ceny) zejména rozdílností ve výši zúčtovací ceny odchylky a protiodchylky. Tento rozdíl vytváří odstup v ocenění krátké a dlouhé pozice, ve kterém se musí v dlouhodobém průměru pohybovat cena silové elektřiny.

Vhodné nastavení minimální zúčtovací ceny nakonec také přispívá k žádané symetrii četnosti výskytu kladných a záporných odchylek. Tato symetrie znamená, že v dlouhodobém průměru není ES tzv. dlouhá nebo krátká, tj. potřeba aktivace kladné a záporné regulační energie je dlouhodobě vyvážená.

Graf 11.8: Histogram výskytu systémových odchylek v roce 2014



Graf 11.9: Závislost systémové odchylky na celkové spotřebě v roce 2014

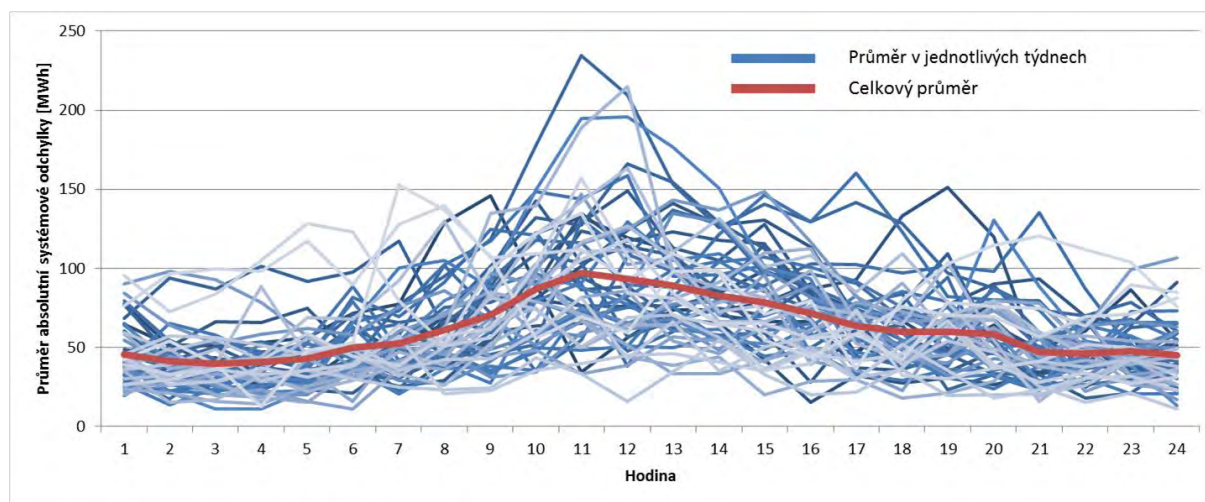


Výše uvedené vlastnosti systému zúčtování vedou k tomu, že systémová odchylka v obchodních hodinách nemá ve statistickém průměru žádnou trendovou nebo cyklickou složku a zůstává pouze

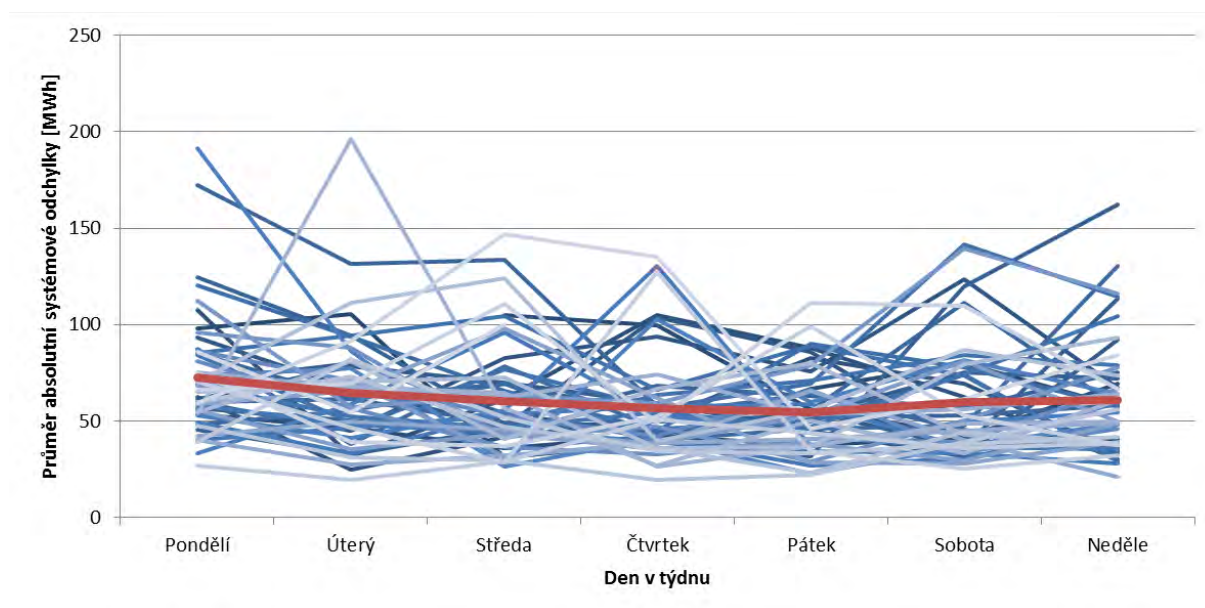
složka náhodná. Je zde však nutné připustit, že systémová odchylka jeví (i když relativně mírnou) závislost na celkové spotřebě. Tato závislost je pochopitelná, protože v případě nízké spotřeby je nutně nízká i výroba a jsou omezenější možnosti výpadku zdrojů či spotřeby. Vzhledem ke skutečnosti, že celková spotřeba má dlouhodobě trendovou složku a stejně tak má i cyklické složky (denní, týdenní a roční), zanáší se tento vliv do chování systémové odchylky.

Vliv trendové složky je však zcela potlačen změnami v systému zúčtování a pravidelnou roční revizí jeho parametrů. Vliv cyklických složek je statisticky velmi malý a je v podstatě pod úrovní rozlišitelnosti vzhledem k náhodné složce. Mírně se projevuje roční cyklus, kdy je zvýšená absolutní systémová odchylka v zimním období při zvýšené spotřebě. Grafy 11.9 až 11.12 ukazují průběhy absolutních hodnot systémové odchylky z důvodu zamezení vzájemného vykrácení kladných a záporných systémových odchylek, kdy se více zdůrazní její chování.

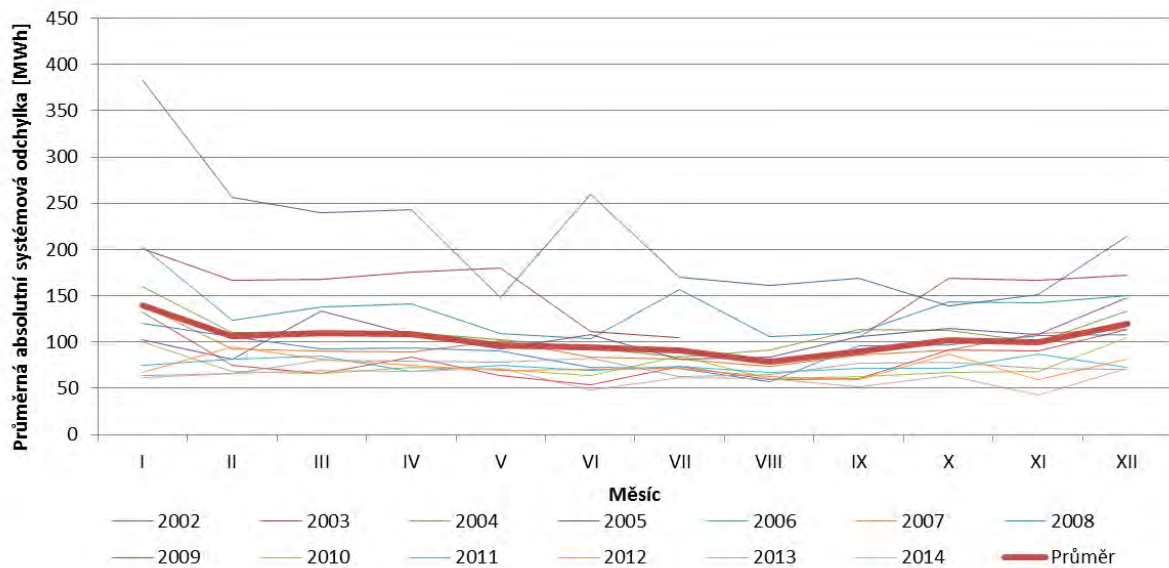
Graf 11.10: Průběh hodinových průměrů absolutních hodnot systémové odchylky v jednotlivých obchodních hodinách dne za rok 2014 (denní cyklus)



Graf 11.11: Průběh denních průměrů absolutních hodnot systémové odchylky v jednotlivých dnech týdne za rok 2014 (týdenní cyklus)

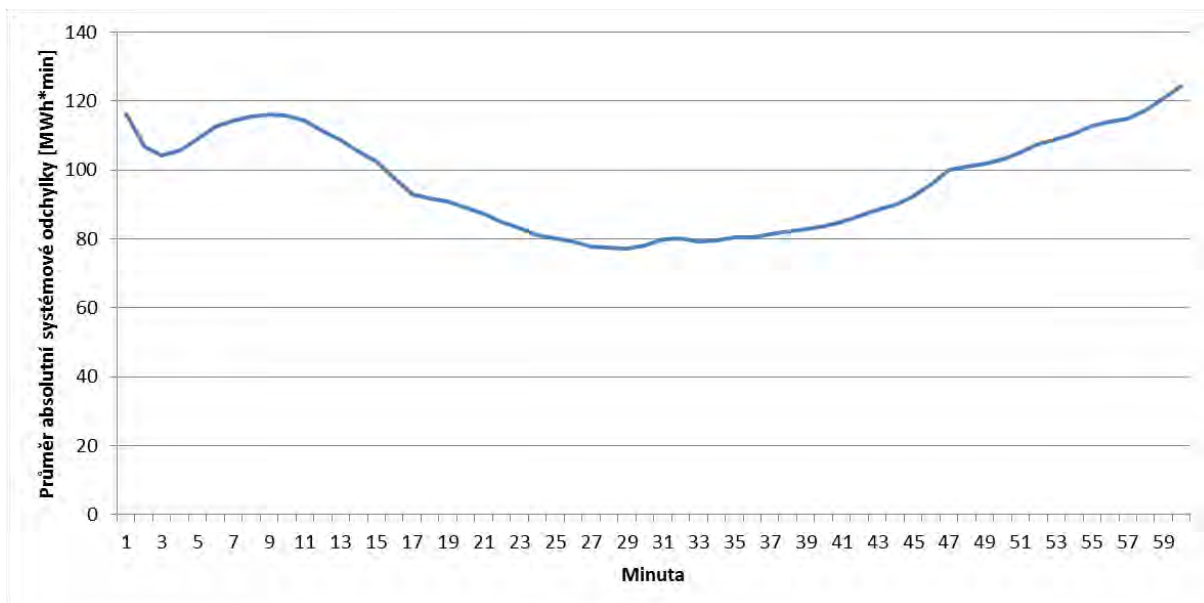


Graf 11.12: Průběh měsíčních průměrů absolutních hodnot systémové odchylky v jednotlivých měsících za roky 2002 až 2014 (roční cyklus)



Uvnitř obchodní hodiny je situace jiná (uvnitř obchodní hodiny nelze systémovou odchylku stanovit z obchodního měření, ale lze ji vypočítat jako součet okamžité aktivované regulační energie z tzv. dispečerského měření PPS). Systémová odchylka vykazuje nárůst v minutách blízkých začátku a konci obchodní hodiny a naopak pokles uvnitř hodiny. Toto je způsobeno skoky mezi obchodními hodinami v obchodně sjednaných dodávkách a odběrech, kdy reálná výroba a spotřeba má určitou dynamiku a oproti sjednaným hodnotám se nemůže měnit skokově.

Graf 11.13: Průběh minutových průměrů absolutních hodnot systémové odchylky v jednotlivých minutách obchodní hodiny za rok 2014 (hodinový cyklus)



Vysoká náhodná složka systémové odchylky předurčuje její velmi obtížnou predikci. Např. PPS při tvorbě poptávky na vyrovnávací trh vychází právě z predikce systémové odchylky. Ukazuje se, že

tuto predikci není možné provádět na déle než následující hodinu. Predikce na dvě hodiny dopředu již vykazuje neúměrnou chybovost a i predikce na hodinu dopředu je zatížena 10 až 15% chybovostí.

Predikci také znesnadňuje narůstající objem výroby z tzv. zdrojů s přerušovanou výrobou (zejména sluneční a větrné elektrárny), který vede k nárůstu obchodování jak na domácím vnitrodenním trhu s elektřinou, tak k nárůstu přeshraničního vnitrodenního obchodování. Tato výroba a zvýšení objemů vnitrodenních obchodů představují další poměrně vysoce volatilní vstupy do predikce.



Věnujeme energii rozvoji nových technologií

Chceme lepší budoucnost pro každého z nás.

Proto investujeme do inovací, podporujeme výzkum a vývoj. Hledáme cesty, jak efektivně, spolehlivě a čistě vyrábět, distribuovat i skladovat energii. Máme vizi čistší dopravy s elektromobily, či domů, které chytrě využívají energii. Těší nás, že s vámi můžeme dnešní možnosti měnit v zítřejší samozřejmost.



www.cez.cz | Zákaznická linka 840 840 840

JSME S VÁMI. SKUPINA ČEZ

12 PŘENOSOVÉ A DISTRIBUČNÍ SLUŽBY A TARIFY

Jan Kanta

Přenosová soustava a distribuční soustavy jsou specifické síťové subsystemy elektrizačních soustav, které svou podstatou představují tzv. přirozené monopoly. Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/72/ES zavádí pro subjekty provozující tyto subsystemy elektrizačních soustav pojmy **provozovatel přenosové soustavy** a **provozovatel distribuční soustavy**. Působnost těchto subjektů a z ní plynoucí podnikatelské efekty nejsou vystaveny přímému působení tržních mechanismů založených na existenci konkurence, a proto podléhají regulačnímu dohledu. Podmínky a pravidla poskytování monopolních služeb musí být navíc založeny na otevřeném, transparentním a nediskriminačním základě a musí být veřejně dostupné.

V České republice je pro přístup k distribuční a přenosové síti praktikován regulovaný přístup. V zásadě platí, že právo na připojení svého zařízení (zařízení spotřebující elektřinu – spotřební odběrné místo a zařízení vyrábějící elektřinu – výrobní předací místo) k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě a využívání služby přenosu nebo distribuce elektřiny má každý, kdo o to požádá a splňuje podmínky připojení a obchodní podmínky stanovené pravidly provozování přenosové soustavy nebo pravidly provozování distribuční soustavy, s výjimkou případu prokazatelného nedostatku kapacity zařízení pro přenos nebo distribuci nebo při ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu přenosové nebo distribuční soustavy. V případě zákazníka (spotřebního odběrného místa) je navíc ještě nutný pro připojení k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě souhlas vlastníka připojované nemovitosti.

12.1 Postup a pravidla pro připojení, účast na nákladech připojení

Podmínky připojení výroben elektřiny, distribučních soustav a odběrných míst zákazníků k elektrizační soustavě (přenosové soustavě nebo distribuční soustavě) a způsob stanovení podílu nákladů spojených s připojením a se zajištěním požadovaného příkonu stanovuje vyhláška č. 51/2006 Sb. ze dne 17. února 2006 o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, ve znění vyhlášky č. 81/2010 Sb.

V květnu 2015 byla vydána ve sbírce zákonů rozsáhlá novela energetického zákona a zákona o podporovaných zdrojích energie se základní účinností od 1. 1. 2016. V návaznosti na zmíněnou novelu je v době psaní této kapitoly (listopad 2015) připravována nová vyhláška o připojení.

S ohledem na uvedené skutečnosti budou níže nejprve popsána aktuálně platná pravidla pro připojení k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě. Následně potom na konci této podkapitoly budou popsány nejpodstatnější změny v oblasti připojení, které se připravují.

12.1.1 Aktuální pravidla pro připojení

Stávající platná vyhláška definuje, že:

- rezervovaným příkonem je hodnota elektrického příkonu v předávacím místě přenosové soustavy v MW v základním zapojení sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy na základě požadovaného příkonu a technických parametrů zařízení přenosové soustavy v předávacím místě, nebo hodnota elektrického příkonu sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy na základě požadovaného příkonu pro odběrné místo nebo předávací místo v kW na hladině velmi vysokého nebo vysokého napětí nebo ve výši jmenovité hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v A na hladině nízkého napětí,
- rezervovaným výkonem je hodnota připojovaného výkonu výroby elektřiny v předávacím místě přenosové soustavy v MW v základním zapojení snížená o hodnotu vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla, nebo hodnota připojovaného výkonu výroby elektřiny v předávacím místě distribuční soustavy v kW snížená o hodnotu vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny, nebo hodnota výkonu v MW sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy pro předávací místo distribuční soustavy nebo sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy pro předávací místo jiné distribuční soustavy,
- místem připojení je místo v přenosové nebo distribuční soustavě, v němž je zařízení připojeno, a to přímo, prostřednictvím domovní instalace nebo prostřednictvím přípojky a domovní instalace,
- zařízením je výroba elektřiny, distribuční soustava nebo odběrné elektrické zařízení a
- žadatelem je fyzická nebo právnická osoba, která žádá o připojení zařízení k přenosové nebo distribuční soustavě nebo o zvýšení rezervovaného příkonu nebo výkonu stávajícího zařízení, a která je oprávněna zařízení užívat na základě vlastnického nebo jiného práva; za žadatele se považuje rovněž fyzická nebo právnická osoba, která v daném území zamýšlí provést výstavbu zařízení.

Podmínkami připojení zařízení žadatele k přenosové nebo distribuční soustavě je podání žádosti o připojení, předložení studie připojitelnosti (pokud je vyžadována) a uzavření smlouvy o připojení mezi žadatelem a provozovatelem přenosové nebo provozovatelem distribuční soustavy nebo změna stávající smlouvy o připojení.

Pokud nedochází ke změně technických podmínek připojení při změně držitele licence provozujícího zařízení bez přerušení připojení výroby elektřiny k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě, nebo nahrazení nebo úpravě výroby elektřiny, kdy nedochází k překročení stávající sjednané výše rezervovaného výkonu při zachování standardních podmínek přenosu nebo distribuce elektřiny, žadatel podává pouze žádost o uzavření smlouvy o připojení nebo změnu stávající smlouvy o připojení.

Žádá-li o připojení žadatel, který je souběžným držitelem licencí na distribuci elektřiny a výrobu elektřiny, má se za to, že žádá o připojení distribuční soustavy, pokud se technickou dokumentací neprokáže, že připojované zařízení má charakter výroby elektřiny. Je-li zařízení účastníka trhu s elektřinou, který je souběžným držitelem licencí na distribuci elektřiny a výrobu elektřiny, již připojeno k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě, má se za to, že je připojena distribuční soustava, pokud se technickou dokumentací neprokáže, že připojené zařízení má charakter výroby elektřiny.

Žádá-li o připojení k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě žadatel, který je držitelem licence na distribuci elektřiny nebo licence na výrobu elektřiny, rezervuje se pro předávací místo rezervovaný příkon i rezervovaný výkon.

Žádost o připojení zařízení k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě se podává pro každé odběrné nebo předávací místo zvlášť. Žádost o připojení zařízení žadatele k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě se podává před výstavbou nebo připojením nového zařízení, před zvýšením rezervovaného příkonu nebo výkonu stávajícího připojeného zařízení, před změnou charakteru odběru, v případě změny druhu výroby elektřiny a v případě změny místa připojení výroby elektřiny k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě. Náležitosti žádosti o připojení jsou uvedeny v přílohách k vyhlášce č. 51/2006 Sb.

Je-li s přihlédnutím ke všem okolnostem zřejmé, že zařízení, o jehož připojení žadatel žádá, bude mít vliv na spolehlivost provozu přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, nebo žádá-li se o připojení zařízení k napěťové hladině vysokého napětí a vyšších, může si provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy od žadatele vyžádat zpracování studie připojitelnosti.

Předmětem studie připojitelnosti výroby elektřiny nebo odběrného elektrického zařízení je posouzení očekávaných vlivů připojení zařízení na spolehlivost provozu přenosové soustavy nebo distribuční soustavy. Předmětem studie připojitelnosti distribuční soustavy k přenosové soustavě nebo distribuční soustavy k jiné distribuční soustavě je dále posouzení možných variant požadovaného připojení z hlediska jejich nákladovosti.

Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy posuzuje žádost o připojení s ohledem na místo a způsob požadovaného připojení, velikost požadovaného rezervovaného příkonu nebo výkonu a časový průběh zatížení, spolehlivost dodávky elektřiny, charakter zpětného působení zařízení žadatele na přenosovou nebo distribuční soustavu, plánovaný rozvoj soustavy, pořadí podaných žádostí a limity připojitelného výkonu do elektrizační soustavy stanovených provozovatelem přenosové soustavy.

Nejsou-li dány důvody stanovené energetickým zákonem, pro které nelze zařízení žadatele k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě připojit, předloží provozovatel distribuční soustavy žadateli do 30 dnů nebo v případě zařízení připojovaného do napěťové hladiny vysokého nebo velmi vysokého napětí do 60 dnů od podání úplné žádosti o připojení nebo ode dne předání studie připojitelnosti, pokud bylo zpracování studie připojitelnosti vyžádáno, návrh smlouvy o připojení nebo návrh smlouvy o smlouvě budoucí o připojení. V případě zařízení připojovaného do přenosové soustavy činí lhůta pro předložení návrhu smlouvy o připojení nebo smlouvy o smlouvě budoucí o připojení 90 dnů od podání úplné žádosti o připojení nebo ode dne předání studie připojitelnosti, pokud bylo zpracování studie připojitelnosti vyžádáno. Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy určí v návrhu smlouvy o smlouvě budoucí o připojení lhůtu pro přijetí návrhu smlouvy v délce 30 dnů, jedná-li se o připojení zařízení k napěťové hladině nízkého napětí, nebo 60 dnů, jedná-li se o připojení zařízení k napěťové hladině vysokého napětí nebo vyšších.

Nelze-li zařízení žadatele připojit z důvodů stanovených energetickým zákonem, provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy písemně sdělí tuto skutečnost žadateli do 30 dnů od podání úplné žádosti o připojení nebo ode dne předání studie připojitelnosti, pokud bylo zpracování studie připojitelnosti vyžádáno. Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy zároveň uvede konkrétní důvody, pro které nelze zařízení žadatele připojit.

Smlouva o smlouvě budoucí o připojení se uzavírá zpravidla tehdy, pokud připojení zařízení žadatele vyžaduje stavebně technická opatření v přenosové soustavě nebo distribuční soustavě, jejichž realizace vyžaduje rozhodnutí o umístění stavby nebo územní souhlas podle stavebního zákona.

Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy navrhne připojení zařízení tak, aby technické provedení připojení zařízení vycházelo z plánovaného rozvoje soustavy při současném zohlednění zájmu žadatele na minimalizaci nákladů na připojení zařízení k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě.

Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy rezervuje žadateli požadovaný výkon nebo příkon od okamžiku předložení návrhu smlouvy o připojení nebo návrhu smlouvy o smlouvě budoucí o připojení. Pokud žadatel nepřijme návrh smlouvy do 30 dnů pro připojení k napěťové hladině nízkého napětí nebo do 60 dnů pro připojení k napěťové hladině vysokého napětí a vyšších, rezervace výkonu nebo rezervace příkonu zaniká.

Samotné připojení zařízení žadatele k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě se uskutečňuje na základě smlouvy o připojení. Smlouva o připojení jednoho žadatele může zahrnovat více odběrných nebo předávacích míst, pokud je každé z nich ve smlouvě samostatně uvedeno.

Žadatel hradí zálohu na podíl na oprávněných nákladech, a to ve výši 50 % z hodnoty podílu na oprávněných nákladech, nejvýše však 50 milionů Kč. Žadatel uhradí zálohu na podíl na oprávněných nákladech do 15 dnů ode dne uzavření smlouvy o připojení nebo smlouvy o smlouvě budoucí o připojení. Neuhradí-li žadatel zálohu na podíl na oprávněných nákladech podle odstavce 3 ani v dodatečně přiměřené lhůtě poskytnuté provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy a provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy z tohoto důvodu ukončí smlouvu o připojení nebo smlouvu o smlouvě budoucí o připojení, rezervace výkonu nebo rezervace příkonu zánikem smluvního vztahu zaniká.

Podíl žadatele na oprávněných nákladech se vypočítá jako součin měrného podílu podle tabulky níže a žadatelem požadovaného rezervovaného příkonu nebo výkonu. Měrný podíl žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu činí:

Za rezervaci příkonu:

Místo připojení k napěťové hladině	Způsob připojení	Měrný podíl žadatele
přenosová soustava		200 000 Kč/MW
distribuční soustava VVN	Typ A	600 000 Kč/MW
distribuční soustava VVN	Typ B	150 000 Kč/MW
distribuční soustava VN		800 000 Kč/MW
distribuční soustava NN	3fázové připojení	500 Kč/A
distribuční soustava NN	1fázové připojení	200 Kč/A

Za rezervaci výkonu:

Místo připojení k napěťové hladině	Způsob připojení	Měrný podíl žadatele
přenosová soustava	v místě připojení podle stanoviska provozovatele přenosové soustavy	500 000 Kč/MW
distribuční soustava VVN	Typ A	1 200 000 Kč/MW
distribuční soustava VVN	Typ B	150 000 Kč/MW
distribuční soustava VN	Typ A	640 000 Kč/MW
distribuční soustava VN	Typ B	150 000 Kč/MW
distribuční soustava NN	3fázové připojení	500 Kč/A
distribuční soustava NN	1fázové připojení	200 Kč/A

Připojení typu A je takové připojení, kdy provozovatel distribuční soustavy rozšíří distribuční soustavu až do předávacího místa, kterým je např. trafostanice nebo rozvodna žadatele o připojení.

Připojení typu B je takové připojení, které nespĺňuje podmínky připojení typu A.

V případě požadavku na připojení nebo navýšení rezervovaného příkonu nebo výkonu v objektech již připojených je pro určení výše podílu na oprávněných nákladech rozhodující stávající způsob připojení.

V případě připojování výroby elektřiny k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě hradí vývodové vedení do místa připojení žadatel v plné výši.

Je-li souběžně rezervován příkon a výkon jednoho žadatele v jednom místě připojení, stanoví se podíl na oprávněných nákladech zvláště pro rezervaci příkonu a pro rezervaci výkonu. Žadatel hradí vyšší z obou stanovených podílů na oprávněných nákladech.

12.1.2 Podstatné připravované změny pravidel pro připojení

Novela energetického zákona účinná od 1. 1. 2016 nově definuje, že licence na podnikání v energetických odvětvích na území České republiky udělená Energetickým regulačním úřadem se v případě výroby elektřiny také vyžaduje na výrobu elektřiny ve výrobnách elektřiny s instalovaným výkonem nad 10 kW určené pro vlastní spotřebu zákazníka, pokud je výroba elektřiny propojena s přenosovou soustavou nebo s distribuční soustavou, nebo na výrobu elektřiny vyrobenou ve výrobnách elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW včetně, určené pro vlastní spotřebu zákazníka, pokud je ve stejném odběrném místě připojena jiná výroba elektřiny držitele licence. Jinými slovy, licence se nevyžaduje, pokud je výroba elektřiny do 10 kW připojena ve spotřební odběrném místě zákazníka a s vyrobenou elektřinou zákazník nepodniká.

Současně novela zákona také definuje, že zákazník může provozovat výrobu elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kW, pokud je propojena s přenosovou soustavou nebo s distribuční soustavou a pokud není ve stejném odběrném místě připojena jiná výroba elektřiny, pouze na základě uzavřené smlouvy o připojení, která zahrnuje i připojení výroby elektřiny. V tomto případě se na zákazníka dále vztahují práva a povinnosti pro výrobce definovaná v energetickém zákoně v § 23 odst. 1 písm. a) a v § 23 odst. 2 písm. a), c), e), i) a j). Kromě práv a povinností uvedených v předchozí větě je zákazník dále povinen zajistit, aby k výrobě elektřiny byla používána technická zařízení, která splňují požadavky bezpečnosti a spolehlivosti stanovené právními předpisy a technickými normami, zajistit aby práce spojené s instalací a provozem výroby elektřiny byly prováděny osobami s odbornou způsobilostí a vyrábět elektřinu tak, aby nedošlo k ohrožení života a zdraví osob, majetku nebo zájmu na ochranu životního prostředí.

12.1.2.1 Mikrozdroje a jejich připojení

V návaznosti na výše uvedené změny v energetickém zákoně je připravovanou novou vyhláškou o připojení zaváděna definice mikrozdroje. Mikrozdrojem má být zdroj elektrické energie a všechna související zařízení pro výrobu elektřiny, určený pro paralelní provoz s distribuční soustavou nízkého napětí se jmenovitým střídavým fázovým proudem do 16 A na fázi včetně a celkovým maximálním instalovaným výkonem do 10 kW včetně.

V návrhu vyhlášky je také uvedeno, že žadatel podává pouze žádost o uzavření smlouvy o připojení nebo změnu stávající smlouvy o připojení, pokud nedochází ke změně ostatních technických podmínek připojení při připojování mikrozdrojů.

Nakonec také návrh nové vyhlášky stanovuje podmínky zjednodušeného připojení k distribuční soustavě. Zjednodušeným připojením lze připojit pouze mikrozdroy na hladině nízkého napětí, když podmínkami připojení mikrozdroye žadatele k distribuční soustavě je:

- že naměřená hodnota impedance v místě připojení k distribuční soustavě menší nebo rovna hodnotě limitní impedance,
- zajištění opatření u mikrozdroye, které zabrání přímé dodávce elektřiny do distribuční soustavy v místě připojení,
- že do odběrného místa je připojen pouze jeden mikrozdroy a žádná výrobná,
- že dodávka elektřiny do distribuční soustavy s maximálním naměřeným výkonem v měřícím intervalu vyšším než 10 % instalovaného výkonu mikrozdroye představuje závazné porušení smluvních podmínek připojení mikrozdroye,
- podání žádosti o uzavření smlouvy o připojení nebo o změnu stávající smlouvy o připojení podle přílohy č. 10 k této vyhlášce a
- uzavření smlouvy o připojení mezi žadatelem o připojení mikrozdroye a provozovatelem distribuční soustavy nebo změna stávající smlouvy o připojení, přičemž rezervovaný výkon je roven nule.

Žadatel musí zajistit změření impedance proudové smyčky v místě připojení k distribuční soustavě podle české technické normy osobou s odbornou způsobilostí. Hodnota limitní impedance je pro zdroje do 16 A na fázi 0,47 Ω a pro zdroje do 10 A na fázi 0,75 Ω . V případě, že je naměřená hodnota impedance vyšší nebo rovna hodnotě limitní impedance, může žadatel připojit mikrozdroy v odběrném místě pouze „standardním“ způsobem a nikoliv zjednodušeným způsobem.

Žádost o uzavření smlouvy o připojení nebo o změnu stávající smlouvy o připojení podává žadatel provozovateli distribuční soustavy, se kterým má uzavřenu smlouvu o připojení. Náležitosti žádosti o uzavření smlouvy o připojení ve zjednodušeném režimu jsou uvedeny v příloze č. 10 k návrhu nové vyhlášky. Součástí žádosti je také souhlas vlastníka nemovitosti s umístěním mikrozdroye na jeho nemovitosti.

Provozovatel distribuční soustavy posoudí údaje uvedené v žádosti o uzavření smlouvy nejpozději do 15 dnů od podání žádosti. V případě že údaje uvedené v žádosti o smlouvu o připojení nejsou úplné nebo jsou v rozporu s evidencí provozovatele distribuční soustavy nebo nejsou splněny podmínky pro zjednodušené připojení uvedené výše, vyzve provozovatel distribuční soustavy žadatele nejpozději do 15 dnů ode dne obdržení žádosti k doplnění poskytnutých údajů v potřebném rozsahu a stanoví k tomu přiměřenou lhůtu. Současně žadatele upozorní, že v případě nedoplnění údajů v požadovaném rozsahu ve stanovené lhůtě nebude žádost posuzována. V opačném případě zašle žadateli návrh smlouvy o připojení nejpozději do 30 dnů od obdržení úplné žádosti o uzavření smlouvy o připojení.

Pokud žadatel nepřijme návrh smlouvy o připojení nebo návrh změny stávající smlouvy o připojení do 30 dnů od jejího předložení, pro připojení mikrozdroye k distribuční soustavě se podává nová žádost o uzavření smlouvy o připojení nebo o změnu stávající smlouvy o připojení.

Provozování mikrozdroye bez smlouvy o připojení zohledňující připojený mikrozdroy je závažným porušením podmínek smlouvy o připojení.

V případě připojení mikrozdroye k distribuční soustavě žadatel nehradí podíl na oprávněných nákladech.

12.1.2.2 Některé další podstatné novinky v návrhu nové vyhlášky o připojení

Došlo ke zpřesnění některých definic.

Rezervovaným příkonem se rozumí:

- hodnota elektrického příkonu v místě připojení k přenosové soustavě v MW v základním zapojení sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy na základě požadovaného příkonu a technických parametrů zařízení přenosové soustavy v místě připojení k přenosové soustavě, nebo
- hodnota elektrického příkonu sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy na základě požadovaného příkonu v místě připojení nebo předávací místo v MW na hladině velmi vysokého nebo vysokého napětí nebo ve výši jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v A v místě připojení na hladině nízkého napětí.

Rezervovaným výkonem se rozumí:

- hodnota připojovaného výkonu výroby elektřiny sjednaná v místě připojení k přenosové soustavě v MW,
- hodnota připojovaného výkonu výroby elektřiny sjednaná v místě připojení k distribuční soustavě v MW, nebo
- hodnota výkonu v MW sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy pro místo připojení distribuční soustavy nebo sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy pro místo připojení jiné distribuční soustavy.

Žadatelem se rozumí fyzická nebo právnická osoba, která žádá o připojení zařízení k přenosové nebo distribuční soustavě nebo o změnu rezervovaného příkonu nebo výkonu stávajícího zařízení nebo o připojení mikrozdroje k distribuční soustavě nebo o změnu charakteru odběru nebo o změnu druhu výroby elektřiny nebo instalovaného výkonu výroby, a která je oprávněna zařízení užívat na základě vlastnického nebo jiného práva; za žadatele se považuje rovněž fyzická nebo právnická osoba, která v daném území zamýšlí provést výstavbu zařízení a fyzická nebo právnická osoba, která žádá o smlouvu o připojení nebo její změnu,

Instalovaným výkonem výroby se rozumí součet jmenovitých výkonů všech generátorů; v případě výroben využívajících solární panely součet jmenovitých hodnot všech instalovaných solárních panelů.

Došlo k rozšíření situací, kdy žadatel podává pouze žádost o uzavření smlouvy o připojení nebo změnu stávající smlouvy o připojení, pokud nedochází ke změně technických podmínek připojení při:

- změně fyzické nebo právnické osoby, která je oprávněna užívat odběrné elektrické zařízení,
- snížení rezervovaného výkonu nebo příkonu zařízení a
- změně identifikačních údajů zákazníka.

Bylo zavedeno nové pravidlo, že rezervovaný výkon v místě připojení výroby přímo připojené k elektrizační soustavě nebo v místě připojení odběrného místa, do kterého je připojena výroba, nebo v místě připojení výroby, do jejíhož zařízení je připojena jiná výroba, může být ve smlouvě

o připojení sjednán nejvýše jako součet násobků instalovaného výkonu a koeficientu podle přílohy č. 12 k návrhu nové vyhlášky za všechny výrobní elektrárny připojené v daném místě připojení.

Příloha 12 je navržena tak, že pro určení maximální hodnoty rezervovaného výkonu přepočteného z hodnoty instalovaného výkonu (elektrického) jsou stanoveny následující koeficienty:

Typ výroby	Koeficient (k _r)
Malá vodní elektrárna do P _{inst} = 1 MW včetně	1,1
Malá vodní elektrárna nad P _{inst} = 1 MW, do 10 MW včetně	1,08
Vodní elektrárna nad P _{inst} = 10 MW	1,05
Fotovoltaická elektrárna (instalovaný výkon panelů kWp)	1
Větrná elektrárna do P _{inst} = 10 MW včetně	1,1
Větrná elektrárna nad P _{inst} = 10 MW	1,05
Kogenerační jednotky, mikro do P _{inst} = 10 kW včetně	1,1
Kogenerační jednotky nad P _{inst} = 10 kW	1,05
Elektrárny využívající spalování biomasy včetně	1
Elektrárny využívající spalování bioplynu a dřívího plynu	1
Geotermální elektrárny	1
Parní elektrárny, spalovny	1
Paroplynové elektrárny	1,05
Jaderné elektrárny	1

Maximální hodnota pro sjednání rezervovaného výkonu se vypočte jako součin instalovaného výkonu výroby a koeficientu k_r:

$$P = P_{\text{inst}} \cdot k_r \text{ (MW)}$$

Zpřesnění posouzení, zda se jedná o elektrickou přípojku v zastavěném nebo mimo zastavěném území podle stavebního zákona. Nově má být rozhodující umístění převážné části trasy navržené přípojky, když doposud je rozhodující umístění připojované nemovitosti.

V nové vyhlášce by také měla být definována pravidla pro situace, kdy u výrobní elektrárny připojené k soustavě před 1. 1. 2016 není sjednán rezervovaný výkon nebo příkon:

- Není-li u výrobní elektrárny připojené k přenosové soustavě před 1. 1. 2016 sjednán rezervovaný příkon, a pokud se výrobce elektrárny s provozovatelem přenosové soustavy nedohodnou jinak, provozovatel přenosové soustavy určí jeho hodnotu ve výši čtvrt hodinového maxima naměřeného za období od 1. ledna 2011 do 31. prosince 2015. Za takto sjednanou nebo určenou hodnotu rezervovaného příkonu se nehradí podíl na oprávněných nákladech.
- Není-li u výrobní elektrárny nebo distribuční soustavy připojené před 1. 1. 2016 sjednán rezervovaný výkon nebo příkon, provozovatel distribuční soustavy určí jeho hodnotu ve výši čtvrt hodinového maxima naměřeného za období od 1. ledna 2011 do 31. prosince 2015. Při výpočtu provozovatel distribuční soustavy vyloučí 5 % maximálních hodnot naměřených v uvedeném období. Za takto určenou hodnotu rezervovaného výkonu nebo příkonu se nehradí podíl na oprávněných nákladech.

12.2 Zajištění přenosu a distribuce, pravidla pro rezervace kapacit a její změny

Podmínky pro zajištění přenosu a distribuce, pravidla pro rezervace kapacit a její změny primárně definuje vyhláška č. 541/2005 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou, zásadách tvorby cen za činnosti operátora trhu s elektřinou a provedení některých dalších ustanovení energetického zákona, ve znění vyhlášky pozdějších změn. Další detaily můžeme nalézt v cenových rozhodnutích vydávaných Energetickým regulačním úřadem.

Jak již bylo uvedeno v kapitole 12.1, v květnu 2015 byla vydána ve sbírce zákonů rozsáhlá novela energetického zákona a zákona o podporovaných zdrojích energie se základní účinností od 1. 1. 2016. V návaznosti na zmíněnou novelu je v době psaní této kapitoly (listopad 2015) připravována nová vyhláška o pravidlech trhu s elektřinou.

S ohledem na uvedené skutečnosti budou níže nejprve popsána aktuálně platná pravidla pro zajištění přenosu a distribuce. Následně potom na konci této podkapitoly budou popsány nejpodstatnější změny v oblasti zajištění přenosu a distribuce, které se připravují.

12.2.1 Aktuální pravidla pro zajištění přenosu a distribuce

Přenos pro subjekty připojené do přenosové soustavy je zajišťován na základě smlouvy o přenosu. Distribuce pro subjekty připojené do distribuční soustavy je zajišťována na základě smlouvy o distribuci.

Smlouva o přenosu elektřiny nebo distribuci elektřiny se uzavírá na základě žádosti o poskytnutí přenosu elektřiny nebo distribuce elektřiny. Žádost o poskytnutí přenosu elektřiny nebo distribuce elektřiny předkládá žadatel provozovateli přenosové nebo distribuční soustavy v případě nově zřízeného odběrného místa nebo v případě změny rezervovaného příkonu v daném odběrném místě nejméně 30 kalendářních dní před požadovaným termínem zahájení přenosu elektřiny nebo distribuce elektřiny, a to pro každé předávací nebo odběrné místo zvlášť.

Smlouva o přenosu elektřiny nebo distribuci elektřiny je v případě zákazníka sjednávána pro odběrné místo zákazníka nebo jejich souhrn a v případě provozovatele distribuční soustavy pro souhrn předávacích míst dohodnutých ve smlouvě o připojení. Pro každé odběrné nebo předávací místo se uzavírá pouze jedna smlouva o přenosu elektřiny nebo s jedním provozovatelem distribuční soustavy pouze jedna smlouva o distribuci elektřiny. Podmínkou pro možnost sjednání smlouvy o přenosu elektřiny nebo smlouvy o distribuci elektřiny do odběrného místa zákazníka dodavatelem je souhlas daného zákazníka.

V případě, že dodavatel zajišťuje dodávku elektřiny zákazníkovi prostřednictvím tzv. sdružené smlouvy, uzavře provozovatel distribuční soustavy s tímto dodavatelem rámcovou smlouvu o distribuci elektřiny. Rámcovou smlouvou o distribuci elektřiny se rozumí smlouva o distribuci elektřiny pro více odběrných nebo předávacích míst účastníků trhu s elektřinou.

Dodavatel předává provozovateli distribuční soustavy návrhy na změnu rámcové smlouvy o distribuci elektřiny zpravidla k poslednímu dni kalendářního měsíce předcházejícího kalendářnímu měsíci, ve kterém má změna rámcové smlouvy nabýt účinnosti. Provozovatel distribuční soustavy předává dodavateli do pěti pracovních dnů po skončení kalendářního měsíce sestavu obsahující údaje o odběrných nebo předávacích místech, které jsou aktuální k prvnímu dni měsíce, ve kterém je sestava zasílána provozovatelem distribuční soustavy.

Na základě smlouvy o přenosu elektřiny se hradí regulovaná cena, kterou je cena za přenos elektřiny, cena za systémové služby na úrovni přenosové soustavy, a v případě zákazníka, jehož zařízení je připojeno k přenosové soustavě, i cena na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny a cena za zúčtování operátora trhu.

Na základě smlouvy o distribuci elektřiny se hradí regulovaná cena, kterou je cena za distribuci, cena za systémové služby na úrovni přenosové soustavy, cena na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny a cena za zúčtování operátora trhu.

Platba za přenos elektřiny a platba za distribuci elektřiny se skládá z platby za použití sítí, platby za rezervovanou kapacitu a v případě distribuce elektřiny také z platby za překročení rezervované kapacity. Účastník trhu s elektřinou hradí platby za přenos elektřiny nebo za distribuci elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli příslušné distribuční soustavy, ke které je zařízení účastníka trhu s elektřinou připojeno. Platba za přenos elektřiny se sjednává pouze pro odběr z přenosové soustavy. Platba za distribuci elektřiny se sjednává zvláště pro každý odběr z distribuční soustavy s napětím mezi fázemi vyšším než 52 kV, od 1 kV do 52 kV včetně a do 1 kV včetně.

Rezervovaná kapacita sjednaná ve smlouvě o distribuci elektřiny nemůže být vyšší, než je hodnota rezervovaného příkonu sjednaného ve smlouvě o připojení. Výrobce první kategorie nesjednává rezervovanou kapacitu a nehradí platbu za rezervovanou kapacitu pro místa připojení výroben elektřiny ani pro místa připojení zařízení určená k odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny. Výrobce druhé kategorie sjednává a hradí platbu za rezervovanou kapacitu zvláště za každou výrobu elektřiny. Výrobce druhé kategorie nesjednává rezervovanou kapacitu a nehradí platbu za rezervovanou kapacitu pro místa připojení určená k odběru elektřiny pouze pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny.

Odebírá-li výrobce elektřinu z přenosové nebo distribuční soustavy, včetně odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny a odběru elektřiny pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren, hradí za přenos elektřiny nebo distribuci elektřiny platbu za použití sítí a nesjednává rezervovanou kapacitu a nehradí platbu za rezervovanou kapacitu pro místa připojení zařízení určených pouze k odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny nebo spotřebovanou výrobcem pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren.

Platba za použití sítí se vztahuje ke skutečně odebrané elektřině z přenosové soustavy nebo z distribuční soustavy.

Cena na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny a cena za zúčtování operátora trhu se vztahuje k celkové spotřebě elektřiny, tedy nejen k odběru elektřiny ze soustavy, ale za veškerou zákazníkem spotřebovanou elektřinu, i tu doma vyrobenou.

12.2.2 Podstatné připravované změny pravidel pro zajištění přenosu a distribuce

Novela energetického zákona účinná od 1. 1. 2016 nově definuje, že:

- související službou v elektroenergetice je služba přenosové soustavy nebo služba distribuční soustavy,
- službou přenosové soustavy je zajišťování přenosu elektřiny, systémových služeb a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu přenosové soustavy,

- službou distribuční soustavy je zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy,
- Energetický regulační úřad reguluje ceny za související službu v elektroenergetice, související službu v plynárenství a ceny elektřiny a plynu dodavatele poslední instance,
- cenou související služby v elektroenergetice se rozumí cena služby přenosové soustavy nebo služby distribuční soustavy, které zahrnují i cenu za systémové služby, cenu za činnosti operátora trhu včetně poplatku na činnost Energetického regulačního úřadu a složku ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie a
- pravidla trhu s elektřinou stanoví skladbu ceny služby přenosové soustavy, skladbu ceny služby distribuční soustavy a ostatních regulovaných cen v elektroenergetice a způsob a termíny předávání údajů mezi účastníky trhu s elektřinou pro vyúčtování regulovaných cen a způsob a termíny účtování a hrazení regulovaných cen mezi účastníky trhu s elektřinou.

Novela zákona o podporovaných zdrojích energie účinná od 1. 1. 2016 nově definuje, že:

- Energetický regulační úřad stanoví složku ceny služby distribuční soustavy a složku ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny
 - pro odběrná a předávací místa připojená k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí v Kč/MW/měsíc na základě sjednaného rezervovaného příkonu a
 - pro odběrná a předávací místa připojená k distribuční soustavě na napěťové hladině nízkého napětí v Kč/A/měsíc na základě jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem a příslušné distribuční sazby;
- zákazník hradí za fakturované období složku ceny služby distribuční soustavy nebo složku ceny přenosové soustavy na podporu elektřiny ve výši součinu jednotkové složky ceny služby distribuční soustavy nebo jednotkové složky ceny služby přenosové soustavy stanovené Energetickým regulačním úřadem a velikosti sjednaného rezervovaného příkonu v odběrném nebo předávacím místě nebo v případě odběru elektřiny na hladině nízkého napětí jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem podle předchozího odstavce;
- maximální platba za složku ceny služby distribuční soustavy a složku ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny za odběrné nebo předávací místo za fakturované období je určena součinem částky 495 Kč/MWh a celkového odebraného množství elektřiny z přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v odběrném nebo předávacím místě za fakturované období. Do tohoto celkového množství se nezahrnuje množství elektřiny spotřebované přečerpávacími vodními elektrárnami, spotřebované zákazníkem v ostrovním provozu na území České republiky prokazatelně odděleném od elektrizační soustavy nebo dodané prostřednictvím distribuční soustavy do zahraničí a množství elektřiny spotřebované pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny pro výrobu elektřiny nebo pro výrobu elektřiny a tepla nebo spotřebované provozovatelem přenosové soustavy a provozovatelem distribuční soustavy na ztráty v jím provozované přenosové soustavě nebo distribuční soustavě;
- provozovatel lokální distribuční soustavy hradí provozovateli distribuční soustavy, ke které je lokální distribuční soustava připojena, nad rámec plateb vybraných od účastníků trhu s elektřinou za odběrné nebo předací místo připojené k lokální distribuční soustavě

tohoto provozovatele složku ceny služby distribuční soustavy na podporu elektřiny ve výši rozdílu plateb odpovídající velikosti sjednaného příkonu v předávacím místě lokální distribuční soustavy a souhrnu plateb složky ceny distribuční soustavy hrazených účastníky trhu za odběrná a předávací místa připojená k této lokální distribuční soustavě;

- Maximální platba za složku ceny služby distribuční soustavy na podporu elektřiny za odběrné nebo předávací místo provozovatele lokální distribuční soustavy za fakturované období je určena součinem částky 495 Kč/MWh a celkového množství elektřiny vstupující do lokální distribuční soustavy z distribuční soustavy, ke které je lokální distribuční soustava připojena, z lokálních distribučních soustav připojených k lokální distribuční soustavě a z odběrných a předávacích míst zákazníků a výrobců připojených k lokální distribuční soustavě, sníženého o množství elektřiny vystupující z lokální distribuční soustavy do distribuční soustavy, ke které je lokální distribuční soustava připojena a do lokálních distribučních soustav připojených k lokální distribuční soustavě, za fakturované období. Do výsledného množství elektřiny podle věty předchozí se nezahrnuje množství elektřiny spotřebované přečerpávacími vodními elektrárnami, spotřebované zákazníkem v ostrovním provozu na území České republiky prokazatelně odděleném od elektrizační soustavy nebo dodané prostřednictvím distribuční soustavy do zahraničí, spotřebované na krytí ztrát v distribuční soustavě a množství elektřiny spotřebované pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny pro výrobu elektřiny nebo pro výrobu elektřiny a tepla;
- v případě, že odběrné místo zákazníka připojené k distribuční soustavě na napěťové hladině nízkého napětí není vybaveno hlavním jističem před elektroměrem, použije se pro stanovení výše platby jmenovitá proudová hodnota nejbližšího předřazeného jističího prvku;
- složka ceny služby distribuční soustavy a složka ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny se účtuje v poměru počtu dní, kdy je odběrné místo nebo výrobní elektřiny v daném měsíci připojena, k počtu dní v kalendářním měsíci.

Připravovaná nová vyhláška o pravidlech trhu s elektřinou by měla obsahovat následující definice a okrajové podmínky ke skladbě cen, týkající se přenosu a distribuce:

- Cenu služby přenosové soustavy tvoří
 - cena zajištění přenosu elektřiny, která je vícesložková a tvoří ji
 - cena za rezervovanou kapacitu v Kč/měsíc, resp. Kč/MW/měsíc,
 - cena za použití sítí přenosové soustavy v Kč/MWh,
 - cena za překročení rezervovaného příkonu v Kč/MW/měsíc,
 - cena za překročení rezervované kapacity v Kč/MW/měsíc,
 - cena za systémové služby v Kč/MWh,
 - cena za činnosti operátora trhu, která zahrnuje
 - cenu za činnosti související se zúčtováním odchylek v Kč/odběrné místo/měsíc,
 - cenu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v Kč/odběrné místo/měsíc,

- poplatek na činnost Energetického regulačního úřadu v Kč/odběrné místo/měsíc,
 - složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie podle zákona o podporovaných zdrojích energie v Kč/MW/měsíc, resp. Kč/MWh.
- Cenu služby distribuční soustavy tvoří
 - cena zajištění distribuce elektřiny, která je vícesložková a tvoří ji
 - cena za rezervovanou kapacitu v Kč/měsíc, resp. Kč/MW/měsíc pro odběratele na napěťové hladině velmi vysokého a vysokého napětí nebo cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v Kč/A/měsíc pro odběratele na napěťové hladině nízkého napětí,
 - cena za použití sítí distribuční soustavy v Kč/MWh na napěťové hladině velmi vysokého a vysokého napětí nebo cena za distribuované množství elektřiny v Kč/MWh na hladině nízkého napětí,
 - cena za překročení rezervované kapacity pro odběr z distribuční soustavy s napětím mezi fázemi nad 1 kV v Kč/MW/měsíc,
 - cena za nedodržení účinníku v Kč/měsíc pro odběratele na napěťové hladině velmi vysokého a vysokého napětí,
 - cena za nevyžádanou dodávku jalové energie do distribuční soustavy v Kč/MVArh pro odběratele na napěťové hladině velmi vysokého a vysokého napětí,
 - cena za překročení rezervovaného příkonu v Kč/MW/měsíc,
 - cena za systémové služby v Kč/MWh,
 - cena za činnosti operátora trhu, která zahrnuje
 - cenu za činnosti související se zúčtováním odchylek v Kč/odběrné místo/měsíc,
 - cenu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v Kč/odběrné místo/měsíc,
 - poplatek na činnost Energetického regulačního úřadu v Kč/odběrné místo/měsíc,
 - složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie podle zákona o podporovaných zdrojích energie v Kč/MW/měsíc, resp. Kč/A/měsíc, resp. Kč/MWh.
- Ostatními regulovanými cenami jsou
 - cena za překročení rezervovaného výkonu v Kč/kW/měsíc,
 - cena za nevyžádanou dodávku elektřiny.
- Cena za rezervovanou kapacitu pro odběratele na napěťové hladině vysokého napětí a cena za použití sítí distribuční soustavy na hladině vysokého napětí může být nahrazena jednosložkovou cenou za službu sítí provozovatele distribuční soustavy v Kč/MWh.

- Má-li zákazník povinnost hradit cenu za službu distribuční soustavy dodavateli, účtuje příslušný provozovatel distribuční soustavy cenu za tuto službu, včetně ceny za systémové služby, za činnosti operátora trhu a na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů tomuto dodavateli.
- Cena za činnost operátora trhu se neúčtuje za předávací místo pro záložní napájení odběrného místa. Uskutečňuje-li odběr elektřiny z přenosové nebo distribuční soustavy vlastník této soustavy pro své vlastní užití s výjimkou ztrát v přenosové a distribuční soustavě, je na místo odběru pohlíženo jako na odběrné místo zákazníka.
- Cenu za překročení rezervovaného výkonu a cenu za nevyžádanou dodávku elektřiny ceny účtuje provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy zákazníkovi, výrobci nebo provozovateli připojené distribuční soustavy.

12.3 Přenosové a distribuční tarify

Konkrétní ceny přenosových a distribučních tarifů jsou stanovovány každoročně Energetickým regulačním úřadem v cenovém rozhodnutí. Ceny za poskytování přenosu provozovatelem přenosové soustavy provozovatelům distribučních soustav, zákazníkům a výrobcům, jejichž zařízení je připojeno k přenosové soustavě a ceny za poskytování distribučních služeb provozovatelem distribuční soustavy na napěťové hladině velmi vysokého a vysokého napětí jsou stanoveny cenovým rozhodnutím, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny. Ceny za poskytování distribučních služeb provozovatelem distribuční soustavy na napěťové hladině nízkého napětí jsou stanoveny cenovým rozhodnutím, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny odběratelům ze sítí nízkého napětí.

12.3.1 Aktuální platné přenosové a distribuční tarify

12.3.1.1 Přenosové tarify

Tarif za přenos, který platí zákazník, provozovatel distribuční soustavy nebo výrobce druhé kategorie, jejichž zařízení jsou připojena přímo do přenosové soustavy, se skládá z ceny za rezervaci kapacity přenosových zařízení provozovatele přenosové soustavy stanovené v Kč/MW/měsíc a z ceny za použití sítí přenosové soustavy ke každé MWh dodané prostřednictvím zařízení provozovatele přenosové soustavy v Kč/MWh.

Cena za rezervovanou kapacitu je účtována za maximální hodnotu čtvrt hodinového elektrického výkonu, kterou smí účastník trhu s elektřinou odebrat v jednom odběrném místě z přenosové soustavy v daném kalendářním měsíci. Pokud není rezervovaná kapacita sjednávána, účtuje se cena za maximální naměřenou hodnotu čtvrt hodinového elektrického výkonu odebraného účastníkem trhu s elektřinou.

Je-li umožněn přenos elektřiny do nového odběrného místa účastníka trhu s elektřinou v průběhu kalendářního měsíce, účtuje se cena za rezervovanou kapacitu v poměru počtu dní, kdy je kapacita v daném měsíci využívána, ku počtu dní v daném kalendářním měsíci.

Za překročení rezervovaného příkonu se platí pevná cena, která je rovna čtyřnásobku pevné ceny za rezervovanou kapacitu. Vyhodnocení provádí provozovatel přenosové soustavy měsíčně a je vztaheno k nejvyšší hodnotě překročení sjednaného rezervovaného příkonu.

12.3.1.2 Distribuční tarify na hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí

Tarif za distribuci na hladině velmi vysokého a vysokého napětí, který platí zákazník, provozovatel distribuční soustavy nebo výrobce druhé kategorie, jejichž zařízení jsou připojena do distribuční soustavy, se skládá z ceny za roční rezervovanou kapacitu nebo měsíční rezervovanou kapacitu stanovené v Kč/MW/měsíc a z ceny za použití sítí v Kč/MWh.

Ceny za rezervovanou kapacitu jsou ceny za maximální hodnotu čtvrt hodinového elektrického výkonu, kterou smí odběratel odebrat v jednom odběrném místě ze zařízení provozovatele distribuční soustavy.

Je-li distribuce elektřiny měřena na sekundární straně transformátoru, připočítávají se k naměřeným hodnotám elektřiny transformační ztráty činné energie v transformátoru ve výši stanovené výpočtem podle přílohy cenového rozhodnutí, pokud odběratel požádá provozovatele distribuční soustavy o provedení výpočtu ztrát transformátoru a předloží mu podklady nezbytné pro výpočet, nebo maximálně 2 % u odběru ze sítí velmi vysokého napětí a maximálně 4 % u odběru ze sítí vysokého napětí. Takto upravené množství elektřiny je základem pro stanovení plateb za systémové služby, za použití sítí distribuční soustavy, na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny a za činnost zúčtování operátora trhu. Dále slouží pro vyhodnocení dodržení smluvní hodnoty účinnosti a rezervované kapacity distribučních sítí.

Cena za rezervovanou kapacitu pro odběr z distribuční soustavy je uplatňována na kalendářní rok s pevnou měsíční cenou za roční rezervovanou kapacitu nebo na kalendářní měsíc s pevnou měsíční cenou za měsíční rezervovanou kapacitu, přičemž měsíční cenu za roční rezervovanou kapacitu lze kombinovat s měsíční cenou za měsíční rezervovanou kapacitu pro daný kalendářní rok. Došlo-li v odběrném místě ke zvýšení roční rezervované kapacity v průběhu kalendářního roku, účtuje se platba za zvýšenou kapacitu počínaje kalendářním měsícem, pro který bylo navýšení roční rezervované kapacity uplatněno. Roční rezervovanou kapacitu lze v odběrném místě snížit až po uplynutí doby 12 měsíců od poslední změny výše roční rezervované kapacity, pokud se smluvní strany nedohodnou jinak. Rezervovanou kapacitu lze sjednat jen do posledního pracovního dne kalendářního měsíce, který předchází měsíci, od kterého se má nová hodnota rezervované kapacity použít.

Pro odběratele odebírající z hladiny vysokého napětí s akumulacím nebo přímotopným vytápěním, nebo odběrem pro závlahy anebo odběrem pro zimní stadiony, kde podíl instalovaného příkonu pro ohřev teplé užitkové vody a pro akumulacím vytápění nebo pro přímotopné vytápění, pro závlahy anebo pro chlazení činí minimálně 80 % z celkového instalovaného příkonu a je instalováno řízení blokování spotřebičů provozovatelem distribuční soustavy, se rezervovaná kapacita vyhodnocuje v době, kdy jsou spotřebiče pro ohřev teplé užitkové vody, spotřebiče pro akumulacím a přímotopné vytápění, spotřebiče pro závlahy a chlazení blokovány, pokud se odběratel s provozovatelem distribuční soustavy nedohodnou jinak.

12.3.1.3 Distribuční tarify na hladině nízkého napětí

Cena za distribuci na hladině nízkého napětí se skládá z měsíčního platu za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem a z platu za distribuované množství elektřiny v Kč/MWh.

Zákazníci odebírající elektřinu ze sítě nízkého napětí pro její využití v domácnosti si mohou vybrat z následujících sazeb, pokud splňují podmínky pro její přiznání (podmínky pro přiznání sazby jsou definovány v cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny odběratelům ze sítě nízkého napětí):

- D 01d – jednotarifová sazba (pro malou spotřebu),
- D 02d – jednotarifová sazba (pro střední spotřebu),
- D 25d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin,
- D 26d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin (pro vyšší využití),
- D 35d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 16 hodin,
- D 45d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 20 hodin,
- D 56d – dvoutarifová sazba pro vytápění s tepelným čerpadlem uvedeným do provozu od 1. dubna 2005 a operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 22 hodin,
- D 61d – dvoutarifová sazba ve víkendovém režimu.

Zákazníci odebírající elektřinu ze sítě nízkého napětí pro její využití jiné než v domácnosti si mohou vybrat z následujících sazeb, pokud splňují podmínky pro její přiznání (podmínky pro přiznání sazby jsou definovány v cenovém rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny odběratelům ze sítě nízkého napětí):

- C 01d – jednotarifová sazba (pro malou spotřebu),
- C 02d – jednotarifová sazba (pro střední spotřebu),
- C 03d – jednotarifová sazba (pro vyšší spotřebu),
- C 25d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin,
- C 26d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 8 hodin,
- C 35d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 16 hodin,
- C 45d – dvoutarifová sazba s operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 20 hodin,
- C 56d – dvoutarifová sazba pro vytápění s tepelným čerpadlem uvedeným do provozu od 1. dubna 2005 a operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu po dobu 22 hodin,
- C 60d – speciální sazba pro neměřené odběry,
- C 61d – sazba pro neměřené odběry,
- C 62d – speciální sazba pro veřejné osvětlení.

Odběratel může změnit sazbu nejvýše jednou za 12 měsíců, pokud se s distributorem nedohodne jinak.

Měsíčním platem za příkon se rozumí složka ceny, která je úměrná jmenovité proudové hodnotě hlavního jističe před elektroměrem a je nezávislá na množství odebrané elektrické energie. U jističe se jmenovitou hodnotou proudu nad 3×160 A a nad 1×25 A v odběrném místě odběratele kategorie C a u jističe se jmenovitou hodnotou proudu nad 3×63 A a nad 1×25 A v odběrném místě odběratele kategorie D se měsíční platba za příkon stanovuje jako součin jednotkové ceny za 1 A a jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem zaokrouhlené na celé A nahoru. Každá změna jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem se považuje za změnu sazby a je důvodem pro změnu smlouvy o distribuci elektřiny nebo smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny a smlouvy o připojení. Jako hlavní jistič před elektroměrem může být použit pouze jistič odpovídající technické normě s vypínací charakteristikou „B“, v případě odběrů se spotřebičem s velkým záběrovým proudem je možno použít jistič s vypínací charakteristikou „C“. V případě použití jističů s nastavitelnou tepelnou a zkratovou spouští musí být konstrukčně upraveny tak, aby bylo možné nastavení spouště řádně zaplombovat. Pokud tato úprava není konstrukčně možná, použije se pro stanovení měsíčního platu za příkon maximální nastavitelná hodnota jističe. V opodstatněných případech může distributor povolit jistič s charakteristikou „D“ specifikovanou podle výše uvedených norem. Pokud byl hlavní jistič před elektroměrem řádně instalován a distributorem registrován v přihlášce nebo ve smlouvě o dodávce elektřiny před datem 1. července 2001, může mít vypínací charakteristiku jinou než výše uvedenou.

Pro měření a účtování distribuovaného množství elektřiny (MWh) se rozlišují dvě tarifní časová pásma. Pásmo platnosti nízkého tarifu je distributorem stanovené časové pásmo o minimální délce uvedené v podmínkách příslušné sazby. V době platnosti nízkého tarifu je distribuce elektřiny účtována za nižší cenu. Vymezení pásma platnosti nízkého tarifu provádí distributor operativním řízením doby platnosti nízkého tarifu, čímž se rozumí vymezení pásma platnosti nízkého tarifu, které distributor může kdykoliv měnit. Distributor musí dodržet celkovou dobu platnosti nízkého tarifu a podmínky příslušné sazby. Pásmo platnosti vysokého tarifu platí v době mimo pásmo platnosti nízkého tarifu.

V sazbách, jejichž podmínkou je blokování topných elektrických spotřebičů, se za splnění této podmínky považuje technické řešení, které zajišťuje odpojení těchto spotřebičů v souladu s podmínkami příslušné sazby. Topným elektrickým spotřebičem se rozumí přímotopný elektrický spotřebič (zařízení sloužící pro vytápění nebo přípravu teplé užitkové vody, které přeměňuje elektřinu na tepelnou energii bez akumulace tepla), akumulární elektrický spotřebič (zařízení sloužící pro vytápění nebo přípravu teplé užitkové vody, které přeměňuje elektřinu v tepelnou energii a ukládá ji do tepelného akumulátoru), hybridní (smíšené) vytápění (vytápěcí soustava, která je složena z elektrické akumulární a přímotopné část a vytápění s tepelným čerpadlem (vytápěcí soustava, u které je základním vytápěcím systémem tepelné čerpadlo s možným doplněním o další zdroj tepla pro krytí špičkových tepelných nároků; tepelné čerpadlo je zařízení, které za pomoci kompresoru poháněného elektřinou mění teplo obsažené ve vzduchu, spodní a povrchové vodě nebo v půdě na teplo vhodné pro vytápění nebo ohřev užitkové vody; tato technologie patří do kategorie obnovitelných zdrojů).

V případě, že odběrné místo odběratele kategorie C není vybaveno hlavním jističem před elektroměrem, účtuje mu distributor měsíční plat za příkon odpovídající jmenovité proudové hodnotě nejbližšího předřazeného jističího prvku, nejméně však v hodnotě jističe 3×63 A. V případě, že odběrné místo odběratele kategorie D není vybaveno hlavním jističem před elektroměrem, účtuje mu distributor měsíční plat za příkon odpovídající jmenovité proudové hodnotě 1×25 A pro jednofázové připojení a 3×25 A u třífázového připojení.

K cenám za distribuci elektřiny na všech hladinách napětí se připočítávají další ceny ve výši podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovují ceny regulovaných služeb souvisejících s dodávkou elektřiny:

- cena systémových služeb,
- cena na podporu elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů a
- cena za činnost zúčtování operátora trhu.

12.3.2 Připravovaná nová tarifní struktura

12.3.2.1 Potřeba změny

Celá energetika prochází v současnosti významnou transformací, která by se dala stručně charakterizovat jako „doba decentralizační“. Hlavní charakteristikou je rozšiřování výstavby malých výroben, především na bázi obnovitelných nebo nízkoemisních zdrojů, budovaných přímo v místě spotřeby nebo její blízkosti.

Tento trend bude mít bezesporu za následek zásadní změnu využití existujících energetických sítí a bude vyvolávat dodatečné náklady na adaptaci novým potřebám decentralizované výroby a na schopnost zajistit bezpečný a spolehlivý provoz elektrizační soustavy pro všechny uživatele systému, což znamená například mít možnost využívat elektřinu v každém okamžiku, kdy potřebují.

Navíc bude změna využití existující energetické infrastruktury ještě umocněna úsporami energie na straně spotřebitelů. To je dlouhodobý trend, který ale zcela jistě bude v návaznosti na cíle EU v této oblasti a přijatý Národní akční plán energetické účinnosti pokračovat.

V současné době je systém zpoplatnění služeb v elektroenergetice založen na principech, které jsou dlouhodobě neudržitelné. Hlavním důvodem je, že podstatná část nákladů na zajištění těchto služeb má charakter fixních nákladů nezávislých na odběru elektřiny, avšak od zákazníků je tato fixní část nákladů vybírána v závislosti na velikosti jejich odběru. Je zřejmé, že pokles odběru nevyvolává pokles těchto nákladů. Celý systém musí být nepřetržitě schopen uspokojit okamžitou potřebu všech uživatelů k němu připojených.

Shodně bylo dosud nahlíženo i na systém financování obnovitelných zdrojů, druhotných zdrojů a kombinované výroby elektřiny a tepla. Aby se tyto celospolečenské náklady vhodně socializovaly na všechny spotřebitele, je u nich dosud uplatňován princip jakési společné „spotřební daně“, kde je výše platby závislá na množství spotřebované elektřiny. Jde jen o nástroj politiky. Nicméně od 1. ledna 2016 je systém financování podporovaných zdrojů upraven tak, aby byl nezávislý na velikosti spotřeby (viz kapitola 12.2.2).

Chceme-li alespoň částečně eliminovat důsledky tzv. vodárenského efektu, musíme poskytnout spotřebitelům dlouhodobě udržitelné podmínky a korektní investiční signály pro realizaci vlastních výrobních zdrojů, a proto je nezbytné výrazně upravit stávající tarifní systém v elektroenergetice. Pokud bychom tak neučinili, budeme čelit obrovským křížovým subvencím mezi kategoriemi spotřebitelů a skrytým dotacím decentrálních výroben, které jsou sociálně neobhajitelné.

Proč? Uvedme si jednoduchý příklad. Dnes se téměř každému s rodinným domkem s vhodně situovanou střechou, který využívá elektřinu i k ohřevu teplé užitkové vody nebo pro pohon tepelného čerpadla, vyplatí, aby si instaloval na střechu fotovoltaické panely v řádu jednotek kilowatů a vyráběl si elektřinu pro vlastní potřebu. Za současných cen solárních zařízení si bude takovýto

zákazník vyrábět elektřinu za náklady pod 3 Kč/kWh, přičemž ze sítě si ji dnes při současné tarifní struktuře kupuje včetně všech souvisejících služeb vždy za vyšší cenu, a to i díky zatížení 21 % DPH. Spokojí-li se takovýto zákazník s návratností své investice v rozmezí od pěti do deseti let, jistě se mu taková investice vyplatí a nepotřebuje k tomu ani žádnou investiční nebo provozní podporu od státu.

Dalším příkladem může být řešení energetických potřeb spotřebitele s využitím malé nebo mikrokogenerace. Spotřebitel si v kogeneraci vyrobí primárně potřebné teplo a současně s ním i elektřinu, kterou si sám částečně spotřebuje a případně přebytky dodá do sítě. Takováto řešení se již dnes vyplatí u spotřebitelů typu malé a střední podnikání.

Nesmíme také zapomenout na skutečnost, že právě spouštěný dotační program „Nová zelená úsporám“ bude investičně podporovat právě rozvoj samozásobování elektřinou. To by se mělo dít jak instalací zmiňovaných fotovoltaických panelů a malých nebo mikrokogenerací, tak i instalací akumulací. To vše se v rámci uvedeného programu bude kombinovat ještě se zateplováním a tedy se snižováním spotřeby energie.

Je spravedlivé, aby spotřebitelé, kteří mají v době, kdy slunce nesvítí nebo si nevyrobí teplo v kogeneraci, stejné nároky na elektrickou síť jako jejich sousedé, začali platit za poskytnuté služby výrazně méně, a o to, o co zaplatí méně, zaplatili více právě jejich sousedé? Co když se tak zachová každý dvacátý, desátý, pátý, ...?

Bude mít ten, kdo nemá podmínky nebo finanční prostředky na to, aby si pořídil solární panely nebo jiný vlastní zdroj, na to aby hradil náklady celého systému? Bylo by to fér? Unesl by to vůbec?

Logickou odpovědí je **ne**. V tom případě je ale nutné provést změnu současného tarifního systému. A jak by se měl změnit?

Vývoj nezastavíme a touze stát se prosumerem (spotřebitel elektřiny, který si ji sám část vyrobí) a mít větší svobodu a nezávislost v zajištění energie nemá smysl bránit. Stále však zůstane nezanedbatelný počet spotřebitelů, kteří preferují jednoduchost vyjádřenou slovy „o elektřinu se starat nechci“ nebo nemají podmínky či finanční prostředky. Energetika je tady od toho, aby uspokojila obě skupiny. Pro prosumery připravila podmínky umožňující naplnění jejich touhy po svobodě a nezávislosti, na jejichž nákladech se musí férově podílet. Pro ostatní spotřebitele zachovala podmínky, které je nebudou nutit ke změně jejich chování a umožní jim využívání energetického systému, jako doposud, aniž by museli skrytě dotovat prosumery.

Není jiné cesty, než změnit způsob alokace nákladů. Převážná část plateb spojených s fixními náklady na provoz systému, které jsou dnes hrazeny v závislosti na odběru elektřiny, by měla být přesunuta do poplatků, které jsou na velikosti spotřeby odebrané ze sítě nezávislé. Např. do stálého měsíčního platu, který je u domácností a podnikatelů na hladině nízkého napětí odvozován od hodnoty hlavního domovního jističe. Právě tato hodnota odráží, jaké nároky klade dané odběrné místo na elektrizační soustavu bez ohledu na to, jaká je velikost odběru elektřiny.

Spotřebitel by měl i nadále v závislosti na velikosti odběru elektřiny platit komoditu samotnou a některé další složky, které s velikostí odběru fyzikálně souvisí, jako např. náklady na ztráty v sítích.

Změna tarifní struktury, pokud bude zrealizována, kromě ochrany spotřebitele přinese také uvolnění smluvně zablokovaného nevyužitého rezervovaného příkonu ze strany spotřebitelů a jeho využití pro nová připojení. Zásadní proměna sítě, která je vyvolána vytvořením podmínek pro prosumery a umožněním decentralizace, nebude zadarmo. Právě snížení potřeby vynakládat finance ze strany provozovatelů sítě na další nové připojování by vytvořilo prostor, aby realizace

podmínek pro prosumery neměla tak dramatické dopady do cen za distribuci, jaké by bez změny tarifní struktury musela mít.

12.3.2.2 Odpovědný přístup

Vláda České republiky i Parlament České republiky přistoupily k řešení této problematiky velmi zodpovědně. Přijetím novely energetického zákona, která bude účinná od 1. 1. 2016 vstoupí, vytvořily základní předpoklady a rámec pro nevyhnutelnou transformaci a modernizaci tarifního systému. Nyní již jen zbývá, aby Energetický regulační úřad práci dokončil a novou tarifní strukturu formou svých cenových rozhodnutí uvedl do praxe.

Energetický regulační úřad prezentoval aktuální podstatné informace k připravované nové tarifní struktuře dne 24. září 2015 na konferenci EGÚ Brno, a. s., „Energetika 2015: Vize, mýty a realita“.

Následně postupně k problematice nové tarifní struktury vydal Energetický regulační úřad do doby dokončení této kapitoly tři tiskové zprávy:

Tisková zpráva ERÚ ze dne 2. října 2015: Platby elektřiny podle nového tarifního systému začnou od roku 2017

Nový tarifní systém v elektroenergetice, který má za cíl spravedlivě rozložit náklady na provoz elektrizační sítě mezi jednotlivé účastníky trhu, bude s konečnou platností spuštěn od 1. ledna 2017. Oznámil to dnes Energetický regulační úřad (ERÚ) s tím, že doplňující informace o nastavení nového tarifního systému bude průběžně zveřejňovat a připraví k této změně informační kampaň.

V současné době se pracovní skupiny ERÚ zaměřují na doladění podmínek nového tarifního systému a pracují také na přípravě informačních materiálů včetně přípravy interaktivního webového rozhraní. V jednání je i podoba kalkulátoru, kde si budou moci zákazníci srovnat nynější a budoucí platbu za elektřinu. Všechny potřebné informace o novém tarifním systému budou zveřejněny na webových stránkách ERÚ tak, aby koneční zákazníci měli po celý rok 2016 k těmto informacím přístup a mohli se na připravovanou změnu systému účtování v předstihu dostatečně připravit.

„Chceme odběratelům elektřiny umožnit porovnání, kolik utrácejí za svou spotřebu elektřiny dnes a kolik utratí v rámci nového tarifního systému. Proto bude po celý rok 2016 vedena informační kampaň, která by měla dát každému odběrateli úplné informace, jaké změny se chystají a proč,“ uvedl místopředseda ERÚ Jan Nehoda.

Hlavním motivem pro úpravu současného tarifního systému, který je v platnosti téměř 15 let, je jeho neaktuálnost. Na trhu s elektřinou došlo k řadě změn: proběhla rozsáhlá liberalizace cen; v celé Evropě směřuje trend k tomu, aby si zákazníci mohli lépe řídit svou spotřebu elektřiny; došlo také k obrovským technologickým inovacím, kdy zejména v oblasti obnovitelných zdrojů energie vzniklo za posledních několik let přes 25 000 nových výroben elektřiny převážně v odběrných místech zákazníků. Současný systém na tento masivní nárůst tzv. vlastní výroby elektřiny nebyl připraven a důsledkem je, že dochází ke skryté podpoře těchto výroben přes distribuční tarif.

„Cílem ERÚ je motivovat zákazníky k optimalizaci jejich požadavků na síťová připojení. Ta jsou mnohdy zbytečně naddimenzovaná a zákazníci si tak rezervují příkon sítě, který plně nevyužívají. Například šetrnější elektrospotřebiče snižují spotřebu domácnosti, rezervovaný příkon sítě odběrného místa však v rámci tarifu zůstává ve stejné výši. Správným nastavením velikosti svého požadavku na elektrizační síť mohou zákazníci ušetřit, celkově se také sníží i nároky na celou in-

frastrukturu. Provozovatelé soustav pak mohou přesunout část svých investičních plánů do oblastí chytrých technologií, místo pouhého rozšiřování a posilování elektrizační soustavy," sdělila předsedkyně ERÚ Alena Vitásková.

ERÚ chce rovněž narovnat tzv. křížové podpory mezi jednotlivými tarifními skupinami, kterými byl v průběhu let systém postupně zatížen. Nový tarifní systém bude spravedlivější a každý zákazník bude hradit pouze ty náklady, které svými požadavky na síť vyvolá.

Podle předsedkyně ERÚ A. Vitáskové bude mít nový tarifní systém hned několik pozitivních dopadů. „Cílem této změny je nastavení spravedlivého principu úhrady regulovaných plateb, který bude zákazníkům dávat správné signály pro další bezpečný rozvoj soustavy a nebude zvýhodňovat jednu skupinu zákazníků na úkor ostatních. Tato změna nevyvolá navýšení celkových regulovaných plateb, jde pouze o jejich rozdílné rozložení. Všechny tyto změny byly připraveny s ohledem na nutnost zamezit výrazné skokové změně cen pro většinu skupin zákazníků. Kromě zvýšení stability elektrizační sítě a zvýšení bezpečnosti dodávek může dojít u řady odběratelů spíše ke snížení výše plateb za regulované služby. Zároveň to v budoucnu umožní reagovat na další technologické novinky bez nutnosti měnit celý systém. Chtěli bychom, aby nová tarifní struktura fungovala opět nejméně 20 let bez podstatných změn," uvedla A. Vitásková.

Tisková zpráva ERÚ ze dne 23. října 2015: Revoluce v tarifech u elektřiny přijde v roce 2017

Nový tarifní systém v elektroenergetice, který má za cíl spravedlivě rozložit náklady na provoz elektrizační sítě mezi jednotlivé účastníky trhu, bude s konečnou platností spuštěn od 1. ledna 2017. Oznamil to Energetický regulační úřad (ERÚ) s tím, že doplňující informace o nastavení nového tarifního systému bude průběžně zveřejňovat.

ERÚ připraví blok na svých internetových stránkách, který bude o nových tarifech informovat, včetně kalkulátoru tak, aby koneční zákazníci měli po celý rok 2016 k těmto informacím přístup a mohli se na připravovanou změnu systému účtování v předstihu dostatečně připravit.

„Chceme odběratelům elektřiny umožnit porovnání, kolik utrácejí za svou spotřebu elektřiny dnes a kolik utratí v rámci nového tarifního systému. Proto budeme po celý rok 2016 informovat širokou veřejnost, jaké změny se chystají a proč," uvedl místopředseda ERÚ Jan Nehoda.

Jedním z hlavních důvodů změny tarifního systému (TS) je jeho neaktuálnost, současný TS vznikl v období liberalizace elektroenergetiky, kdy docházelo k oddělování neregulovaných činností od regulovaných.

Vzhledem k vysoké historické provázanosti stávajícího TS s centrálně řízenou elektroenergetikou přestává být tento systém pro dnešní energetický sektor udržitelný. Stávající TS navíc obsahuje křížové podpory mezi jednotlivými tarifními skupinami odběratelů a skryté podpory decentrální výroby elektřiny umístované do odběrných míst zákazníků, které platí ostatní zákazníci bez možnosti výroby elektřiny. Dále tento systém vede k nadměrným požadavkům zákazníků na napěťové hladině velmi vysokého (VVN) a vysokého napětí (VN) na kapacitu sítě, kterou však zákazníci nevyužívají a nemusí za ní platit, ale provozovatelé sítí jsou povinni ji pro ně ve stanovené výši držet. ERÚ se proto na počátku roku 2014 rozhodl zahájit práce na tvorbě NTS.

„Cílem ERÚ je motivovat zákazníky k optimalizaci jejich požadavků na síťová připojení. Ta jsou mnohdy zbytečně naddimenzovaná a zákazníci si tak rezervují příkon sítě, který plně nevyužívají. Například šetrnější elektrospotřebiče snižují spotřebu domácnosti, rezervovaný příkon sítě odběrného místa však v rámci tarifu zůstává ve stejné výši. Správným nastavením velikosti svého požadavku na elektrizační síť mohou zákazníci ušetřit, celkově se také sníží i nároky na celou in-

frastrukturu. Provozovatelé soustav pak mohou přesunout část svých investičních plánů do oblastí chytrých technologií, místo pouhého rozšiřování a posilování elektrizační soustavy," sdělila předsedkyně ERÚ Alena Vitásková.

Při tvorbě nové tarifní struktury sledoval ERÚ několik hlavních cílů, především to, aby odrážel v jednotlivých složkách regulované ceny odpovídající strukturu nákladů na provoz, obnovu a rozvoj sítí v závislosti na požadavcích zákazníků na služby sítí. NTS bude dále vytvářet podmínky pro stabilní a dlouhodobě udržitelné financování provozu a investic do elektrických sítí a infrastruktury na optimální úrovni a bude motivovat zákazníky k racionálním požadavkům na zajištění příkonu v elektrizační síti. NTS také povede k tomu, aby každý zákazník uhradil náklady, které svými požadavky a chováním vyvolal. Zároveň NTS musí být pro zákazníky jednodušší a spravedlivější, flexibilnější z pohledu schopnosti reagovat na nové požadavky zákazníků, obchodníků a výrobců elektřiny i nových technologií.

Cílem NTS není žádný dodatečný příjem provozovatelů soustav, objem regulovaných prostředků nebude navyšovat výnosy pro energetické firmy.

Ceny platné od 1. 1. 2017 budou zveřejněny v roce 2016. Zákazníkům budou automaticky dle převodní tabulky tarifů převedeny jejich stávající tarify na odpovídající tarif dle NTS. Informace o NTS a ukázkové ceny na rok 2016 budou zveřejněny již na přelomu roku 2015 a 2016. Nejedná se o celkové zvýšení regulovaných plateb, ale o jejich rozdílné rozložení. Někteří zákazníci tedy mohou zaplatit v NTS více a jiní zase méně. Obecně lze říci, že méně zaplatí zákazníci, kterým je v distribuční soustavě rezervován určitý příkon a jejich spotřeba elektřiny je přiměřená rezervovanému příkonu a přiznané distribuční sazbě. Toto platí zejména pro velkoobdoběratele, u nichž se individuálně projeví přechod na objektivnější účtování dle příkonu. Více ale zaplatí zákazníci, kterým je rezervován příkon nebo mají poměrně velký hlavní jistič před elektroměrem a jejich spotřeba elektřiny je velmi nízká, a dále zákazníci, kteří užívají některý z topných tarifů a elektřinou již netopí.

Pro vyhodnocení dopadu NTS na výši celkových plateb za dodávku elektřiny bude sloužit cenová kalkulačka, která umožní zákazníkům spočítat platby v současném a novém TS a modelovat si změnu plateb za distribuci elektřiny při změně distribučního tarifu nebo velikosti hlavního jističe. Na základě výsledku si pak zákazníci budou moci upravit podmínky odběru elektřiny.

Tisková zpráva ERÚ ze dne 13. listopadu 2015: Vedení ERÚ na svém zasedání dne 12. listopadu 2015 neschválilo podobu nových tarifů – konečnou podobu tarifů v elektroenergetice stanoví až po vyhodnocení veřejného konzultačního procesu („referendu“ spotřebitelů)

Energetický regulační úřad (ERÚ) se v souvislosti se zahájením informační kampaně k aktualizaci tarifního systému v elektroenergetice rozhodl umožnit všem spotřebitelům v České republice zapojit se do procesu připomínkování chystané změny formou veřejného konzultačního procesu. Práce projektového týmu byla konzultována zejména na expertní úrovni, ale nový tarifní systém je natolik závažná změna, že všichni spotřebitelé na energetickém trhu, jejichž ochranu má ERÚ v kompetenci, musí mít dostatečný čas změny zhodnotit a případně připomínkovat.

„Uvědomujeme si nutnost reagovat na vývoj na energetickém trhu, kdy se za posledních několik let i díky rozvoji obnovitelných zdrojů radikálně změnila požadavky zákazníků na síť. Proto vznikl projektový tým pod vedením ERÚ, který v posledních dvou letech připravil aktualizaci tarifního systému, jež bude odpovídat současnému stavu elektroenergetického sektoru a bude připraven reagovat na jeho budoucí vývoj bez výrazných úprav. Energetický regulační úřad má jako jeden z hlavních úkolů ochranu spotřebitele v tomto odvětví a v žádném případě tedy nemůže připustit, aby takto závažná změna nebyla s dotčenou skupinou spotřebitelů konzultována. Zejména ohro-

žení zákazníci musejí mít možnost se včas se změnami a jejich dopady seznámit, musejí mít možnost se vyjádřit a ERÚ je povinen se s jejich připomínkami vypořádat. Půjde o obří konzultační proces, který by bylo možné přirovnat k referendu veřejnosti, a jsme přesvědčeni, že nám pomůže systém nastavit ke spokojenosti všech účastníků energetického trhu," uvedla předsedkyně ERÚ Alena Vitásková.

ERÚ na svých internetových stránkách nejpozději v lednu 2016 představí nový tarifní systém v elektroenergetice, zveřejní pravidla pro konzultační proces a speciální rubriku s popisem hlavních změn v tarifním systému včetně srovnávacího kalkulátoru, který je v tuto chvíli konzultován s odbornou energetickou sférou. Koneční zákazníci budou mít pak do 31. května 2016 možnost se v rámci konzultačního procesu zapojit do konečné podoby nového tarifního systému.

Postupný vývoj přístupu Energetického regulačního úřadu v krátké době k uvedení nové tarifní struktury do života, který je patrný z výše uvedených tiskových zpráv, není předmětem dalšího popisu v této publikaci, a budeme se věnovat jen stručnému popisu, jak je nová tarifní struktura v okamžiku psaní této kapitoly připravena.

12.3.2.3 Stručný popis připravené nové tarifní struktury

Nejprve: proč je nutné změnit tarifní strukturu? Současná tarifní struktura:

- zvýhodňuje zákazníky s vnořenou výrobou na úkor ostatních spotřebitelů. Dochází ke křížovému dotování jedné skupiny zákazníků na úkor druhé, aniž by byla vytvářena reálná úspora nákladů distribuce. Tím není podpořena bezpečná integrace decentrální výroby a aktivní účast spotřebitelů na trhu s elektřinou;
- nevede k racionalizaci požadavků zákazníků a tím zvyšuje neúměrně náklady systému (rezervovaný příkon zákazníků na VVN a VN je dvojnásobný proti skutečné velikosti odběrů).

Zmiňované zvýhodnění si můžeme ukázat na dopadu prudkého rozvoje FVE na ceny za distribuci v současné tarifní struktuře. Použijeme k tomu modelový příklad z aktualizované státní energetické koncepce, konkrétně optimalizovaný scénář vývoje energetiky, když

- instalovaný výkon FVE na hladině NN 6 000 MW, výroba 6 TWh a
- FVE jsou v 60 % OM (tj. cca 3,5 mil. z celkových cca 5,9 mil. OM v ČR).

Při vyhodnocení modelového příkladu na reálném výpočtu regulovaných cen pro rok 2015 jsou uvažovány varianty:

- Uplatnění výroby z FVE – jaký podíl se spotřebuje v odběrném místě:
 - variantně 50 %
 - nebo 100 %.
- Rozdělení povolených výnosů (PV) mezi napět'ové hladiny – jak se změní alokace nákladů na zákazníky mezi napět'ovými hladinami při výrazných změnách v tocích sítí vlivem vyššího podílu vnořených výrob:
 - alokace podle stávající metodiky stanovení regulovaných cen,
 - přerozdělování pouze na hladině NN.

A jaký je dopad na počítaném modelovém scénáři, je vidět na obrázku 12.1.

Obrázek 12.1

Varianta		Změna ceny RK pro velkoodběr (na VVN a VN)	Změna platby za distribuci pro maloodběr (na NN)	
Podíl výroby spotřebovaný v odběr. místě	Přerozdělení nákladů distribuce		Zákazník bez FVE	Zákazník s FVE
50 %	mezi VVN+VN a NN	+ 15 % !!!	+ 11 %	- 35 %
100 %	mezi VVN+VN a NN	+ 15 % !!!	+ 51 %	- 82 %
50 %	pouze na NN	-	+ 22 %	- 30 %
100 %	pouze na NN	-	+ 67 %	- 82 %

Otázku racionalizace požadavků zákazníků si můžeme ukázat na přehledu výkonových poměrů v regionálních distribučních soustavách na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí (bez výrobců 1. kategorie) na obrázku 12.2.

Obrázek 12.2

Zákazníci na VVN + VN	počet OPM počet odběrných a předávacích míst	RP Rezervovaný příkon (MW)	RK Rezervovaná kapacita součet roční a měsíční hodnoty (MW)	NM Naměřené maximum odběru (MW)
Celkem	23 098	13 649	7 167	6 485
Poměry distribučních výkonových hodnot			RP/RK	RP/NM
Celkem			190%	210%

Hlavní kritéria pro novou tarifní strukturu jsou:

- **motivace zákazníků k racionálním požadavkům na kapacitu sítě.** Provozovatelé distribučních soustav jsou dnes povinni (na základě požadavků zákazníků) držet výkonovou kapacitu sítě na VVN a VN na více jak dvojnásobné úrovni než je sumární využívané maximum zákazníků, aniž by za tuto kapacitu zákazníci plně platili (část nákladů se přenáší na zákazníky na NN);
- **neumožnit přenášení plateb na ostatní zákazníky, tj. situace, kdy se zákazník vyhne platbě, kterou pak zaplatí někdo jiný.** Na hladině nízkého napětí je nyní přes 70 % stálých nákladů obsaženo v ceně za odběr elektřiny. Pokud zákazník sníží svůj odběr např. instalací FVE, musí těchto 70 % stálých nákladů zaplatit ostatní zákazníci. Pokud nedojde k nápravě, budou bohatší odběratelé (pouze ti mají finance na instalaci výroben) snižovat své účty za distribuci na úkor chudších, kteří budou směřovat k energetické chudobě;

- **zajištění nediskriminačního prostředí** – zákazníci by měli platit ty náklady, které svými požadavky a chováním skutečně způsobují (nastavení ceny za odběrné místo v závislosti na typu měření);
- **stabilita a dlouhodobá udržitelnost financování provozu a investic do elektrických sítí a infrastruktury pro zajištění činnosti OTE.**

Co má tedy nová tarifní struktura zajistit? Její hlavní cíle jsou:

- Motivace zákazníků k optimalizaci svých požadavků na distribuční soustavu (racionální požadavky zákazníků přinesou úspory pro investice do modernějších technologií (smart technologie), což má dlouhodobě pozitivní dopad na stabilitu regulovaných cen a rozvoj nových tržních služeb).
- Efektivnost provozu a rozvoje přenosové a distribuční soustavy – přesměrování investic ze silové části sítí do technologické.
- Spravedlivý a transparentní přístup ke všem zákazníkům, který současný systém postrádá – dnes samovýrobci přenášejí náklady sítě na odběratele bez výroby (např. FVE).
- Odolnost vůči zneužití – např. motivace zákazníka ke snižování odběru elektřiny při zachování původních výkonových požadavků na síť či obcházení podmínek přidělení zvýhodněných sazeb (podmínky dnes nejsou kontrolovatelné).

A nyní se již dostáváme k základnímu rámci nové tarifní struktury:

- Platba za výkonový požadavek zákazníka na síť, který je provozovatel povinen zákazníkovi zabezpečit v každém okamžiku.
 - Náhrada sjednané rezervované kapacity distribuční sítě na hladině velmi vysokého a vysokého napětí platbou za rezervovaný příkon, protože rezervovaný příkon zákazníků určuje dimenzování sítě (náklady).
- Stanovení struktury ceny za službu DS podle nákladových charakterů činností PDS (tzv. nákladové drivery), tzn.
 - složka vztažená na rezervovaný příkon (RP) – kryje náklady spojené s výkonovými požadavky zákazníků na síť,
 - složka vztažená na místo připojení (platba nezávislá na velikosti RP) – kryje náklady spojené s procesními záležitostmi nezávislými na výkonových požadavcích zákazníků (obsluha, měření, apod.) a
 - složka vztažená na odebrané množství – kryje náklady na ztráty.
- Vhodná přizpůsobení:
 - přístup ke specifickým zákazníkům (trakce, sezónní odběry, apod.),
 - neznevýhodňování českého průmyslu v rámci EU,
 - motivace k řízení spotřeby (DSR).
- Otevřenost novým trendům (nové technologie, nové služby, nové typy odběrů).
- Vztažení ceny systémových služeb na výkonový požadavek zákazníka (rezervovaný příkon – odpovídá lépe charakteru využití systémových služeb).

- Cena za činnost OTE (včetně ceny za činnost ERÚ) – vztažení ceny na odběrné a předávací místo.
- Úprava distribučních sazeb na hladině NN:
 - systém založený na ekonomicky obhajitelné alokaci nákladů na jednotlivé distribuční sazby v aktuálních podmínkách (rozvoj samozásobitelů a decentralní výroby),
 - zachování motivace pro řízení spotřeby přes systém HDO (vysoký/nízký tarif),
 - snížení počtu sazeb (z 23 na 12),
 - zachování přiměřenosti celkových plateb pro naprostou většinu zákazníků.

Shrnutí a srovnání navržené nové tarifní struktury se stávajícím stavem je vidět na obrázku 12.3.

Obrázek 12.3

Regulovaná platba	Současný tarifní model	Nový tarifní model
	Vztažná veličina	Vztažná veličina
Cena za přenos elektřiny	Průměr naměřených maxim (MW)	Průměr naměřených maxim (MW)
	Odběr ze soustavy (MWh)	Odběr ze soustavy (MWh)
		Místo připojení
Cena za distribuci elektřiny	Rezervovaná kapacita (MW)	Rezervovaný příkon (MW)
	Odběr ze soustavy (MWh)	Odběr ze soustavy (MWh)
		Místo připojení
Cena za systémové služby	Spotřebované množství elektřiny u subjektů připojených do elektrizační soustavy (MWh)	Rezervovaný příkon (MW)
Cena za činnost OTE	Spotřebované množství elektřiny na území ČR (vč. lokální spotřeby) (MWh) dle zákona č. 458/2000 Sb.	Cena za odběrné místo dle novely zákona č. 458/2000 Sb.
Cena POZE	Spotřebované množství elektřiny na území ČR (vč. lokální spotřeby) (MWh) dle zákona č. 165/2012 Sb.	Rezervovaný příkon (MW) s limitací na platbu dle odběru (MWh) dle novely zákona č. 165/2012 Sb.

Pro specifické odběry na napěťových hladinách velmi vysokého a vysokého napětí, u kterých by bylo možné očekávat výraznější dopady změny tarifní struktury do jejich plateb, jsou navrženy specifické tarify. Jedná se o:

- sezónní odběry pro hladinu VVN a VN (např. vleky, závlahy, sušičky – příklad odběru s nízkým ročním využitím příkonu);
- sazby s řízením spotřeby na hladině VVN a VN – zvýhodnění pro akumulaci a přímotopné odběry, odběry pro závlahy, zimní stadiony nebo odběry pro zasněžování lyžařských areálů;
- trakce (DP a SŽDC) – pro platby regulovaných služeb za RP se považuje soudobé naměřené maximum – aplikováno pro SyS a distribuci;

- záložní napájení – cena SyS se nehradí, cena za RP jen v případě použití, cena za odběrné a předávací místo se standardně platí.

Ceny za zajištění distribuce na hladině nízkého napětí jsou navrženy následovně:

- Cena zajištění distribuce na hladině NN je tříložková:
 - Cena za jistič (cena za rezervovaný příkon) – cena stanovena podílem části povolených výnosů alokovaných na rezervovaný příkon a sumy jističů (není rozlišena cena pro MOP a pro MOO).
 - Cena za místo připojení (měření, obsluha; nesouvisí s příkonem a odběrem).
 - Cena za použití sítě (variantně rozdělená na VT a NT) – cena stanovena podílem nákladů na ztráty a sumárním odběrem zákazníků ze sítě nízkého napětí.
- V cenách za jistič je zavedena cenová progresse (vyšší jednotková cena za A hlavního jističe pro vyšší jističe) z důvodů vyšších nároků na síť (soudobost).
- V cenách zajištění distribuce se zohledňují přínosy z řízení spotřeby, když se zavádí se několik distribučních sazeb a u sazeb s řízením spotřeby jsou v cenách za jistič a v cenách za použití sítě zohledněny přínosy řízení spotřeby.
- Jedná se o aplikaci ekonomicky zdůvodnitelných principů.

Nyní si na obrázku 12.4 ukážeme navrženou změnu tarifů pro domácnosti. A na obrázku 12.5 si ukážeme navrženou změnu tarifů pro malooběr podnikatelů připojených na hladinu nízkého napětí.

Obrázek 12.4

Distribuční sazby MOO			
Současná sazba	Určení současné sazby	Sazba v NTS	Určení navrhované sazby
D01d	jednotarif pro malou spotřebu	D1Sd	jednotarif pro domácnosti
D02d	jednotarif pro střední spotřebu		
D61d	dvoutarif víkend		
D25d	dvoutarif akumulace (TUV)	D2Ad	dvoutarif 8 hod. NT
D26d	dvoutarif akumulace (TUV+vytápění)		
D27d	dvoutarif elektromobil	D2Ed	dvoutarif elektromobil
D35d	dvoutarif hybridní vytápění	D2Td	dvoutarif 20 hod. NT (možnost volby doby NT 18 hod.) (zachování současných podmínek rozdělení NT do pásem během dne; max vypnutí na 1 hod.)
D45d	dvoutarif přímotop		
D55d	dvoutarif tepelné čerpadlo		
D56d	dvoutarif tepelné čerpadlo		
		D2Bd*	dvoutarif bez řízení (blokování) spotřeby
10 sazeb		4 sazby + 1 speciální	

* Dvoutarif bez řízení (blokování) spotřeby: v distribuci je možné nastavit, přestože k tomu chybí opodstatnění. Tarif není (většinou) podporován ze strany obchodníků. V případě zavedení se předpokládají stejné ceny jako v jednotarifu.

Distribuční sazby MOP			
Současná sazba	Určení současné sazby	Sazba v NTS	Určení navrhované sazby
C01d	jednotarif pro malou spotřebu	D1Sc	jednotarif
C02d	jednotarif pro střední spotřebu		
C03d	jednotarif pro velkou spotřebu		
C25d	dvoutarif akumulace (TUV)	D2Ac	dvoutarif 8 hod. NT
C26d	dvoutarif akumulace (TUV+vytápění)		
C27d	dvoutarif elektromobil	D2Ec	dvoutarif elektromobil
C35d	dvoutarif hybridní vytápění	D2Tc	dvoutarif 20 hod. NT (možnost volby doby NT 18 hod.) (zachování současných podmínek rozdělení NT do pásem během dne; max vypnutí na 1 hod.)
C45d	dvoutarif přímotop		
C55d	dvoutarif tepelné čerpadlo		
C56d	dvoutarif tepelné čerpadlo		
C62d	jednotarif pro veřejné osvětlení	D1Oc	jednotarif pro veřejné osvětlení
C60d	pro neměřené odběry (příkon a OM)	D1Nc	1 speciální sazba bez měření odběru (2 režimy vyhodnocení: příkon a OM)
C61d	pro neměřené odběry (jen příkon - PLC)		
		D2Bc*	dvoutarif bez řízení (blokování) spotřeby
11 sazeb	(+ 2 pro neměřené odběry)	5 sazeb	(+ 2 speciální)

U dvoutarifních sazeb byly navrženy následující podíly spotřeby NT/(NT+VT) pro přiznání zvýhodnění:

MOO

D2Ad	Sazba s 8h trvání NT (dnešní D25d, D26d)	0,35
D2Td*	Sazba s 20h trvání NT (dnešní D35d, D45d, D55d a D56d)	0,91
	Sazba s 18h trvání NT	0,85

MOP

D2Ac	Sazba s 8h trvání NT (dnešní C25d, C26d)	0,35
D2Tc*	Sazba s 20h trvání NT (dnešní C35d, C45d, C55d a C56d)	0,85
	Sazba s 18h trvání NT	0,80

* Při zavedení NTS se předpokládá automatické překlopení do sazby s dobou trvání NT 20 h s možností zažádat si o režim s dobou trvání NT 18 h (ceny stejné jako u 20 h, ale „měkčí“ podmínka pro přiznání nižších cen platných v sazbě).

I na hladině nízkého napětí se předpokládají v nové tarifní struktuře tarify pro některé specifické odběry:

- Sazba pro veřejné osvětlení – u této sazby není uplatněna cenová progrese pro velké jističe (celospolečenský přínos veřejného osvětlení).
- Speciální sazba pro mikroodběry (dnes sazba pro neměřené odběry – požární hlásiče, sirény, apod.) – sazby se zachovávají a slučují se do jedné sazby se dvěma režimy vyhodnocení.
- Speciální dvoutarifní sazba bez blokování spotřebičů – umožnění obchodníkům nabízet elektřinu ve dvoutarifech (mezikrok do roll-outu AMM, speciální TDD).

Co vyplývá z hodnocení dopadů navržené nové tarifní struktury na zákazníky připojené na hladinu nízkého napětí:

- U zákazníků s vhodně nastaveným jističem by nemělo docházet k negativním dopadům v regulovaných platbách.

- U zákazníků s nevhodně nastaveným jističem by došlo k navýšení regulovaných plateb, když výrazné nárůsty je možné řešit snížením jističe.
- Zákazník si musí zvážit, jestli může provést opatření pro eliminaci případných negativních dopadů v platbě (většina případů) snížením proudové velikosti hlavního jističe:
 - stávající jistič je naddimenzovaný,
 - optimalizace používání spotřebičů (minimalizace soudobého odběru),
 - energetické úspory (zateplení, energeticky úsporné spotřebiče, ...).
- Pokud nemůže provést opatření (výjimečné sociální případy), mělo by být řešeno v rámci sociální politiky státu (v souladu s národním akčním plánem pro chytré sítě a Letním balíčkem evropské komise).

No a co říci na závěr popisu návrhu nové tarifní struktury? Doufejme, že „referendum veřejnosti“ o nové tarifní struktuře, jak jej podle své tiskové zprávy z 13. listopadu 2015 plánuje Energetický regulační úřad, dopadne dobře a jeho výsledek nezdegeneruje navrženou novou tarifní strukturu do podoby, která by se nějak výrazně vzdálila od aktuálně připraveného návrhu.

13 STAVY NOUZE A PRÁVA A POVINNOSTI ÚČASTNÍKŮ TRHU

Jan Kanta

Bez fungující přenosové soustavy a distribučních soustav nelze zajistit dodávku elektřiny jejím spotřebitelům. Pokud nastanou v některé ze soustav mimořádné stavy, je nutné mít nadefinováno, jak se tyto stavy řeší, jaká má kdo z účastníků trhu s elektřinou v tomto stavu práva a povinnosti. Energetická legislativa zná dva mimořádné stavy. Je jím stav nouze a předcházení stavu nouze.

13.1 Definice mimořádných stavů

Stavem nouze je stav, který vznikl v elektrizační soustavě v důsledku:

- živelních událostí,
- opatření státních orgánů za nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
- havárií nebo kumulace poruch na zařízeních pro výrobu, přenos a distribuci elektřiny,
- smogové situace podle zvláštních předpisů,
- teroristického činu,
- nevyrovnané bilance elektrizační soustavy nebo její části,
- přenosu poruchy ze zahraniční elektrizační soustavy nebo
- je-li ohrožena fyzická bezpečnost nebo ochrana osob
- a způsobuje významný a náhlý nedostatek elektřiny nebo ohrožení celistvosti elektrizační soustavy, její bezpečnosti a spolehlivosti provozu na celém území státu, vymezeném území nebo jeho části.

Předcházení stavu nouze je soubor opatření a činností prováděných v situaci, kdy existuje reálné riziko vzniku stavu nouze.

13.2 Vyhlášení mimořádných stavů, základní práva a povinnosti jednotlivých subjektů

Pro celé území státu provozovatel přenosové soustavy vyhláší přesný čas vzniku či ukončení stavu nouze v hromadných sdělovacích prostředcích a prostřednictvím prostředků dispečerského řízení a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy.

V případě předcházení stavu nouze provozovatel přenosové soustavy pro celé území státu oznamuje předcházení stavu nouze nejpozději do 1 hodiny po zahájení činností prováděných v situaci, kdy existuje reálné riziko vzniku stavu nouze, a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy.

Pro vymezené území nebo jeho část provozovatel distribuční soustavy vyhláší přesný čas vzniku či ukončení stavu nouze v hromadných sdělovacích prostředcích a prostřednictvím prostředků dispečerského řízení a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy.

V případě předcházení stavu nouze provozovatel distribuční soustavy pro vymezené území nebo jeho část oznamuje předcházení stavu nouze, a to bez zbytečného odkladu, nejpozději však do jedné hodiny po zahájení činností prováděných v situaci, kdy existuje reálné riziko vzniku stavu nouze, a neprodleně oznamuje ministerstvu, Energetickému regulačnímu úřadu, Ministerstvu vnitra, krajským úřadům a Magistrátu hlavního města Prahy.

Činnosti při předcházení stavu nouze a při stavu nouze vyhlášeného provozovatelem přenosové soustavy řídí provozovatel přenosové soustavy. Činnosti při předcházení stavu nouze a při stavu nouze vyhlášeného provozovatelem distribuční soustavy řídí provozovatel distribuční soustavy.

Při stavu nouze a při předcházení stavu nouze jsou všichni účastníci trhu s elektřinou povinni podřídit se omezení spotřeby elektřiny nebo změně dodávky elektřiny. Současně je při stavu nouze a při předcházení stavu nouze právo na náhradu škody a ušlého zisku vyloučeno.

Při stavu nouze a předcházení stavu nouze s výjimkou, kdy jsou vyhlášeny z důvodu smogové situace podle zvláštních předpisů, mohou být provozovatelem soustavy využity pro výrobu elektřiny i výroby elektřiny, které nespĺňují limity podle zákona upravujícího oblast ochrany ovzduší.

Provozovatel přenosové soustavy a provozovatel distribuční soustavy je při stavech nouze nebo při předcházení stavu nouze oprávněn omezit nebo přerušit v nezbytném rozsahu dodávku elektřiny účastníkům trhu s elektřinou a změnit nebo přerušit v nezbytném rozsahu dodávku elektřiny z výroben a dovoz elektřiny ze zahraničí nebo vývoz elektřiny do zahraničí s ohledem na spolehlivý provoz distribuční soustavy.

13.3 Nástroje pro řešení stavu nouze a předcházení stavu nouze

Pro řešení stavů nouze a předcházení stavů nouze je nutné mít k dispozici potřebné nástroje. Mezi ně patří omezení spotřeby elektřiny a řízení změn dodávky elektřiny do elektrizační soustavy.

Výkon, který je odebírán z elektrizační soustavy, lze omezit, nebo výkon, který je dodáván do elektrizační soustavy, lze měnit těmito způsoby:

- snížením hodnoty výkonu odebíraného z elektrizační soustavy podle plánu omezování spotřeby (dále jen „regulační plán“), jehož použití a obsahové náležitosti včetně způsobu oznamování, vyhlášení a odvolávání regulačních stupňů jsou uvedeny v příloze č. 1 vyhlášky č. 80/2010 Sb. ze dne 18. března 2010 o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu,

- úplným přerušením dodávky elektřiny zákazníkům odpojením jejich odběrných elektrických zařízení provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovatelem distribuční soustavy nebo vypnutím částí zařízení pro přenos elektřiny nebo distribuci elektřiny
 - podle vypínacího plánu, jehož použití a obsahové náležitosti jsou uvedeny v příloze č. 2 vyhlášky č. 80/2010 Sb. ze dne 18. března 2010 o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu,
 - podle frekvenčního plánu, jehož použití, zpracování, vydávání a aktualizace jsou uvedeny v příloze č. 3 vyhlášky č. 80/2010 Sb. ze dne 18. března 2010 o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu,
 - operativním vypnutím částí zařízení přenosové soustavy, nebo distribuční soustavy v rozsahu nezbytném pro vyrovnaní výkonové bilance dotčené části elektrizační soustavy,
- změnou hodnoty výkonu dodávaného výrobcem elektřiny do elektrizační soustavy podle pokynů technického dispečinku provozovatele přenosové soustavy nebo provozovatele distribuční soustavy.

Omezení spotřeby elektřiny na území, kde hrozí vznik stavu nouze nebo pro které byl stav nouze vyhlášen, je dáno uplatněním příslušného stupně regulačního plánu, vypínacího plánu, operativním vypnutím částí zařízení nebo automatickým působením frekvenčních relé v souladu s frekvenčním plánem, v rozsahu nezbytném pro vyrovnaní výkonové bilance dotčené části elektrizační soustavy. Tato opatření jsou použita na základě vyhodnocení situace technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy nebo technickými dispečinky provozovatelů distribučních soustav. Toto omezení spotřeby elektřiny se nevztahuje na zákazníky, jejichž zařízení jsou připojena pouze k zahraniční elektrizační soustavě a na které se vztahují pouze omezení této zahraniční elektrizační soustavy. Omezení spotřeby elektřiny podle regulačního plánu se nevztahuje na technologickou vlastní spotřebu elektřiny pro výrobu elektřiny a výrobu a dodávku tepla.

Postup a rozsah omezení odebíraného výkonu nebo změny dodávaného výkonu při předcházení nebo řešení stavu nouze zpracovává technický dispečink provozovatele přenosové soustavy ve spolupráci s technickými dispečinky provozovatelů distribučních soustav přímo připojených na přenosovou soustavu (dále jen „regionální distribuční soustava“).

Vypínací plán zpracovává technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy ve spolupráci s technickými dispečinky provozovatelů regionálních distribučních soustav stanovní postup vypínání a hodnoty vypínaných výkonů při likvidaci závažných systémových či lokálních poruch v elektrizační soustavě. Přerušování dodávky elektřiny se provádí vypnutím vybraných částí přenosové soustavy nebo distribuční soustavy.

Frekvenční plán zpracovává technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy a technickými dispečinky provozovatelů regionálních distribučních soustav a výrobci elektřiny je postup pro předcházení a řešení stavu nouze spojeného s nevyrovnanou výkonovou bilancí v elektrizační soustavě a současnou změnou kmitočtu soustavy, který spočívá ve vytváření ostrovních provozů, v přerušování dodávek elektřiny odběratelům elektřiny a odpojování výroben elektřiny od elektrizační soustavy působením frekvenčních relé, která jsou instalována ve výrobnách elektřiny, v přenosové soustavě, v distribuční soustavě nebo v odběrných místech zákazníků.

Výše vypínaného výkonu, výběr míst a osazení frekvenčních relé stanoví provozovatel přenosové soustavy a provozovatelé regionálních distribučních soustav.

Pro omezení spotřeby elektřiny při předcházení stavu nouze a při stavu nouze se zákazníci zařazují do regulačních stupňů podle regulačního plánu. Zařazení zákazníků do regulačních stupňů č. 1 a č. 2 provádí provozovatel distribuční soustavy; toto zařazení se neuvádí ve smlouvách, jejichž předmětem je přenos nebo distribuce elektřiny. Zařazení zákazníků do regulačních stupňů č. 3 až č. 7 provádí:

- provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy na základě smlouvy o přenosu elektřiny nebo smlouvy o distribuci elektřiny,
- obchodník s elektřinou nebo výrobce elektřiny na základě smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny; obchodník s elektřinou nebo výrobce elektřiny předávají potřebné údaje provozovateli příslušné soustavy.

13.4 Předcházení stavu nouze

V situacích, kdy hrozí reálné riziko vzniku stavu nouze, může provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy vyhlásit výstražný stupeň, který je součástí regulačního plánu.

Omezení spotřeby elektřiny a změna dodávky elektřiny při předcházení stavu nouze jsou prováděny:

- automaticky podle frekvenčního plánu,
- technickým dispečinkem příslušného provozovatele soustavy
 - podle regulačního stupně č. 1,
 - podle vypínacího plánu,
 - operativním vypnutím částí zařízení v rozsahu nezbytném pro vyrovnaní výkonové bilance dotčené části elektrizační soustavy,
 - použitím volných výrobních kapacit,
 - omezením dodávaného výkonu.

Provozovatel přenosové soustavy oznamuje bez zbytečného odkladu jím uplatněná omezení spotřeby nebo změny dodávky elektřiny při předcházení stavu nouze provozovatelům dotčených regionálních distribučních soustav.

Provozovatel regionální distribuční soustavy oznamuje bez zbytečného odkladu jím uplatněná omezení spotřeby nebo změny dodávky elektřiny při předcházení stavu nouze provozovateli přenosové soustavy a dotčeným provozovatelům lokálních distribučních soustav, kteří mají zřízen technický dispečink.

Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy oznamuje předcházení stavu nouze způsobem umožňujícím dálkový přístup.

13.5 Stav nouze

Veškerá omezení spotřeby elektřiny nebo změny dodávek elektřiny při stavu nouze řídí technický dispečink provozovatele přenosové soustavy nebo technický dispečink provozovatele distribuční soustavy. Stav nouze je zpravidla vyhlášen a odvoláván předem. V případě rychlého rozpadu elektrizační soustavy může být stav nouze vyhlášen dodatečně.

Omezení spotřeby elektřiny a změna dodávky elektřiny při stavu nouze jsou prováděny:

- automaticky podle frekvenčního plánu,
- podle vypínacího plánu,
- podle regulačního plánu v rozsahu regulačních stupňů č. 1 až č. 7,
- operativním vypnutím částí zařízení v rozsahu nezbytném pro vyrovnaní výkonové bilance dotčené části elektrizační soustavy,
- použitím volných výrobních kapacit,
- omezením dodávaného výkonu.

Provozovatel přenosové soustavy bez zbytečného odkladu oznamuje jím vyhlášený nebo odvolaný stav nouze provozovatelům dotčených regionálních distribučních soustav. Provozovatel regionální distribuční soustavy bez zbytečného odkladu oznamuje jím vyhlášený nebo odvolaný stav nouze provozovateli přenosové soustavy a dotčeným provozovatelům lokálních distribučních soustav, kteří mají zřízen technický dispečink.

Při řešení stavu nouze postupují provozovatel přenosové soustavy, provozovatel distribuční soustavy a výrobce elektřiny podle svého havarijního plánu, jehož náležitosti a způsob zpracování jsou uvedeny v příloze č. 4 vyhlášky č. 80/2010 Sb. ze dne 18. března 2010 o stavu nouze v elektroenergetice a o obsahových náležitostech havarijního plánu.

13.6 Regulační stupně, vypínací plán, frekvenční plán a havarijní plán

13.6.1 Regulační stupně

Zákazníci jsou zařazováni do regulačních stupňů podle:

- způsobu ovládání spotřebičů pomocí hromadného dálkového ovládání,
- jmenovité hodnoty napětí části elektrizační soustavy, ke které je odběrné elektrické zařízení konkrétního zákazníka připojeno,
- hodnoty rezervovaného příkonu uvedeného ve smlouvě o připojení.

Zařazení zákazníků do regulačních stupňů:

- v regulačním stupni č. 1 jsou zařazeni všichni zákazníci, u nichž je prováděno ovládání vybraných spotřebičů pomocí hromadného dálkového ovládání, popřípadě prostřednictvím jiného technického systému pro řízení velikosti spotřeby,

- v regulačním stupni č. 2 jsou zařazeni zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV s hodnotou rezervovaného příkonu do 100 kW a zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím do 1 kV s hodnotou jističe před elektroměrem nižší než 200 A,
- v regulačních stupních č. 3 a 5 jsou zařazeni zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení přenosové soustavy nebo ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV a s hodnotou rezervovaného příkonu 1 MW a vyšší,
- v regulačních stupních č. 4 a 6 jsou zařazeni zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV a s hodnotou rezervovaného příkonu od 100 kW včetně do 1 MW a zákazníci odebírající elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím do 1 kV s hodnotou jističe před elektroměrem 200 A a vyšší,
- v regulačním stupni č. 7 jsou zařazeni všichni zákazníci.

Stupeň základní, výstražný a informace o využití regulačního stupně č. 1 jsou oznamovány a odvolávány provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovateli distribučních soustav prostřednictvím technických dispečinků a v hromadných sdělovacích prostředcích v pravidelných časově vymezených nebo mimořádných relacích.

Regulační stupně č. 2 až 7 jsou vyhlášovány a odvolávány provozovatelem přenosové soustavy nebo provozovateli distribučních soustav prostřednictvím technických dispečinků a v hromadných sdělovacích prostředcích v pravidelných časově vymezených nebo mimořádných relacích.

U zákazníků odebírajících elektřinu ze zařízení distribučních soustav s napětím vyšším než 1 kV s hodnotou rezervovaného příkonu 1 MW a vyšším je navíc vyhlášení a odvolání regulačních stupňů č. 3, 5 a 7 uskutečňováno technickým dispečinkem provozovatele přenosové soustavy prostřednictvím technických dispečinků provozovatelů distribučních soustav, nebo technickými dispečinkami provozovatelů distribučních soustav přímo dle zásad dispečerského řízení, a to telefonicky, SMS, elektronicky, faxem, případně jiným srovnatelným a se zákazníky oboustranně odsouhlaseným prostředkem.

13.6.2 Vypínací plán

Vypnutí zařízení zákazníků podle vypínacího plánu a jeho opětné zapnutí provádí technický dispečink příslušného provozovatele soustavy v souladu se zásadami dispečerského řízení. Vypínání se uskutečňuje po vyhlášení vypínacích stupňů č. 21 až 30. V jednotlivých vypínacích stupních je stanovena procentní velikost vypínaného výkonu vztažená k hodnotě ročního maxima zatížení distribuční soustavy za období posledních 12 měsíců.

13.6.3 Frekvenční plán

Cílem použití frekvenčního plánu je včasnými, automatickými zásahy do provozu elektrizační soustavy omezit vznik velkých systémových poruch, vrátit a udržet kmitočet elektrizační soustavy po vzniku poruchy v hodnotách, při nichž není ohroženo technické zařízení výrobců elektřiny a zákazníků a vytvořit podmínky pro rychlý návrat kmitočtu elektrizační soustavy do rozmezí hodnoty 49,8–50,2 Hz.

V případech, kdy po vyčerpání opatření na straně výrobců elektřiny a omezování spotřeby na straně zákazníků pro udržení kmitočtu elektrizační soustavy se jeho hodnota dále odchyluje, je

cílem frekvenčního plánu zachovat rozhodující bloky výroben elektřiny v provozu pro vlastní spotřebu, a tím vytvořit podmínky pro urychlení obnovy napětí a normálního provozu elektrizační soustavy.

13.6.4 Havarijní plán

Havarijní plán obsahuje údaje o držiteli licence, o zařízeních, kterých se týká, datum zpracování, datum schválení, datum nabytí účinnosti, dobu platnosti, údaje o osobě zpracovatele, údaje o osobě schvalujícího a jejich podpisy.

Havarijní plán obsahuje seznam dokumentů, které ho tvoří s udáním místa jejich uložení. Jednotlivé dokumenty jsou označeny, číslovány a osoby v nich uvedené jsou zapsány jménem, příjmením a funkcí.

Informace obsažené v havarijním plánu jsou stručné, srozumitelné a přehledně uspořádané. Všechna řešení uvedená v havarijním plánu respektují místní situaci, zvyklosti a organizační strukturu.

13.7 Zúčtování odchylek ve stavech nouze a předcházení stavu nouze

Pro případy, kdy byl provozovatelem přenosové soustavy vyhlášen pro celé území ČR stav nouze nebo předcházení stavu nouze, se používá zvláštní režim zúčtování a finančního vypořádání odchylek. Zvláštní režim zúčtování se uplatní pro celou elektrizační soustavu a pro všechny subjekty zúčtování.

Ve zvláštním režimu zúčtování pro vyhodnocení a zúčtování odchylek jsou sjednaná množství elektřiny pro závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy a sjednaná množství elektřiny pro závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy subjektů zúčtování, včetně elektřiny opatřené provozovatelem přenosové soustavy, rovna nule, mimo výsledný tok mezi jednotlivými tržními oblastmi na organizovaném denním trhu s elektřinou. Zúčtování elektřiny ve zvláštním režimu zúčtování provádí operátor trhu na základě přijatých skutečných hodnot dodávek a odběrů elektřiny.

Ve zvláštním režimu zúčtování neorganizuje operátor trhu organizovaný krátkodobý trh s elektřinou. Průměrnou cenu dodávky elektřiny pro každou hodinu stanovuje operátor trhu jako vážený průměr na základě cen podle cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.

Agregaci skutečných hodnot dodávek a odběrů elektřiny provádí operátor trhu pro jednotlivé subjekty zúčtování podle platného předání odpovědnosti za odchylku.

Operátor trhu zúčtovává skutečnou dodávku elektřiny subjektu zúčtování, včetně skutečného množství elektřiny opatřené v zahraničí, za průměrnou cenu dodávky elektřiny stanovenou viz výše. Operátor trhu zúčtovává skutečný odběr elektřiny subjektu zúčtování, včetně skutečného množství elektřiny dodané do zahraničí, za průměrnou cenu dodávky elektřiny stanovenou, viz výše.

Vypořádání plateb ve zvláštním režimu zúčtování provádí operátor trhu. Operátor trhu nejdříve přijímá platby od subjektů zúčtování, kterým vznikl závazek vůči operátorovi trhu. Operátor trhu hradí svoje závazky ze zvláštního režimu zúčtování vůči subjektům zúčtování až do výše plateb

přijatých od subjektů zúčtování na základě jejich závazků vůči operátorovi trhu a přijatého finančního zajištění subjektů zúčtování. Pohledávky subjektů zúčtování hradí operátor trhu poměrným způsobem podle velikosti jednotlivých pohledávek subjektů zúčtování.

Operátor trhu rozúčtuje pohledávky a závazky plynoucí z rozdílu v příjmech a výdajích zúčtování výsledného toku mezi jednotlivými tržními oblastmi dosaženém na organizovaném krátkodobém trhu s elektřinou na jednotlivé subjekty zúčtování v poměru jejich skutečných hodnot dodávek a odběrů.

Pro případy, kdy byl provozovatelem distribuční soustavy vyhlášen pro vymezené území nebo jeho část stav nouze nebo předcházení stavu nouze, se používá běžný režim zúčtování a finančního vypořádání odchylek.

13.8 Příklady ze života týkající se stavů nouze, předcházení stavů nouze a situací, které mohly skončit stavem nouze

Jak již je uvedeno v předchozích subkapitolách, situací, na které myslí legislativa v souvislosti se stavem nouze, je celá řada. Když se ale podíváme do reality života, tak nejčastěji dochází k vyhlášení stavu nouze nebo předcházení stavu nouze v souvislosti s přírodními živly typu povodně, větrná smršť, kumulace poruch na zařízení přenosové nebo distribuční soustavy, případně selhání lidského faktoru. V dalších částech této subkapitoly si uvedeme příklady výpadků proudu, blackoutů a stavů blížících se k těmto situacím ve světě a v ČR. Popis situací včetně jejich dopadů do života společnosti vychází většinou z informací dostupných na internetu a v řadě případů se jedná o autentické informace, které se v daném okamžiku na internetu objevovaly. Na závěr se ještě zmíním o opatřeních, která mají za cíl připravit energetiky a společnost na eliminaci situací, kdy se společnost nachází bez elektřiny.

13.8.1 Příklady ze světa

Nejprve několik případů výpadků elektřiny, jejich příčin a dopadů ze světa. Ty jsou seřazeny časově chronologicky, rokem 2015 počínaje a rokem 2004 konče. Zcela jistě se ale nejedná o seznam všech významných výpadků elektřiny ve světě v uvedeném období.

13.8.1.1 Výpadek elektřiny v Turecku – duben 2015

Masivní výpadek elektrického proudu v Turecku na několik hodin postihl 70 milionů lidí. Na mnoha místech Turecka propukl chaos, když v desítkách měst včetně Ankary a Istanbulu na několik hodin zhasly semafony a zastavila se veřejná doprava.

Rozsáhlý výpadek pravděpodobně způsobila série špatných rozhodnutí v řízení distribuce elektřiny v Turecku.

Dispečeri nejprve odpojili ze sítě dvě elektrárny v Izmiru a v Adaně, jenže v tu chvíli zároveň probíhala na dalších přenosových trasách údržba.

Věřili, že takové zatížení turecká elektrická síť vydrží, ale zmýlili se. Když zkolabovalo první vedení vysokého napětí, během zlomku vteřiny následovalo postupně dalších pět tras.

V ulicích největšího tureckého města Istanbulu od rána panoval zmatek. Záchranáři vyprošťovali také lidi z nepojízdných výtahů. Mimo provoz jsou i vlaky pod průlivem Bospor. Blackout zasáhl i letecký provoz. Problémy se zásobováním elektrické energie má 11 z 16 kontrolních stanovišť tureckého řízení letového provozu.

13.8.1.2 Výpadek elektřiny v Amsterdamu a okolí – březen 2015

Provoz na amsterdamském mezinárodním letišti Schiphol zkomplikoval rozsáhlý výpadek proudu, který ráno postihl nizozemskou metropoli a její okolí. Ještě odpoledne kvůli tomu byly letecké spoje odkloněné na jiná letiště v regionu.

I když má letiště svůj záložní zdroj proudu a napájení se obnovilo už během dopoledne, obnova provozu postupuje velmi pomalu. Ještě kolem druhé hodiny odpoledne tam letadla ani nepřistávala, ani nestartovala.

Výpadek postihl také železniční dopravu – vlaky nejezdily ani z hlavního amsterodamského nádraží.

Blackout způsobila stanice vysokého napětí na východním okraji Amsterdamu, nejprve vypadl proud před desátou ráno v provinciích Severní Holandsko a Flevoland, později následovaly další oblasti.

13.8.1.3 Výpadek elektřiny na jihozápadě USA – září 2011

Masivní blackout způsobil zmatek v nejlidnatějších oblastech amerického jihozápadu. Skoro pět milionů lidí se ocitlo bez proudu. Rozsáhlý výpadek elektřiny postihl části amerických států Kalifornie a Arizona a také část Mexika. Příčinou byla podle agentury Reuters souhra lidské chyby a chyby systému.

Zaměstnanec arizonské energetické společnosti omylem vyřadil z provozu část vedení vysokého napětí, které dodávalo proud do jižní Kalifornie. Prý se tato část chovala nějak zvláště a on se snažil zjistit, co se děje. Následně pak došlo k dominovému efektu i na dalších úsecích.

Podle předběžných informací to nebylo nadměrným odběrem a rozvodná síť se měla s takovým výpadkem podle předpokladů vypořádat. Od sítě z bezpečnostních důvodů odpojili i jadernou elektrárnu a to mohli situaci ještě zkomplikovat.

Nejpostiženějším městem bylo San Diego v jižní Kalifornii. Ukázalo se, jak moc je moderní společnost na elektřině závislá. Naprosto zkolabovala doprava nejen na silnicích, ale i železnici a tamní letiště přerušilo provoz. Hasiči zachraňovali desítky lidí z výtahů a atrakcí v zábavních parcích. Přestalo také fungovat třeba vodovodní a odpadní potrubí. Čerpací stanice museli zavřít. Bez klimatizace kolabovali starší lidé. Turisté se nemohli dostat do svých hotelových pokojů. Celníci zavřeli hraniční přechody s Mexikem.

Ale výpadek elektřiny měl i některé příjemnější následky. Třeba krámků specializujících se na čerstvé ryby a steaky, který přišel o chlazení, začal okamžitě všechno zboží grilovat a prodával jídlo kolemjdoucím. Prý o to byl takový zájem, že se před obchodem vytvořila dlouhá fronta a zaměstnanci museli pouštět lidi do krámku jen po malých skupinách.

Na zahradách grilovalo také mnoho lidí, kteří se ocitli bez proudu a neměli večer co dělat. A zákazníci v kavárnách a hospůdkách seděli při svíčkách. Zdá se, že takřka všude vládla uvolněná atmosféra, lidé si nečekaně volno užívali a nezhmotnily se obavy úřadů z rabování.

13.8.1.4 Výpadek elektřiny v Petrohradě – srpen 2010

Úřady v ruském Petrohradu prošetřují příčiny velkého výpadku dodávek elektřiny. Podle ruských médií šlo o největší podobný případ za poslední roky. Bez elektřiny zůstala téměř polovina druhého největšího ruského města.

Problémy vznikly údajně na transformační stanici mimo Petrohrad, tamní výpadek se potom přenesl na další místa sítě.

V částech bývalé carské metropole zavládl na několik hodin chaos – na mnoha místech zhaslo osvětlení, přestaly fungovat semaforey, metro se zastavilo v tunelech. Výpadek ovlivnil podle ruských médií i zásobování pitnou vodou, přestaly fungovat mobilní i radiové sítě.

Celkem se problémy dotkly sedmi čtvrtí včetně historického centra Petrohradu. Srovnatelně velký výpadek proudu zaznamenali ruští energetici naposledy před pěti lety, kdy paralyzoval ruské hlavní město.

13.8.1.5 Výpadek elektřiny v Paraguayi a části Brazílie – listopad 2009

Desítky milionů lidí v Brazílii a Paraguayi zůstaly bez proudu. Za rozsáhlý výpadek může nejspíš bouře, která vyřadila z provozu druhou největší vodní elektrárnu na světě na hranici mezi oběma státy. Celá šestimilionová Paraguay byla bez elektřiny asi čtvrt hodiny. V Brazílii trval výpadek delší dobu a zasáhl asi polovinu federálních států, včetně největších měst Sao Paula a Ria de Janeira.

Mnoho lidí uvízlo ve výtazích, vlaky metra se zastavily v tunelech a v setmělých ulicích se stala řada dopravních nehod. Brazilci zvyklí na noční život posedávali v barech při svíčkách.

Policie okamžitě posílila hlídky v ulicích, přesto v Sao Paulu i Riu de Janeiru, tedy ve městech s velkou kriminalitou, využili zločinci tmy k loupení a přepadávání.

Údajně se všechno seběhlo tak, že bouřka způsobila zkrat na jednom z vedení a porucha pak narušila masivní linky, které vedou ohromné množství energie od hydroelektrárny Itaipú ve vnitrozemí dál k pobřeží a velkým městům.

Výkyvy v přenosové soustavě pak automaticky vyřadily turbíny na přehradě, které sice běžely, ale nedodávaly elektřinu do zhroutené soustavy. Ta najednou ztratila celkem 17 gigawattů energie. Než se vše dalo na brazilské straně do pořádku, uplynulo několik hodin.

13.8.1.6 Výpadek elektřiny v polském Štětíně – duben 2008

Vydatné sněžení zcela ochromilo život v západopolském Štětíně. Čtyři sta tisíc obyvatel tohoto krajského města zůstalo bez proudu, veřejná a příměstská doprava zkolabovala.

Štětín a jeho okolí v okruhu sta kilometrů postihl katastrofální výpadek proudu. Elektrické a trolejové vedení nevydrželo váhu mokrého sněhu a na mnoha místech došlo k jeho přerušení.

Život ve Štětíně se úplně zastavil – nefungují bankomaty, semaforey ani telefony. Nemocnice, které mají nouzové agregáty, pracují v omezeném režimu. Na ulicích hlídkuje zvýšené množství policistů a strážníků, kteří mají pomoci lidem v nouzi a zabránit rabování obchodů.

Pokud se výpadek proudu nepodaří odstranit do večera, policistům pomůže hlídat město polská armáda.

13.8.1.7 *Systémové poruchy v Polsku – červen 2006*

Dne 26. 6. 2006 došlo k mimořádné situaci v provozu přenosové soustavy v Polsku s následováním rozpadem soustavy do ostrovů a k omezení spotřeby i přeshraničního obchodování. Při plánování provozu nebyly indikovány očekávané problémy. Bylo naplánováno více odstávek výrobních bloků a vedení tak, jak je v tomto období obvyklé, nicméně výkonová bilance byla zajištěna včetně exportu. Výkonové rezervy činily cca 1 350 MW točivých rezerv a cca 15 výrobních bloků ve studené (dispečerské) záloze, což je v zásadě přiměřené podmínkám polské soustavy.

Ve skutečném provozu nicméně došlo k významným odchylkám od plánovaného provozu

- zatížení bylo vyšší o 600 MW nežli predikované,
- čtyři bloky se nevrátily do provozu po poruchách,
- poruchové výpadky dalších bloků celkem cca 1 800 MW,
- vysoká spotřeba jalové energie ($\text{tg } \varphi = 0,42$) ve střední a severní části Polska.

To vše způsobilo:

- vyčerpání točivých záloh i jalové energie pro provozovatel přenosové soustavy v Polsku,
- podpětí v severní části Polska (320/400 kV, 180/220 kV, 90/110 kV),
- přetížení linek ve směru z jihu na sever.

Nevyrovnaná bilance přenosové soustavy byla řešena jak využitím všech rezervních výkonů v polské přenosové soustavě, tak i využitím mezinárodních havarijních výpomocí od sousedních systémových operátorů (dovoz až 1 000 MW z oblasti UCTE a 300 MW z oblasti NORDEL). Výpomoc ze zahraničí ovšem nebyla schopna vyrovnat geografickou nerovnováhu výroby a spotřeby projeví se spolu s danou konfigurací sítě podpětím a nestabilitou napětí na severovýchodě Polska, kde musela být omezoována spotřeba. V rámci mimořádných stavů byly povelovány i zdroje neposkytující podpůrné služby a pro restart některých oblastí použity i starty ze tmy u důležitých elektráren. Stejně tak byly přerušeny i práce na některých odstávkách sítí.

Poměrně značné nerovnováhy bilance pokračovaly až do konce června a dále i v červenci. Byly způsobeny zejména mimořádnými klimatickými podmínkami ale i koordinací dlouhodobých odstávek a charakterem provozu výroben. Na dobu více než týden byl zastaven veškerý export z Polska a v navazujícím období byl významně snížen.

13.8.1.8 *Rozpad sítě UCTE a blackout v západní Evropě – listopad 2006*

V listopadu 2006 došlo v systému UCTE k nejozrásnější poruše v historii této asociace sdružující provozovatele všech synchronně propojených evropských soustav. Nikoliv z hlediska objemu nedodané energie či počtu odpojených zákazníků ale z hlediska geografického rozsahu, počtu zemí a soustav, které výpadek zasáhl a dopadu na frekvenci systému. Dominový efekt přenesl z Německa vážnou poruchu dokonce až do Maroka. Bez proudu se ocitly milióny Evropanů.

Porucha nastala po plánovaném vypnutí vedení v Německu, po kterém došlo k přetížení dalších vedení a kaskádovitému rozdělení soustavy UCTE na tři oblasti. Vlastní přetížení bylo vyvoláno neplánovanými a neočekávanými změnami toků výkonu spojenými jak s provozem ostatních soustav, tak nárůstem výkonu ve větrných elektrárnách. Nedostatečná koordinace nastavení automatik mezi dvěma TSO sehrála jednu z významných rolí.

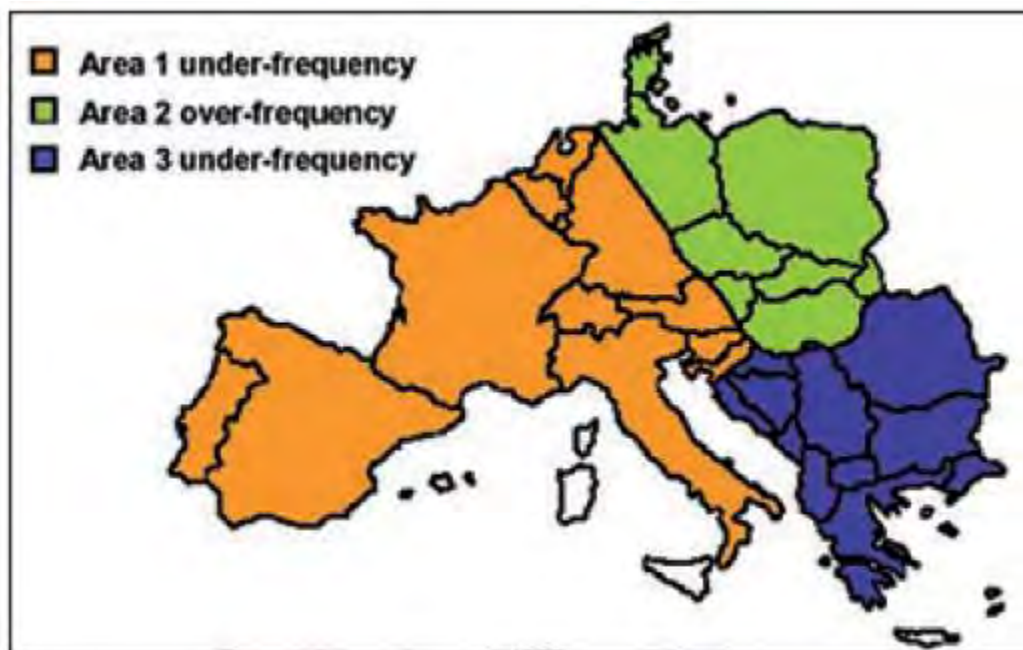
Propojení bylo obnoveno na úrovni přenosových soustav do 38 minut a situace se vrátila do normálu do dvou hodin, nicméně cca 15 milionům zákazníků byla v důsledku poruchy omezena nebo přerušena dodávka elektřiny a omezení se dotklo samozřejmě i mnoha výrobců, jejichž zařízení se vlivem extrémních hodnot frekvence odpojila od sítě.

I tak ale tisíce lidí od Berlína až po Bádensko-Württembersko uvízly ve výtazích, vlacích, lanovkách i dalších pastích a musely často desítky minut čekat na své vysvobození. Podle ministra životního prostředí Sigmara Gabriela výpadek ukázal, jak naléhavě potřebuje německá rozvodná síť nové investice.

Do tmy se ponořily také miliony francouzských domácností. Výpadek trval hodinu a půl a jen v Paříži museli hasiči vyprostit kolem 40 lidí, kteří uvízli ve výtazích. Celkově se bez elektřiny ocitlo na pět milionů Francouzů.

S prvními problémy ve Francii a v Německu byly automaticky přerušeny dodávky také do Itálie. Země totiž závisí ve velké míře na dovozu elektřiny ze zahraničí. Italové mají ještě v živé paměti velký výpadek ze srpna 2003, kdy kvůli poruše ve Švýcarsku zůstala bez proudu na mnoho hodin celá Itálie s výjimkou Sardinie.

Obrázek 13.1



Obrázek 13.1 ukazuje schematické rozdělení Evropy do jednotlivých oblastí. Západní Evropa byla výrazně deficitní (cca 7 000 MW), střední Evropa byla přebytková (cca 10 000 MW) a jihovýchodní Evropa mírně deficitní (cca 600 MW) a tomu odpovídaly i dopady na frekvenci ostrovů. V celé soustavě UCTE došlo k regulaci spotřeby o cca 16 700 MW (plus čerpání přečerpávacích vodních elektráren) a současně došlo k výpadkům výroby o cca 10 700 MW. Významným faktorem geografické nerovnováhy výroby byla velká výroba větrných elektráren v severním Německu (celkem cca 7 700 MW). V průběhu řešení situace pak došlo v „středoevropském ostrovu“ k paradoxní situaci, kdy ve stejném okamžiku, kdy se provozovatel přenosové soustavy snažil odregulovat přebytek výroby snižováním výkonu a odstavčováním klasických elektráren, připojovaly se se svou výrobou další větrné elektrárny, protože „začalo foukat“ a jejich přednostní právo přístupu do soustavy (zejména v případě vyvedení do distribuce) nebylo v roce 2006 nijak řízeno a omezeno.

Výpadky elektřiny se projevily i v některých oblastech Rakouska, Belgie a Španělska. Podle společnosti ČEZ problémy zřejmě zasáhly i Českou republiku, i když jen okrajově. „Po 22. hodině tato vlna způsobila automatické ochranné odpojení několika elektrárenských bloků,“ řekla ČTK mluvčí společnosti ČEZ Eva Nováková. *„Za 50 minut se podařilo bloky do sítě znovu připojit. Nicméně uvedený vliv v přenosové soustavě se přenesl i do distribuční sítě. Domácností se nedotkl, ale již nyní víme o jednom podniku, který byl výpadkem postižen, a tím byla automobilka Škoda Auto,“* dodala mluvčí.

13.8.1.9 Výpadek elektřiny v Řecku – červenec 2004

Měsíc před zahájením olympijských her potýkají se řecké Atény s dalším problémem. Stejně jako celý jih země i metropoli postihl výpadek elektrického proudu. Kromě autobusů se v ní zastavila veškerá hromadná doprava.

Výpadek zasáhl zemi od města Larissa ve střední části až po ostrov Krétu na samém jihu. V metropoli zůstaly stovky osob uvězněny ve výtazích, odkud je vyprošťovali hasiči. Policie nabádala ke klidu řidiče, protože na křižovatkách nefungovala světla, a stovky policistů musely řídit dopravu.

Pracovníci státní společnosti DEH, která v Řecku obstarává dodávky elektrického proudu, zatím vyloučili sabotáž na elektrickém vedení. Podle prvních informací nevydržel hlavní rozvod elektrického proudu přetížení při čtyřicetistupňových vedrech, která nyní v Řecku panují a při nichž všude pracuje naplno klimatizace.

13.8.2 Příklady z České republiky

V ČR jsme za poslední roky zažili pouze jeden celostátní stav nouze vyhlášený provozovatelem přenosové soustavy ČEPS, a to v červenci 2006. Zato regionálních stavů nouze vyhlášených provozovateli distribučních soustav jsme za totéž období zažili v ČR celou řadu. Jestliže v případě stavu nouze vyhlášeného provozovatelem přenosové soustavy byly příčinou technické problémy v soustavě, tak v případě regionálních stavů nouze byly příčiny odlišné. V zásadě se vždy jednalo o důsledky hrátek matky přírody, když primární příčinou vyhlášení regionálních stavů nouze byly v zásadě povodně, sněhové kalamity a větrné smrště.

Jak s ohledem na zkušenosti z prožitých situací, tak i s ohledem na cíl být na takové situace vždy optimálně připraven a minimalizovat dopady takových stavů na dodávky elektřiny jejím spotřebitelům, realizují provozovatelé soustav tzv. cvičné stavy nouze.

Jedním z takových cvičení bylo i cvičení „Restart 2013“. Uvedené cvičení potvrdilo připravenost české elektroenergetiky na případný nouzový stav v ČR a lokální rozsáhlý výpadek proudu v části země. Do cvičení, se postupně zapojilo několik stovek lidí. Rozsahem bylo největší svého druhu v republice. Cvičení Restart mělo takzvanou štábní formu a prověřovalo součinnost energetiků z ČEPS a distribučních firem, hasičů, zdravotnických záchranářů, policie, samospráv a dalších subjektů. *„Komunikace mezi nimi při cvičení probíhala bez problémů, a to i při simulovaném výpadku mobilních sítí,“* řekla Dvořáková. Cvičení podle ní potvrdilo, že havarijní plány české elektroenergetiky jsou nastavené reálně.

Dalším z takových cvičení bylo v únoru 2014, který simuloval blackout na území našeho hlavního města. Do cvičení se zapojila policie, armáda, hasiči, magistrát, dopravní podnik i energetické instituce. Cílem cvičení bylo zjistit připravenost záchranných složek a pražských institucí na rozsáhlý výpadek elektřiny ve městě. Byla nasimulována situace, že je jedenáct hodin večer a vlivem

nepříznivých povětrnostních podmínek došlo k přerušení dodávky elektrické energie do celé Prahy a části Středočeského kraje.

13.8.2.1 Česko zahltila německá elektřina – léto 2015

Česká přenosová soustava zažila kvůli přetokům elektřiny z Německa nejhorší léto v historii. Její provozovatel ČEPS musel ve dvanácti dnech požádat německé a rakouské partnery o korekci výroby v příhraničních elektrárnách, aby zabránil přetížení přenosových linek. Loni o stejné opatření ČEPS požádal během července a srpna dvakrát a předloni třikrát.

Tento takzvaný mezinárodní redispečink je z opatření, které má ČEPS pro ochranu stability přenosové soustavy k dispozici, vůbec nejdražší. Každý měsíc za něj ČEPS v létě utratil desítky milionů. „*Tentokrát kritické situace nezpůsobila vysoká výroba ve větrných parcích na severu Německa. Nadměrné toky elektřiny byly spíše výsledkem obchodování s elektřinou mezi Německem a Rakouskem a dalšími zeměmi jihovýchodní Evropy, kde kvůli horkému a suchému létu chyběla voda pro výrobu elektřiny ve vodních elektrárnách,*“ uvedl místopředseda představenstva ČEPS Miroslav Vrba.

Letošní léto opět ukázalo, jaké potíže působí jednotný trh s elektřinou mezi Německem a Rakouskem. Objem obchodů mezi těmito dvěma zeměmi stále roste. Nestačí mu však přenosové kapacity uvnitř Německa ani na hranici mezi oběma státy. Zobchodovaná elektřina pak teče přes okolní soustavy.

Podle slov Miroslava Vrby blackout nehrozil. „*My bychom kromě aktivace veškerých záloh, kterou jsme provedli, v případě nemožnosti zahraničních výpomocí, museli aplikovat regulační plán. To znamená, že by se snížily odběry vybraných spotřebitelů na dobu několik hodin. A tím by se soustava opět dostala do rovnováhy.*“

13.8.2.2 Náporu elektřiny z Německa – přelom roku 2014/2015

Provozovatel české přenosové soustavy ČEPS se na přelomu roku opakovaně potýkal s náporu elektřiny, které byly způsobeny mimo jiné enormní výrobou v německých větrných parcích. Mezi hlavní příčiny problémů patří podpora obnovitelných zdrojů, odstavování jaderných elektráren v Německu a jednotná německo-rakouská zóna, která se chová, jako by mezi oběma zeměmi nebylo prakticky žádné kapacitní omezení.

„*Nárůst výroby a výroby obnovitelných zdrojů v Německu nedoprovází adekvátní výstavba přenosových vedení. Zatímco původní plán do roku 2015 zněl 1 887 kilometrů vedení, realita ve třetím čtvrtletí loňského roku byla ani ne třetinová,*“ uvedl předseda představenstva ČEPS Vladimír Tošovský.

Podle ČEPS byla produkce německých větrných parků na konci loňského roku 30 tisíc MW. Toky mezi Německem a Rakouskem v tomto období činily 7 700 MW, většina ale kvůli chybějícímu vedení „tekla“ přes okolní soustavy. Jen přes Česko směřovalo na jih Evropy okolo 3 400 MW elektřiny. Například instalovaný výkon největší české jaderné elektrárny v Temelíně je cca 2 000 MW.

13.8.2.3 Povodně a regionální stav nouze v ČR – červen 2013

V červnu 2013 přišla velká voda, kdy povodně postupně začaly zaplavovat části distribuční soustavy.

V důsledku povodní vyhlásila Pražská energetika stav nouze na svém distribučním území, na kterém došlo k zaplavení některých částí distribučního zařízení, v jejímž důsledku bylo několik tisíc odběrných míst, především z kategorie domácností a podnikatelských subjektů sídlících poblíž vodních toků, které protékají hlavním městem, bez dodávky elektřiny. Energetici v Praze museli odpojit kvůli zalití vodou nebo z preventivních důvodů na 70 distribučních trafostanic.

Stav nouze, který vyhlásila i ČEZ Distribuce, a to konkrétně ve čtyřech okresech, okresech Mělník, Ústí nad Labem, Litoměřice a Děčín.

Stav nouze byl vyhlášen na základě vývoje situace a vývoje prognózy rozsahu povodní a s ohledem na rozsah zaplavování částí zařízení distribuční soustavy a nezbytného vypínání částí distribuční soustavy v zaplavených územích z bezpečnostních důvodů.

„Žádáme všechny odběratele elektřiny na území těchto okresů, aby s ohledem na výše uvedené skutečnosti respektovali omezení dodávky elektřiny a pokyny společnosti ČEZ Distribuce, a. s., směřující k zamezení vzniku dalších škod,“ uvedl tiskový mluvčí ČEZ Ladislav Kříž.

Obnovení dodávky elektřiny bude zajišťováno bezprostředně po té, co to umožní technický stav postižených částí zařízení distribuční soustavy a dále i stav zařízení a vnitřní instalace jednotlivých odpojených objektů.

13.8.2.4 Větrná smršť a stav nouze v ČR – leden 2007

Milión lidí bez proudu, ČEZ i E.ON mají stav nouze. Energetická skupina ČEZ vyhlásila stav nouze na území ČR, když kvůli následkům větrné smrště se bez dodávky elektřiny ocitlo 27 procent jejich odběrných míst, což zahrnuje více než milión zákazníků. Stav nouze vyhlásila na svém distribučním území i společnost E.ON. Dopady vichřice označily společnosti jako bezprecedentní a přirovnávaly je ke škodám z povodní. Krize byla i v dodávkách v rámci ropovodu Družba. Ten byl přerušen a ČR musela čerpat ropu ze zásobníků.

„Tisíce poruch postihly postupně všechny oblasti. Aktuálně je evidováno tisíce poruch na sítích všech napětí,“ uvedl mluvčí ČEZ Ladislav Kříž. Stav nouze podle něj pro dodavatele elektřiny znamená, že mají delší dobu na odstranění poruch a mohou využívat součinnost bezpečnostních složek státu. Zákazníci tento režim nijak neomezují, poznamenal.

„Práci energetikům ztěžuje silná bouřka, vítr rychlosti orkánu a na některých místech i kroupy. V terénu jsou maximální počty našich pracovníků, jde o více jak 1000 pracovníků, kteří odstraňují vzniklé poruchy způsobené větrem, především stromy a větve spadlé do vedení, bouřkou a dalšími povětrnostními vlivy,“ upřesnil Kříž.

Na východě Čech postihly výpadky elektřiny asi polovinu obyvatel. Nejhorší je situace na Trutnovsku a Semilsku. *„V terénu jsou maximální počty našich pracovníků. Konkrétně jde o 300 lidí poruchové služby a 25 pracovníků se střídá v dispečinku,“* řekla mluvčí skupiny ČEZ pro východní Čechy Šárka Beránková. V noci energetikům práci ztěžovala silná bouřka, vítr rychlosti orkánu a na některých místech i kroupy. Mnohde se tak to oprav ani nemohli hned pustit.

Na severní a střední Moravě je bez proudu asi třetina lidí. Silný vítr v této oblasti způsobil více než 255 poruch. Nejvíce postiženými oblastmi jsou Šumpersko, Olomoucko, Novojičínsko, Vsetínsko a Bruntálsko.

Kvůli závadám na rozvodných linkách musela jaderná elektrárna Temelín částečně omezit výrobu. *„Od půlnoci do pátečních pěti hodin ráno byl 1. blok Temelína zregulován na výkon 780 megawatt,“* informoval Václav Brom z tiskového oddělení elektrárny.

13.8.2.5 Stav nouze v ES ČR – červenec 2006

V poslední dekádě července byly zaznamenány v ČR vysoké teploty a ve vazbě na to i podstatně vyšší zatížení oproti predikci. Podobná situace byla i v celé Evropě a vedla k významným změnám v rozložení výroby a spotřeby. Oproti typické situaci byly významně nižší exporty Francie a Polska, vyšší exporty Švýcarska a významné exporty z Velké Británie a Skandinávie na kontinent a velké importy do oblasti Německa související též se sníženou dodávkou větrných elektráren.

V návaznosti na požár u rozvodny ve Slovinsku došlo k vypnutí některých prvků přenosových soustav, které vyvolaly další vypínání přetíženého vedení mezi Slovinskem a Itálií. Současně došlo oproti plánovaným saldům výměn mezi soustavami k významným vnitrodenním změnám, které byly jak důsledkem neočekávaných změn spotřeby, tak i důsledkem rozsáhlých vnitrodenních obchodů na trzích s elektřinou, protože cena elektřiny dosáhla výše přes 500 EUR/MWh). Výsledkem bylo přerozdělení toků v celé síti UCTE a významné změny ve fyzikálních tocích i na většině vedení naší přenosové soustavy.

Pro řízení soustavy však byly v reálu dostupné pouze informace z měřicích a řídicích systémů, když chyběly aktuální informace o událostech v zahraničních soustavách a jejich příčinách, na základě kterých by bylo možno provést predikci dalšího vývoje a analyzovat dopady na naši přenosovou soustavu.

Důsledkem bylo i postupné přetěžování vedení V415 v ČR. Aby se zabránilo poškození, bylo vedení cca v 11.15 h vypnuto. Tím došlo k přerozdělení toků a po havárii dvou prvků přenosové soustavy (vedení a vazební tlumivka) pak k rozpadu soustavy do ostrovních provozů.

Po zhodnocení mimořádnosti situace byl vyhlášen stav nouze. V průběhu postupného obnovování stavu došlo k dalším třem ostrovním provozům. Pro řešení bylo využito jak podpůrných služeb, tak i havarijních dodávek od sousedních systémových operátorů. Řádný provoz soustavy byl obnoven až po 22. hodině a ve 23.00 h byl odvolán stav nouze.

13.8.2.6 Sněhová kalamita a stav nouze v ČR – leden 2006

V úterý 3. 1. 2006 zasáhla distribuční oblasti Jihočeského kraje silná sněhová kalamita. Především vlivem pádu stromů do vodičů bylo zaznamenáno více než 30 poruch na linkách vysokého napětí, což mělo za následek výpadek u cca 400 trafostanic. Bez proudu se tak ocitlo zhruba 40 000 lidí. Zejména v okresech České Budějovice, Jindřichův Hradec a Český Krumlov. Okamžitě započaté opravné práce komplikovala špatná dostupnost energetických zařízení (místy až 110 cm vysoká vrstva sněhu a napadané stromy). Do spolupráce na likvidaci škod se zapojili i policie a hasiči. Bohužel z důvodu trvání nepříznivých klimatických podmínek docházelo k opakovaným poruchám. I přes nasazení všech dostupných lidských zdrojů a techniky se nepodařilo do úterní noci zprovoznit všechna energetická zařízení, a z tohoto důvodu a s přihlédnutím ke zhoršujícímu se stavu povětrnostních podmínek byla společnost E.ON nucena v souladu s energetickým zákonem vyhlásit stav nouze na území celého Jihočeského kraje. Veškeré kroky byly úzce koordinovány s jihočeským krajským úřadem a příslušnými složkami Ministerstva průmyslu a obchodu ČR a ČEPS.

V úterý odpoledne se uskutečnilo společné jednání zástupců společnosti E.ON, členů krizového štábu Jihočeského kraje a hejtmana Jana Zahradníka. „*Považuji za klíčové stabilizovat a obnovit dodávky proudu pro občany, a proto jsme připraveni poskytnout společnosti E.ON pomoc hasičů při odstraňování popadaných stromů a přednostně pro ně zprůjezďovat potřebné komunikace, vedoucí k místu poruch,*“ uvedl hejtman.

Do středečního rána se podařilo zprovoznit všechna větší sídla (místa s větší koncentrací obyvatel) a znovu zprovoznit takřka třetinu trafostanic. Pro lokality, které nadále zůstávaly bez dodávek elektřiny, byly po dohodě s krajským úřadem a hasičským záchranným sborem připraveny náhradní zdroje energie. Hejtman Jan Zahradník se přišel osobně přesvědčit do budovy krajského dispečinku, zda práce skutečně pokračují v maximálním možném tempu. „*Přesvědčil jsem se, že energetici dělají pro odstranění poruch maximum. Povolali na jih Čech posily z jiných míst, které nejsou postiženy sněhovou kalamitou,*“ konstatoval novinářům po návštěvě dispečinku hejtman.

Odpoledne byla v plném provozu více než polovina z původního počtu 400 nefunkčních trafostanic. Práce probíhaly s plným nasazením dále, v absolutních číslech se podařilo snížit počet obyvatel postižených bezproudím z původních ca 40 000 na ca 10 000.

Ve večerních hodinách bylo mimo provoz už jen 37 trafostanic. V noci na čtvrtek (ze 3. 1. na 4. 1.) zůstalo bez dodávek elektřiny ca 10 obcí v nejpostiženějších oblastech jižní části českobudějovického okresu, jižní části okresu Český Krumlov a jihozápadní části okresu Jindřichův Hradec. V celkovém součtu to znamenalo v tu chvíli kolem 1 000 obyvatel. Po dohodě s krajským úřadem bylo vytipováno deset lokalit, kam společnost E.ON společně s hasičským záchranným sborem instalovala náhradní zařízení pro dodávky elektřiny. Další záložní zdroje byly připraveny v lokalitách, kde energetici nemohli zaručit stabilitu dodávek s ohledem na panující povětrnostní podmínky (těžký sníh a následné polomy).

13.8.3 Specifický rok 2006 v Evropě a České republice

V průběhu roku 2006 se vyskytlo v regionu střední Evropy několik velkých systémových poruch, které ovlivnily uživatele přenosové soustavy a ve svém důsledku znamenaly přerušování či omezení dodávky elektřiny zákazníkům, omezení obchodů s elektřinou anebo vyvedení výkonu z výroben.

Jak frekvence výskytu, tak i rozsah poruch byly v této oblasti po několika desetiletí jevem nevídaným a vzbudily značnou pozornost odborné i široké veřejnosti. Každá z těchto událostí byla samozřejmě podrobně zkoumána. Z provedených analýz vyplývá jako jeden z nejrobustnějších faktorů působících na vznik i průběh poruchy nedostatek koordinace a komunikace mezi TSO.

Každá ze sledovaných poruch (viz popis vybraných poruch v Evropě a ČR výše) měla svůj unikátní soubor příčin a vzhledem k pečlivě propracovaným standardům provozu soustav se vždy jednalo o zřetězení několika faktorů, které zapůsobily ve stejném okamžiku. Ať již v případě Polska (extrémní klimatické podmínky, kumulovaný výpadek zdrojů a nedostupnost zdrojů v potřebných lokalitách, mezinárodní toky výkonu přes přenosovou soustavu), ČR (neočekávané extrémní mezinárodní toky přes přenosovou soustavu, havárie prvků přenosové soustavy) nebo Německa (výrazné a nepředvídané změny v tranzitních tocích přes přenosovou soustavu, vlivy větrných elektráren, mezní provoz přenosové soustavy).

U všech těchto rozsáhlých poruch však lze identifikovat společného jmenovatele. Uvolnění mezinárodního trhu s elektřinou je postaveno v zásadě na představě Evropy jako jedné rýžovací misky, ve které se může elektřina bez omezení přelévat z trhu na trh. Politická podpora rozvoji obnovitelných zdrojů podpořila nekontrolovanou expanzi větrné energetiky s přednostním právem přístupu do sítě. Nestabilita dodávky elektřiny z tohoto typu zdroje a jeho nehomogenní lokalizace závislá na klimatických podmínkách nebyla dlouho vnímána jako rizikový faktor. Předpokládala tedy, stejně jako otevření trhu neomezenou přenosovou sítí, která zajistí potřebné toky elektřiny.

Oba tyto faktory, tedy otevření trhu s elektřinou a nárůst podílu zdrojů s proměnlivým výkonem, přinesly značný prvek nestability. Proti tomu stojí reálná přenosová síť a její způsob řízení. Obojí vzniklo v době národních elektrizačních soustav, které byly budovány jako v zásadě soběstačné,

přičemž jejich propojení mělo za cíl pouze zvýšit spolehlivost soustavy a zajistit přeshraniční výpomoc v určitých krizových situacích. Řízení soustav v oblasti UCTE vychází prakticky z principu „neintervence“, tedy ze zásady, že každá soustava musí být schopna si své problémy vyřešit sama, a efekt vzájemné pomoci (tzv. princip solidarity) se projevuje zejména v prvních momentech po výpadku.

Řízení evropské sítě bylo v roce 2006 decentralizované a postavené na premise, že každý splní v každém okamžiku své povinnosti. Tento model byl plně oprávněný v okamžiku, kdy tato odpovědnost TSO na národní úrovni byla plně vybalancovaná pravomocemi. O výběru zdrojů a jejich nasazení rozhodoval dispečink ve všech etapách plánování ve vazbě na provoz celé soustavy. Vnitrodenní operace byly omezeny pouze na řešení neočekávaných situací, nikoliv na využívání krátkodobých obchodních příležitostí.

Unbundling operátorů soustav odtrhl plánování nasazení zdrojů od plánování provozu sítí nebo koordinaci přinejmenším velmi zkomplikoval. Tlak na volnost obchodu s elektřinou až do okamžiku těsně před reálem znamená větší míru nejistot a rizik. Mezinárodní obchod s elektřinou pak vyvolává rozsahem dříve neznámé tranzitní toky zvyšující závislost jedné soustavy na dění daleko od ní.

Dalším prvkem je pak poměrně značné stáří prvků přenosové soustavy. V procesu unbundlingu přenosových soustav a nastavování regulace bylo tendencí většiny regulátorů přehnaně kontrolovat náklady na údržbu a obnovu. Tento tlak ještě zesílil v posledních letech, kdy dopad růstu cen silové elektřiny do konečné ceny byl brzděn restrikcí regulovaných tarifů.

Lze tedy konstatovat, že existující přenosové sítě v Evropě nejsou schopny bez rozsáhlých úprav stavu a kapacity sítě a změn způsobu řízení a plánování současně zajistit naplnění požadavků na rozvoj vnitřního evropského trhu s elektřinou a nekoordinovaný a expanzivní rozvoj obnovitelných zdrojů, především větrné energetiky.

14 SMLOUVY NA TRHU S ELEKTRICKOU ENERGIÍ

Miloslav Kužela

Pro fungování trhu s elektřinou musí být definovány základní vazby a vztahy mezi účastníky trhu s elektřinou. Tyto vazby jsou definovány zákony, jejich prováděcími předpisy (vyhláškami), cenovými rozhodnutími ERÚ a pravidly provozovatelů všech přirozeně monopolních činností (přenos, distribuce). Nezastupitelnou roli při definování obchodních vztahů hrají obchodní smlouvy, kterými se upřesňují či definují jednotlivé parametry obchodních vztahů.

Smlouvy by měly být z pohledu obou smluvních stran vyvážené, to znamená, měla by být rovnoměrně vyvážená práva a povinnosti obou smluvních stran. Z pohledu každé ze smluvních stran je ve smlouvě nezbytné ošetřit rizika spojená s tímto obchodním vztahem.

Smlouvy mezi účastníky trhu s elektřinou můžeme rozdělit do dvou skupin:

- smlouvy zajišťující regulovaný přístup k přenosové a distribuční soustavě,
- smlouvy mezi dodavatelem a odběratelem elektřiny.

Existují případy, kdy nastává provázanost mezi smlouvami z těchto dvou skupin a mohou být dokonce uzavírány najednou v rámci smlouvy jedné. Tato smlouva pak obsahuje pojednání obou skupin smluv zároveň. Klasickým příkladem takové situace je uzavření tak zvané smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny.

Smlouvou o sdružených službách dodávky elektřiny se zavazuje výrobce nebo obchodník s elektřinou dodávat zákazníkovi elektřinu vymezenou množstvím a časovým průběhem (smlouva o dodávce elektřiny) a zajistit na vlastní jméno a na vlastní účet dopravu elektřiny a související služby (smlouva o přenosu/distribuci elektřiny) a zákazník se zavazuje zaplatit výrobcí nebo obchodníkovi s elektřinou za dodanou elektřinu, za dopravu elektřiny a za související služby regulovanou cenu. Uzavřením smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny většinou také dochází k přenesení odpovědnosti za odchylku na výrobce elektřiny nebo obchodníka s elektřinou. Je tedy logické, že tato smlouva musí obsahovat všechny obdobné podstatné náležitosti jako smlouvy, které tato smlouva sdružuje.

14.1 Smlouvy zajišťující regulovaný přístup k přenosové a distribuční soustavě

14.1.1 Smlouva o připojení

Smlouvou o připojení se zavazuje provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy připojit ke své soustavě zařízení žadatele pro výrobu, distribuci nebo odběr elektřiny a zajistit dohodnutý rezervovaný příkon a žadatel se zavazuje uhradit podíl na oprávněných nákladech na připojení.

Provozovatel přenosové/distribuční soustavy je povinen zajišťovat všem účastníkům trhu s elektřinou neznevýhodňující podmínky pro připojení jejich zařízení. Energetický regulační úřad stanovuje v příloze vyhlášky o podmínkách připojení k elektrizační soustavě (č. 51/2006 Sb.) měrný podíl žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu. Tímto je tedy zajištěna i nediskriminační cena pro všechny žadatele o připojení.

Provozovatel přenosové/distribuční soustavy je zároveň povinen připojit ke své soustavě zařízení každého výrobce, odběratele a provozovatele jiné distribuční soustavy, kteří o to požádají a splní podmínky stanovené vyhláškou o podmínkách připojení k elektrizační soustavě (č. 51/2006 Sb.) a dále podmínky stanovené pravidly provozování přenosové soustavy, resp. pravidly provozování distribuční soustavy, ke které se chce připojit. Tato povinnost provozovatele přenosové/distribuční soustavy zaniká v případě prokazatelného nedostatku kapacity zařízení pro přenos/distribuci nebo při ohrožení spolehlivého provozu soustavy.

Výrobci mají právo připojit svá zařízení k elektrizační soustavě, pokud jsou držiteli licence na výrobu elektřiny.

Smlouva o připojení se uzavírá na základě žádosti o připojení, kterou žádá výrobce/odběratel o připojení svého zařízení k přenosové/distribuční soustavě. Žádost se podává pro každé odběrné nebo předávací místo zvlášť.

Žádost o připojení zařízení žadatele k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě se podává:

- před výstavbou nebo připojením nového zařízení,
- před zvýšením rezervovaného příkonu nebo výkonu stávajícího připojeného zařízení,
- před změnou charakteru odběru,
- v případě změny druhu výroby elektřiny,
- v případě změny místa připojení výroby elektřiny k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě.

Smlouva o připojení musí obsahovat technické podmínky připojení zařízení, typ měření, jeho umístění a termíny a místo připojení zařízení.

Ve smlouvě o připojení se definuje a stanovuje zejména místo připojení, druh zařízení, podmínky provozu tohoto zařízení, cena za připojení a rezervovaný výkon či příkon připojovaného zařízení.

Příčemž:

- rezervovaný **příkon** je
 - hodnota elektrického příkonu v předávacím místě přenosové soustavy v [MW] v základním zapojení sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy na základě požadovaného příkonu a technických parametrů zařízení přenosové soustavy v předávacím místě, nebo
 - hodnota elektrického příkonu sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy na základě požadovaného příkonu pro odběrné místo nebo předávací místo v [kW] na hladině velmi vysokého nebo vysokého napětí nebo ve výši jmenovité hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v [A] na hladině nízkého napětí.

- rezervovaný **výkon** je
 - hodnota připojovaného výkonu výroby elektřiny v předávacím místě přenosové soustavy v [MW] v základním zapojení snižena o hodnotu vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla,
 - hodnota připojovaného výkonu výroby elektřiny v předávacím místě distribuční soustavy v [kW] snižena o hodnotu vlastní spotřeby elektřiny na výrobu elektřiny, nebo
 - hodnota výkonu v [MW] sjednaná s provozovatelem přenosové soustavy pro předávací místo distribuční soustavy nebo sjednaná s provozovatelem distribuční soustavy pro předávací místo jiné distribuční soustavy.

14.1.2 Smlouva o poskytnutí přenosu

Smlouvou o přenosu elektřiny se zavazuje provozovatel přenosové soustavy rezervovat přenosovou kapacitu a dopravit pro účastníka trhu s elektřinou sjednané množství elektřiny do místa odběru v kvalitě stanovené vyhláškou (č. 540/2005 Sb.). Účastník trhu s elektřinou se zavazuje zaplatit cenu uplatněnou v souladu s cenovou regulací za přenos a související služby.

Smlouva o přenosu elektřiny se uzavírá na základě žádosti o poskytnutí přenosu elektřiny. Žádost o poskytnutí přenosu elektřiny předkládá žadatel provozovateli přenosové soustavy v případě nově zřízeného odběrného místa nebo v případě změny rezervovaného příkonu v daném odběrném místě nejméně 30 kalendářních dní před požadovaným termínem zahájení přenosu elektřiny, a to pro každé předávací nebo odběrné místo zvlášť.

Smlouva o přenosu elektřiny je v případě zákazníka sjednávána pro odběrné místo zákazníka nebo jejich souhrn. Pro každé odběrné nebo předávací místo se uzavírá pouze jedna smlouva o přenosu elektřiny.

Smlouva o přenosu elektřiny musí obsahovat ujednání o závaznosti Pravidel provozování přenosové soustavy, termín zahájení přenosu elektřiny, způsob měření elektřiny a výčet předávacích míst.

Smlouva o přenosu elektřiny se zákazníkem musí dále obsahovat:

- velikost rezervovaného příkonu (rezervaci přenosové kapacity),
- výčet odběrných míst,
- obchodní měření, podle kterých se vyhodnocuje poskytování služby,
- oprávnění zákazníka odstoupit od smlouvy v případě neplnění smluvních povinností ze strany provozovatele přenosové soustavy nebo v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- způsob úhrady plateb za přenos elektřiny, přičemž rezervace kapacity zařízení je hrazena ve dvou částkách vždy po 50 % ceny a vyúčtování za přenos je prováděno dle naměřených hodnot z obchodního měření,
- technické podmínky přenosu, které jsou uvedeny v pravidlech provozování přenosové soustavy,

- způsoby vyrozumění zákazníka o navrhované změně smluvních podmínek a poučení o právu zákazníka na odstoupení od smlouvy v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- dobu trvání smlouvy.

Ceny za poskytnutí přenosu jsou stanoveny Energetickým regulačním úřadem v každoročně vydávaném cenovém rozhodnutí.

Cena je rozdělena na cenu za rezervaci kapacity přenosových zařízení, která je stanovena pro jednotlivé uživatele v pevné výši za měsíc v daném roce a cena za použití sítí, která je stanovena v Kč za MWh.

Dle vyhlášky o pravidlech trhu s elektřinou (č. 408/2015 Sb.) existuje výjimka při placení za poskytnuté služby v rámci smlouvy o přenosu. Odebírá-li výrobce elektřinu z přenosové soustavy, včetně odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny a odběru elektřiny pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren, hradí za přenos elektřiny nebo distribuci elektřiny platbu za použití sítí a nesjednává rezervovanou kapacitu a nehradí platbu za rezervovanou kapacitu pro místa připojení zařízení určených pouze k odběru elektřiny pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny nebo spotřebovanou výrobcem pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren.

14.1.3 Smlouva o poskytnutí distribuce

Smlouvou o distribuci elektřiny se zavazuje provozovatel distribuční soustavy zajistit pro účastníka trhu s elektřinou na vlastní jméno a na vlastní účet distribuci elektřiny, rezervovat požadovanou distribuční kapacitu a dopravit pro účastníka trhu s elektřinou sjednané množství elektřiny a účastník trhu s elektřinou se zavazuje zaplatit regulovanou cenu za distribuci a související služby. Smlouva o distribuci elektřiny musí obsahovat ujednání o závaznosti Pravidel provozování distribuční soustavy, termín zahájení distribuce elektřiny, způsob měření distribuované elektřiny a jejího průběhu a výčet předávacích míst.

Smlouva o distribuci elektřiny se uzavírá na základě žádosti o poskytnutí distribuce elektřiny. Žádost o poskytnutí distribuce elektřiny předkládá žadatel provozovateli distribuční soustavy za stejných pravidel jako je tomu u žádosti o přenos elektřiny.

Smlouva o distribuci elektřiny je v případě zákazníka sjednávána pro souhrn předávacích míst dohodnutých ve smlouvě o připojení. S jedním provozovatelem distribuční soustavy se uzavírá pouze jedna smlouva o distribuci elektřiny. V případě, že se jedná o zákazníka s měřením typu C (neprůběhové měření) v regionu typových diagramů, je součástí smlouvy o distribuci elektřiny i uvedení třídy typového diagramu pro jednotlivá odběrná místa.

V případě, že smlouvu o distribuci uzavírá za odběratele jeho dodavatel (na základě smlouvy o sdružených službách) je podmínkou pro možnost sjednání smlouvy o distribuci elektřiny do odběrného místa zákazníka dodavatelem souhlas daného odběratele. V takovémto případě uzavře provozovatel distribuční soustavy s tímto dodavatelem rámcovou smlouvu o distribuci elektřiny. Rámcovou smlouvou o distribuci elektřiny se rozumí smlouva o distribuci elektřiny pro více odběrných nebo předávacích míst účastníků trhu s elektřinou.

Smlouva o distribuci elektřiny musí obsahovat ujednání o závaznosti pravidel provozování distribuční soustavy, termín zahájení distribuce elektřiny, způsob měření elektřiny.

Smlouva o distribuci elektřiny se zákazníkem musí dále obsahovat:

- výčet odběrných míst,
- oprávnění zákazníka odstoupit od smlouvy v případě neplnění smluvních povinností ze strany provozovatele distribuční soustavy nebo v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- způsob úhrady plateb za distribuci elektřiny,
- způsoby vyrozumění zákazníka o navrhované změně smluvních podmínek a poučení o právu zákazníka na odstoupení od smlouvy v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- dobu trvání smlouvy,
- opatření přijímaná při předcházení stavu nouze, ve stavu nouze a odstraňování následků stavu nouze.

Na základě smlouvy o distribuci elektřiny se hradí regulovaná cena, kterou je cena za distribuci, cena za systémové služby na úrovni přenosové soustavy, cena na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny a cena za zúčtování operátora trhu.

Platba za distribuci elektřiny se skládá z platby za použití sítí, platby za rezervovanou kapacitu a také z platby za překročení rezervované kapacity. Platba za distribuci elektřiny se sjednává zvlášť pro každý odběr z distribuční soustavy s napětím mezi fázemi

- vyšším než 52 kV,
- od 1 kV do 52 kV včetně a
- do 1 kV včetně.

Rezervovaná kapacita sjednaná ve smlouvě o distribuci elektřiny nemůže být vyšší, než je hodnota rezervovaného příkonu sjednaného ve smlouvě o připojení. Odběrateli, který má na jedné z napěťových hladin velmi vysokého napětí nebo vysokého napětí jednoho provozovatele distribuční soustavy připojeno více odběrných míst s průběhovým měřením typu A nebo B, jejichž odběr je propojen vlastní elektrickou sítí a kterými jsou napájeny dopravní prostředky elektrické trakce, stanoví provozovatel distribuční soustavy rezervovanou kapacitu pro účely vyhodnocení a stanovení plateb za rezervovanou kapacitu pro každou hladinu napětí zvlášť ze součtu maximálních výkonů naměřených v odběrných místech v čase, kdy je tento součet v daném měsíci nejvyšší.

14.1.4 Smlouva o přeshraničním přenosu elektřiny

Smlouvou o přeshraničním přenosu elektřiny se provozovatel přenosové soustavy zavazuje za podmínek stanovených pro přeshraniční přenosy elektřiny a pravidel spolupráce provozovatelů přenosových soustav přenést pro druhou smluvní stranu do zahraničí nebo ze zahraničí sjednané množství elektřiny a druhá smluvní strana se zavazuje dodržovat podmínky stanovené pro přeshraniční přenosy elektřiny; druhou smluvní stranou může být subjekt zúčtování, operátor trhu nebo zahraniční fyzická nebo právnická osoba, která nenakupuje ani nedodává elektřinu na území České republiky a uzavře s operátorem trhu smlouvu, jejímž předmětem je zúčtování odchylek.

Smlouva o přeshraničním přenosu elektřiny se uzavírá na základě žádosti. Na základě této žádosti se poté uzavře dohoda o přeshraničních přenosech elektřiny, která má povahu rámcových obchodních podmínek pro uzavírání jednotlivých smluv o přeshraničních přenosech elektřiny. Pro

každý jednotlivý přeshraniční přenos pak bude mezi provozovateli přenosové soustavy a zákazníkem sjednána Smlouva o přeshraničním přenosu elektřiny, ve které se zákazník zaváže k dodání a/nebo odebrání elektřiny na místě vstupu/výstupu do/z PS a provozovatel přenosové soustavy se zaváže k zajištění přeshraničního přenosu elektřiny z místa vstupu do PS do místa výstupu z PS.

Nedílnou součástí dohody a následných smluv jsou pravidla pro přeshraniční přenos, které provozovatel přenosové soustavy publikuje na svých internetových stránkách.

Nezbytnou součástí smlouvy o přeshraničním přenosu elektřiny je:

- stanovení dne přeshraničního přenosu – jednoznačné určení obchodního dne,
- velikosti přenášeného výkonu v jednotlivých obchodních hodinách obchodního dne,
- místa vstupu do přenosové soustavy nebo místa výstupu z přenosové soustavy.

Sjednání jednotlivých smluv o přeshraničním přenosu pak probíhá ve formě akceptace doručených požadavků.

Provozovatel přenosové soustavy pak může odmítnout přeshraniční přenos nebo krátit požadované přeshraniční kapacity pouze v případech:

- přesně definovaných okolností energetickým zákonem,
- v případě vzniku prokazatelného nedostatku kapacity zařízení pro přeshraniční přenos,
- v případě ohrožení soustavy.

14.2 Smlouvy mezi dodavateli a odběrateli elektřiny

Zjednodušeně je možno konstatovat, že tento druh smluv řeší dodávku silové elektřiny mezi jednotlivými účastníky trhu. Tato elektřina pak může být určena pro vlastní spotřebu, další prodej nebo pro regulační účely.

14.2.1 Smlouvy o dodávce elektřiny

Dvoustranné obchody na trhu s elektřinou se uskutečňují mezi dvěma účastníky trhu na základě následujících typů smluv.

14.2.1.1 Smlouva o dodávce elektřiny mezi subjekty zúčtování

Tato smlouva je uzavíraná tehdy, pokud obě smluvní strany mají uzavřenu smlouvu o zúčtování odchylek. Součástí předmětu smlouvy není zajištění přenosu, distribuce, systémových služeb ani přenesení odpovědnosti za odchylku.

14.2.1.2 Smlouva o dodávce elektřiny dodavatelem poslední instance

U této smlouvy je jednou smluvní stranou zákazník, který u dodavatele poslední instance uplatnil právo na zajištění dodávky poslední instance podle energetického zákona. Součástí předmětu smlouvy je přenesení odpovědnosti za odchylku na dodavatele poslední instance, a je-li tak dohodnuto, též zajištění přenosu, distribuce a systémových služeb.

14.2.1.3 Smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku dodat elektřinu do elektrizační soustavy

Smluvními stranami takové smlouvy jsou na straně jedné výrobce nebo obchodník s elektřinou, který převzal závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy, a na straně druhé obchodník s elektřinou přebírající závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy.

14.2.1.4 Smlouva o dodávce elektřiny s převzetím závazku odebrat elektřinu z elektrizační soustavy

Smluvními stranami takové smlouvy jsou na straně jedné zákazník nebo obchodník s elektřinou, který převzal závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy, nebo provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy pro krytí ztrát a vlastní spotřeby, a na straně druhé obchodník s elektřinou přebírající závazek odebrat elektřinu z elektrizační soustavy.

14.2.1.5 Smlouva o dodávce elektřiny podle pevného diagramu

Takovouto smlouvu uzavírají účastníci trhu s elektřinou, kdy jednomu z těchto účastníků je dodáváno dle předem dohodnutého pevného diagramu dodávky, jehož předávací nebo odběrné místo je vybaveno měřením typu A nebo B. Součástí předmětu smlouvy není závazek k převzetí odpovědnosti za odchylku.

14.2.2 Smlouvy o operativní dodávce elektřiny ze zahraničí a do zahraničí

14.2.2.1 Smlouva o operativní dodávce elektřiny ze zahraničí pro vyrovnání systémové odchylky

Smluvními stranami takové smlouvy jsou provozovatel přenosové soustavy na straně jedné a dodavatel dodávající elektřinu po předchozí dohodě s příslušným zahraničním provozovatelem přenosové soustavy nebo sám zahraniční provozovatel přenosové soustavy na straně druhé. Tato smlouva může být uzavřena i v době po uzavírce dvoustranných obchodů.

14.2.2.2 Smlouva o operativní dodávce elektřiny do zahraničí

Smluvními stranami takové smlouvy jsou subjekt zúčtování dodávající po předchozí dohodě s provozovatelem přenosové soustavy elektřinu do zahraničí na straně jedné a provozovatel zahraniční přenosové soustavy nebo obchodník po předchozí dohodě s provozovatelem zahraniční přenosové soustavy na straně druhé. Tato smlouva může být uzavřena i v době po uzavírce dvoustranných obchodů.

14.2.3 Smlouva o přístupu na organizovaný krátkodobý trh s elektřinou

Na základě této smlouvy, kterou může uzavřít jen subjekt zúčtování, je možno přistupovat a obchodovat na organizovaném krátkodobém trhu s elektřinou organizovaném Operátorem trhu s elektřinou.

14.2.4 Smlouva o přístupu na vyrovnávací trh s regulační energií

Na základě této smlouvy se uskutečňuje účast na vyrovnávacím trhu s regulační energií. Smluvní stranou této smlouvy může být jen subjekt zúčtování nebo registrovaný účastník trhu s elektřinou se souhlasem subjektu zúčtování, který za něj převzal odpovědnost za odchylku.

14.2.5 Smlouva o poskytování podpůrných služeb

Tato smlouva se uzavírá mezi provozovatelem přenosové soustavy (ČEPS) a výrobcem elektřiny (případně jiným subjektem zúčtování, který je certifikován pro poskytování podpůrných služeb). Touto smlouvou se zavazuje poskytovatel podpůrných služeb dodat sjednané množství podpůrných služeb ve stanovené kvalitě a množství a provozovatel přenosové soustavy se zavazuje za tyto služby zaplatit sjednanou cenu.

14.2.6 Smlouvy o zúčtování regulační energie

Smlouvou o zúčtování regulační energie se zavazuje operátor trhu finančně vypořádat dodávku regulační energie uskutečněnou v rozsahu určeném provozovatelem přenosové soustavy poskytovateli regulační energie, přičemž nedílnou součástí smlouvy jsou obchodní podmínky operátora trhu.

14.2.7 Smlouva o zúčtování odchylek

Tato smlouva je uzavírána mezi účastníkem trhu s elektřinou a operátorem trhu. Smlouvou se operátor trhu zavazuje vyhodnocovat, zúčtovat a vypořádat odchylky subjektu zúčtování a subjekt zúčtování se zavazuje zaplatit regulovanou cenu. Uzavřením smlouvy o zúčtování odchylek se fyzická nebo právnická osoba stává subjektem zúčtování. Smlouva o zúčtování odchylek musí obsahovat ujednání o závaznosti obchodních podmínek operátora trhu a dobu trvání smlouvy.

14.3 Další typy smluv a obchodních produktů mezi dodavateli a odběrateli

V rámci obchodu s elektřinou jsou používány ještě jiné smlouvy, než ty výše uvedené. Jednu část tvoří smlouvy, které jsou uzavřeny mezi odběrateli a tzv. „nelicencovanými“ subjekty a druhou část tvoří „finanční“ obchody na bázi obchodu s elektřinou. Dalším individuálním a speciálním smlouvám, které se uzavírají mezi dodavatelem a konečným zákazníkem, se věnuje samostatná kapitola.

Po otevření liberalizovaného trhu v ČR začalo vznikat velké množství licencovaných distributorů s elektřinou. Byli to a jsou tzv. lokální distributoři, kteří jsou vnořeni do (pod) tzv. regionálních distributorů, tedy jejich zařízení je připojené na jednoho ze tří regionálních provozovatelů distribučních soustav (ČEZ Distribuce, E.ON Distribuce a PRE distribuce). Vzhledem k tomu, že Energetický regulační úřad povoluje používat regulované ceny jednotlivých regionálních distributorů i lokálním distributorům, vyplatilo se i pro relativně malinké lokální distributory (např. rozvod

v jednom obchodním domě, případně v kancelářském objektu) vyřídit si licenci na distribuci. Následně pak začal Energetický regulační úřad kontrolovat podmínky a závazky, které musí každý distributor splňovat, což vedlo k tomu, že mnohým z těchto malých lokálních byla licence odebrána, nebo si sami požádali o odebrání licence na distribuci. Nicméně pořád pokračují v dopravě elektřiny pro své zákazníky v daných areálech. Tuto dopravu pak subjekty uskutečňují podle § 3 odst. 3 zákona č. 131/2015, který mimo jiné říká, že se licence podle tohoto zákona neuděluje na činnost, kdy zákazník či odběratel poskytuje odebranou elektřinu jiné fyzické či právnické osobě prostřednictvím vlastního nebo jím provozovaného odběrného elektrického zařízení, přičemž náklady na nákup elektřiny na tyto osoby pouze rozúčtuje dohodnutým nebo určeným způsobem. V případě elektrických zařízení je rozúčtování možné pouze u zařízení do napětí 52 kV včetně.

Pokud se týká skupiny smluv, které se dají nazvat finančními smlouvami založenými na komoditě elektřina, je zde možno zmínit velkou řadu smluvních vztahů, které vycházejí z klasických smluv hojně využívaných pro kurzové či jiné finanční obchody. Spousta z těchto smluv se řeší smluvním standardem nazývaným EFET.

Jedná se například o tyto obchody:

- **Forward kontrakty:** Jedná se o bilaterální kontrakt se závazkem dodat a převzít předem stanovené množství elektřiny v dohodnutém termínu a za dohodnutou cenu. Prodávající má snahu zajistit tímto kontraktem prodej elektřiny pro budoucí období za výhodných podmínek, a kupující se naopak snaží pro budoucí období výhodně nakoupit. Kontrakty typu forward se platí až při jejich realizaci.
- **Futures kontrakty:** Kontrakty typu futures mají podobný princip jako typu forward, tj. přijetí závazku na dodání resp. nákup elektřiny v budoucnosti. Futures jsou však přizpůsobeny tak, aby se s nimi dalo obchodovat na burze. Z tohoto důvodu jsou futures standardizovány, což si provádí každá burza. Kontrakty typu futures se platí u clearingové centrály v době jejich uzavření (případně se platí určitá zálohová platba – depozitum nebo též margin)
- **Swapy:** Swapy nejsou určeny k zajištění dodávky elektřiny, je to především nástroj k omezení a řízení rizika. V elektroenergetice je nejznámějším druhem swapu tzv. contract for differences. Obchodní strany si v tomto případě sjednají dopředu cenu elektřiny, za kterou si ji budou dodávat. Zároveň si však dohodnou, že si budou vzájemně vyrovnávat ceny oproti tržní ceně, stanovené např. na spotovém obchodě. Dle situace na trhu s elektřinou může být kupříkladu dohodnuto, že rozdíly oproti tržní ceně jsou placeny pouze v jednom směru, dejme tomu pouze při zvýšení ceny. Protože se jedná o bilaterální kontrakt, existují široké možnosti individuálních úprav.
- **Opce:** Opční kontrakty se liší od předchozích kontraktů tím, že pouze jedna strana, tj. držitel (kupující) opce, má právo, ale nikoliv povinnost, svou opci buď uplatnit, nebo ji vůbec nepoužít. To je podstatný rozdíl od předchozích derivátů, kdy obě strany přejímají jednoznačný závazek. Opce je tedy právo (které se kupuje), ale ne povinnost, koupit nebo prodat elektřinu za stanovenou cenu ke stanovenému datu, přičemž se za toto právo platí dohodnuté poplatky.

Existují dva základní typy opcí:

- opce call, kdy vystavovatel opce dává (prodává) jejímu majiteli (kupci) právo koupit dané množství elektřiny, a to v daném čase a za danou cenu,
- opce put, kdy vystavovatel opce dává (prodává) jejímu majiteli (kupci) právo prodat dané množství elektřiny, a to v daném čase a za danou cenu.

- **Obchodování s deriváty respektujícími vliv počasí (Weather derivatives):** Počasí, především teplota, hraje v elektroenergetice významnou roli. Je snahou obou stran, a to jak dodavatelů, tak i odběratelů, zajistit se proti výkyvům počasí, případně naopak na nich vydělat. K tomu se používají výše uvedené druhy derivátů. Zvláštního významu nabývá predikce počasí, odvozená například z časové řady statistických dat a jejich rozmístění v daném území. Kvalitní předpověď počasí se tak stává významnou podnikatelskou výhodou.

14.4 Základní obsah smluv pro konečné odběratele a specifické postupy dodavatelů

Smluvní odběratel v rámci této smlouvy je registrovaný účastník trhu (RÚT), který není subjektem zúčtování a z tohoto důvodu musí předávat svou zodpovědnost za odchylku dodavateli. Takovými odběrateli jsou de facto všechny podnikatelské společnosti a domácnosti. Výjimku tvoří pouze velcí odběratelé, kteří jsou subjekty zúčtování své odchylky u Operátora trhu s elektřinou. Jejich smluvní vztahy s dodavatelem se pak ve většině případů řídí dle smluvních vztahů pro obchodníky – např. smlouvou **EFET**.

Smlouvou o dodávce elektřiny pro konečného zákazníka se zavazuje dodavatel elektřiny dodávat elektřinu vymezenou množstvím a časovým průběhem konečnému odběrateli a ten se zavazuje za ni zaplatit sjednanou cenu.

Součástí smlouvy o dodávce elektřiny musí být ujednání o odpovědnosti za odchylku. Smlouva o dodávce elektřiny se zákazníkem musí dále obsahovat:

- výčet odběrných míst,
- způsoby úhrady plateb za dodávku elektřiny,
- délku výpovědní doby, ne delší než tři měsíce, jedná-li se o smlouvu na dobu neurčitou,
- oprávnění zákazníka odstoupit od smlouvy v případě neplnění smluvních povinností ze strany dodavatele nebo v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- způsoby vyrozumění zákazníka o navrhované změně smluvních podmínek a poučení o právu zákazníka na odstoupení od smlouvy v případě nesouhlasu s navrhovanou změnou smluvních podmínek,
- dobu trvání smlouvy.

Z hlediska formy smlouvy rozdělujeme smlouvy na rámcové smlouvy a individuální smlouvy. Rámcové smlouvy jsou vhodnější tehdy, pokud má odběratel více odběrných míst napojených na různé provozovatele distribučních sítí, nebo tehdy když je předpoklad, že se v průběhu účinnosti a platnosti smlouvy může měnit počet odběrných míst, jejich lokalizace, nebo objem dodávek do jednotlivých odběrných míst.

Z hlediska termínu plnění pak rozdělujeme smlouvy na smlouvy na dobu určitou a smlouvy na dobu neurčitou. Smlouvy na dobu neurčitou se používají převážně u odběratelů na nízkém napětí a jejich výpovědní lhůta činní maximálně 3 měsíce.

Smlouvy na dobu určitou jsou standardně uzavírány na 1–3 roky a záleží jen na nabídce dodavatele a spokojenosti odběratele s nabídnutou cenou. Je zde však nutno poznamenat, že smlouvy na

delší období (tzv. dlouhodobé smlouvy na dobu určitou) omezují trh s elektřinou a navíc vzhledem k jejich nevypověditelnosti mohou v budoucnu velmi omezovat možnosti odběratele.

14.4.1 Předmět smlouvy

V předmětu smlouvy jsou definovány hlavní závazky smluvních stran. Tedy závazek dodavatele zajistit dodávku elektřiny ve sjednaném množství, jakosti, čase a místa dle požadavků odběratele a zároveň závazek odběratele tuto elektřinu odebírat a platit za ni sjednanou cenu.

Dodávka takto sjednané elektřiny se uskutečňuje vždy prostřednictvím elektrizační soustavy (přenosovou nebo distribuční) do sjednaného předacího místa.

Tuto elektrizační soustavu provozuje zpravidla jiný subjekt než dodavatel elektřiny a z tohoto důvodu je potřeba zajistit i služby dopravy dodávané elektřiny přes elektrizační soustavu. Tyto služby si může odběratel zajistit samostatnou smlouvou u provozovatele elektrizační soustavy, ale ve většině případů služby zajišťuje pro odběratele dodavatel na základě smlouvy o sdružených službách dodávky. V takovém případě je v předmětu smlouvy ještě závazek dodavatele zajistit přenos, distribuci a další regulované služby související s dodávkou elektřiny do předacího místa a závazek odběratele za tyto služby platit.

Velmi častou zajišťovanou službou pro konečné odběratelé bývá také převzetí zodpovědnosti za odchylku, což znamená, že dodavatel přebírá od odběratele jakékoliv následky jeho chování, které nejsou shodné s jeho plánovaným diagramem hodinového odběru (závazkem odebrat).

Vzhledem k tomu, že se dodavatel elektřiny snaží unifikovat smlouvy s jednotlivými odběrateli, má sepsány tzv. Všeobecné obchodní podmínky, na které se v předmětu smlouvy odkazuje a činí je v předmětu smlouvy závaznými pro obě smluvní strany.

14.4.2 Termín plnění a účinnost smlouvy

Dalšími nezbytnými součástmi každé smlouvy jsou termín plnění a účinnost smlouvy. Zde se definuje doba v rámci, které jsou dodavatel a odběratel povinni plnit své smluvní závazky a doba platnosti a účinnosti smlouvy.

Doba, ve které jsou dodavatel a odběratel povinni plnit své smluvní závazky, může být shodná s dobou platnosti smlouvy anebo může být složena z několika nesouvislých časových úseků, ve kterých vznikají povinnosti smluvních stran k aktivnímu plnění smluvních závazků.

Doba účinnosti a platnosti smlouvy je souvislý časový úsek, který v určitém okamžiku začíná a má přesně definovaný konec. Definice konec platnosti smlouvy pak může být stanovena konkrétním datem tak jako začátek účinnosti a platnosti smlouvy, nebo může být smlouva uzavřena na dobu neurčitou. V takovém případě je určena výpovědní lhůta dle novely energetického zákona č. 131/2015 v maximální délce tří měsíců.

14.4.3 Množství, místo předání, cena plnění, platební podmínky

14.4.3.1 Množství

Nejčastější způsob sjednávání smluvního množství dodávky je roční s rozpisem na jednotlivé měsíce v roce dodávky, přičemž se ve většině případů umožňuje konečnému odběrateli upřesňovat plánované množství ve stanovených termínech po měsících, týdnech a dnech.

Dodavatelé se snaží ve smlouvě u konečných spotřebitelů s větším odběrem (obvykle nad 3 000 MWh/rok) přimět k povinnosti informovat o plánované spotřebě. Tyto informace mají podobu číselných údajů v [MWh] pro každou hodinu časového období a nazývají se plánované hodinové odběrové diagramy. Obvykle se předávají pro časové období měsíc, týden, den. Tyto plánované odběrové diagramy je odběratel oprávněn upřesňovat v časech sjednaných s dodavatelem a mnohdy jen o určité procento proti předcházejícím plánům. Pokud odběratel přistoupí na takovéto upřesňování spotřeby, vede to vždy ke snížení ceny dodávky.

U konečných odběratelů se tak téměř ve většině nejedná o sjednání povinnosti odebrat elektřinu v přesně stanoveném množství, ale sjednává se odběr elektřiny v tzv. povoleném rozsahu (toleranci). Nejedná se tedy o uzavření smlouvy v režimu „take or pay“ jako je to v obchodech mezi subjekty zúčtování. (V režimu „take or pay“ se platí za sjednané množství po jednotlivých hodinách, nikoliv skutečně odebrané množství v jednotlivých hodinách.) Koneční odběratelé platí tedy ve většině případů za skutečně odebrané množství, které je naměřeno a následně za dodržení/nedodržení povolené tolerance odebraného množství k množství plánovanému. Stanovením tolerance si dodavatelé ošetřují riziko, které jim vzniká při vzniku odchylky a nutnosti za ni platit. Pro dodavatele není tak velké riziko spojeno se vznikem odchylky u jednotlivých odběratelů vzhledem k tzv. portfolio efektu, díky kterému se velké množství odchylek od různých odběratelů vzájemně „vyruší“.

Dodavatelé ve smlouvách používají několik způsobů k ocenění tolerance odebraného množství elektřiny:

- **Bez stanovení tolerance:** Odběrateli jeho odchylka od plánových hodnot není zvlášť zpoplatněna a tato dodavatelem předpokládaná odchylka a její cena je zahrnuta v ceně silové elektřiny.
- **Pásmo dovolené odchylky:** Povolený rozdíl mezi skutečnou a plánovanou spotřebou odběratele. V praxi musí odběratel svůj odběr řídit tak, aby se jeho hodnota držela v povolené toleranci od sjednaných (plánovaných) hodnot odběru, které předal dodavateli. Mimo tuto povolenou toleranci platí odběratel vyšší cenu za dodávku elektřiny.
- **Malusy:** Odběratel platí sankční poplatek za překročení pásma dovolené odchylky.
- **Bonusy:** Odběratel získá bonus (nižší cenu) za elektřinu, kterou odebral v rámci stanovené tolerance. Tento způsob často vede k jedné z nejnižších cen za dodávanou elektřinu.
- **Kombinace:** Kombinací je myšleno kombinace malusů a bonusů. Tento způsob může být chápán podobně jako způsob se stanovením pásma dovolené odchylky. Pokud se ale dodavatel s odběratelem dohodnou na této kombinaci, nebývají Malusy a Bonusy symetrické jak v jejich ceně, tak ve velikosti jejich tolerance k plánovanému množství.

14.4.3.2 Místo předání

Pro určení odběrného místa, bylo zavedeno přesné definování tak, aby se dalo rozlišit každé odběrné místo v rámci České republiky. Pro toto rozlišení se každý odběratel, který mění poprvé svého dodavatele, stává registrovaným účastníkem trhu (RÚT) v systému operátora trhu a je mu operátorem trhu přiděleno registrační číslo (ID RÚT) a kód EAN (13místný). Tímto se stane každý odběratel přesně identifikovatelný (ID RÚT) s tím, že jsou mu přiřazena pro každá jednotlivá odběrná místa kódy EAN.

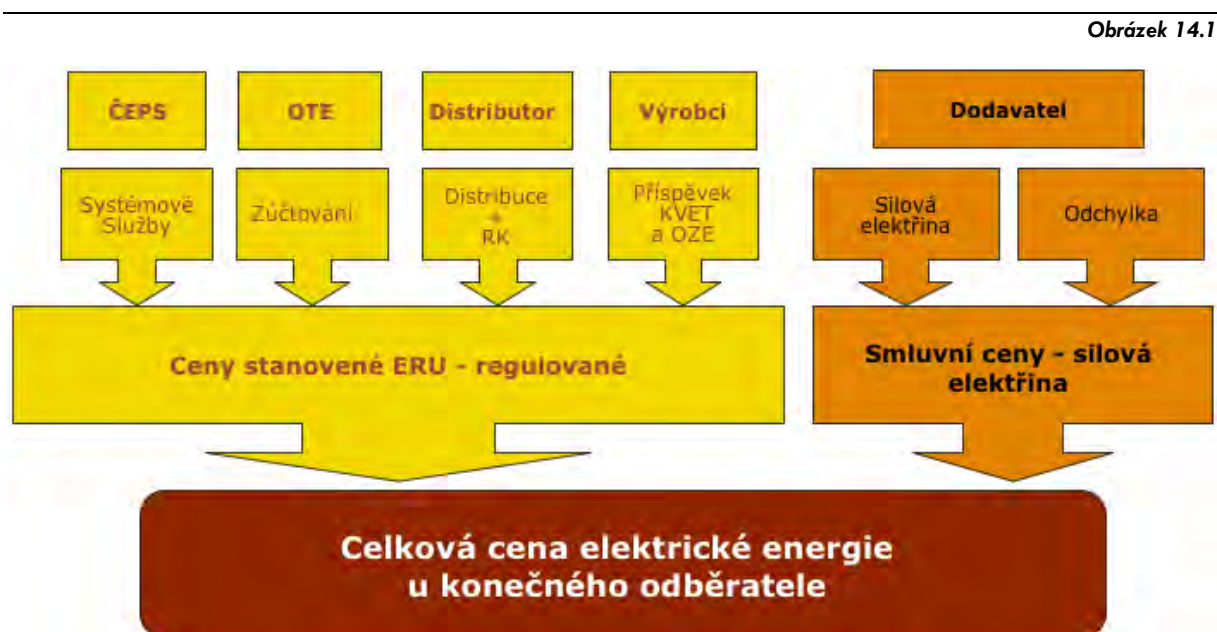
14.4.3.3 Cena plnění a platební podmínky

Z obchodního a občanského zákoníku vyplývá, že každá správně uzavřená smlouva musí obsahovat cenu za plnění. Pokud se jedná o smlouvu na dodávku elektřiny, může být tato cena stanovena dvěma způsoby:

- **Jednotná cena:** Takto bývá stanovena cena většinou u menších zákazníků, kteří nemají odběr závislý ani na sezónnosti spotřeby elektřiny ani na rozložení v průběhu dne.
- **Tarifní cena:** Tarifní cena znamená, že jsou stanoveny různé cenové tarify pro určité časové období. Takto stanovená cena je velmi často používána pro velkoodběratele, nebo maloodběratele, kteří mají spotřebu elektřiny závislou na směnném provozu a také pro odběratele z nízkého napětí, kteří mají přiznaný pro distribuci jeden z tarifů obsahující rozdělení spotřeby elektřiny do dvou pásem.

U smluv o sdružených dodávkách elektřiny je součástí ceny i cena za regulované služby, souvisejících s distribucí a dodávkou elektrické energie do místa předání. Tyto ceny jsou každoročně stanovovány Energetickým regulačním úřadem v Cenovém rozhodnutí. Energetický zákon zároveň dává dodavateli povinnost uvádět na daňovém dokladu při vyúčtování dodávky elektřiny, samostatně ceny a platby za regulované služby a cenu a platbu za dodávku silové elektrické energie.

Na obrázku 14.1 lze vidět rozdělení konečné ceny na jednotlivé položky.



Podstatnou a často diskutovanou částí smlouvy jsou platební podmínky. Existuje jednoznačná snaha dodavatele nastavit platební podmínky tak, aby si co nejvíce omezil riziko a nastavil platební morálku odběratele a tedy aby měl co nejvíce zaplacenou před zahájením dodávky, případně co možná nejdříve po dodání elektřiny. Snaha odběratele je přesně opačná, platit za odebranou elektřinu co možná nejpozději. Zájmy obou smluvních stran jdou tedy proti sobě, a tak je většinou dohodnut kompromis.

U zákazníků na nízkém napětí je téměř vždy uplatňován systém záloh a tedy princip, že zákazníci platí dopředu zálohu na předpokládanou cenu odebrané elektřiny.

U zákazníků na vysokém a velmi vysokém napětí jsou pak platební podmínky otázkou především bonity zákazníka. Pokud je odběratel bonitně (finančně) silný a je v rámci ocenění risk managementem dodavatele ohodnocen jako málo rizikový, většinou odběratel dosáhne velmi dobrých platebních podmínek a za elektřinu platí až po jejím odebrání. Je však nutno si uvědomit, že v takovémto případě si dodavatel do ceny elektřiny zakalkuluje i cenu peněz, které musí použít na financování dodávky elektřiny do doby zaplacení odběratelem. Pokud bychom ale měli zmínit nejnepříhodnější způsob platebních podmínek u zákazníků na vysokém a velmi vysokém napětí, byl by asi tím nejčastěji používaným způsobem rozdělení platby na zálohovou a doplatek v poměru 60 : 40 %.

14.4.4 Garance

Součástí smluv pro dodávky elektřiny konečným odběratelům (zvláště těch velkých) bývají v některých případech i požadavky na garantování plateb za dodávku elektrické energie. Tento požadavek se objevuje pouze ve smlouvách, kde zákazník platí až několik dní po uskutečnění dodávky elektřiny a není ohodnocen jako bonitní a finančně bezproblémový zákazník.

Na počátku liberalizace, v době nepřehlednosti trhu s elektřinou se zase naopak u významných a velkých zákazníků (např. dodávka elektřiny v rámci veřejných výběrových řízení pro státní sektor) objevuje požadavek odběratele na dodavatele garantovat splnění smlouvy. V takovém případě vystaví většinou prostřednictvím banky garanci za splnění podmínek smlouvy (tzv. Performance bond) dodavatel ve prospěch odběratele.

V případě neplnění ustanovení smlouvy, a to jak v případě garance platební tak garance za splnění, je pak banka příslušné smluvní strany povinna převzít plnění vůči druhé oprávněné smluvní straně až do výše garance. Finanční výše garance bývá různá a může se pohybovat od 10 % do 100 % předpokládaného finančního objemu kontraktu.

Vždy je však potřeba mít na mysli, že každá taková garance stojí smluvní stranu peníze a promítá se tak do nákladové ceny na pořízení elektřiny pro odběratele.

14.4.5 Zodpovědné (pověřené) osoby

V rámci platnosti smlouvy bývá velmi často potřebná komunikace mezi smluvními stranami. Z tohoto důvodu pak smlouva zpravidla obsahuje pro jednotlivé činnosti, ze smluvních ujednání, seznam zodpovědných (pověřených) osob a jejich kontaktní údaje. Tyto osoby pak zodpovídají za faktické plnění smlouvy za obě smluvní strany. U odběratelů na úrovni nízkého napětí pak vzhledem k jejich velikému množství, zastupuje tento seznam zodpovědných osob na straně dodavatele kontakt na Call Centrum.

14.4.6 Podpisová práva

V mnoha případech je diskutováno, kdo může za jednotlivé smluvní strany smlouvu podepsat.

Dle obchodního zákoníku za fyzickou osobu podepisuje vždy přímo fyzická osoba, která je smluvní stranou, nebo tato fyzická osoba může udělit plnou moc jiné osobě k zastupování. Za právnickou osobu smlouvu podepisují buď člen či členové orgánů společnosti dle stanov společnosti nebo osoby pověřené členy statutárním orgánem na základě plné moci.

Běžným zvykem je také, že smlouvy podepisují i zaměstnanci smluvních stran, u nichž z titulu jejich pracovního zařazení lze předpokládat, že jsou k podpisu smlouvy způsobilí. (Například obchodní ředitel.) Plná moc k popisu smluv pro tyto zaměstnance je potom obvykle na základě kompetenčního řádu společnosti.

14.4.7 Všeobecné obchodní podmínky

U většiny smluv s konečnými spotřebiteli, zejména pak pro odběratele na úrovni nízkého napětí, jsou součástí smluv takzvané všeobecné obchodní podmínky. Vzhledem k tomu, že dodavatel má mnohdy několik desítek či stovek tisíc odběratelů, snaží se co možná nejvíce unifikovat všechny smluvní vztahy. Tato unifikace mu přinese jednak přehlednost ve smlouvách a jednak jemu a jeho odběratelům zaručí stejné podmínky.

Jedná se tedy o standardní, neměnné formulace používané jako součást všech smluv na dodávku elektřiny konečným odběratelům.

Všeobecné obchodní podmínky (VOP) obsahují zejména tato ustanovení ze smluv:

- úvodní ustanovení (definice pro koho jsou VOP určeny, podle kterých zákonů se smluvní vztah řídí, k jaké smlouvě se vztahují a terminologie pojmů),
- podmínky dodávky,
- zahájení, průběh a ukončení dodávky a smlouvy,
- ceny a jejich změna (v případě že dodavatel používá jednotný ceník pro odběratele),
- kvalita dodávky a měření,
- omezení a přerušení dodávek elektřiny (vychází ze stavů nouze a pravidel provozování místně příslušné distribuční společnosti),
- platební podmínky a úroky z prodlení,
- odpovědnost za škodu, postup reklamace a řešení sporů,
- komunikace mezi smluvními stranami,
- platnost VOP a způsob jejich změn.

Ve smlouvě na dodávku se následně použijí pouze články, které buď neřeší VOP, nebo jsou jejich upřesněním pro jednotlivé odběratele.

14.5 Smlouvy pro obchodování na velkoobchodním trhu – trading

14.5.1 EFET

Této problematice se podrobně věnuje jiná kapitola této knihy. Proto je v této kapitole uveden jen velmi rámcový popis.

EFET je organizace, jejímž cílem je zlepšit podmínky pro transparentní obchodování s energiemi v Evropě a organizace podporující rozvoj udržitelného a likvidního velkoobchodního evropského trhu.

EFET je průmyslové sdružení pro účastníky na velkoobchodním trhu s energií, kterých se týkají všechny nebo jen část energetické oblasti podnikání, jako je výroba, obchod s energií, řízení portfolia, řízení rizik, dodávky, spotřeby, finance, atd.

Organizace EFET byla založena v roce 1999 a v současné době reprezentuje konsorcium více než 90 společností z 21 zemí Evropy. Jedná se o neziskovou organizaci založenou na dotačním systému členských společností a je řízena výborem složeným ze zástupců jednotlivých společností.

Pojmem EFET je označována také smlouva, která je standardně používána pro obchod s energiemi. Jedná se o universální smlouvu používanou na velkoobchodním trhu. Tato smlouva je připravena podle platných právních regulací a je doporučeným vzorem smlouvy pro obchod. Zjednodušeně se dá konstatovat, že je možné tuto smlouvu použít bez další úpravy a zároveň tato smlouva poskytuje oběma smluvním stranám vyváženou smlouvu.

Samotná smlouva je koncipovaná do tří základních částí a vzhledem k tomu, že se běžně používá znění smlouvy v anglickém jazyce, používáme zde jednotlivá označení v angličtině:

- **Contract** – část smlouvy, která obsahuje hlavičku, potřebné údaje o tom, kdo smlouvu uzavírá a další právní a smluvní formulace, které tvoří hlavní tělo smlouvy. Tato část smlouvy je většinou neměnná a smluvní strany ji používají v aktuálním znění.
- **Election sheet** – tato část smlouvy se dá označit za část, která se přizpůsobuje v přesně definovaných odstavcích dle požadavků jednotlivých smluvních stran. Obsah je pak rozdělen a rozplánován tak, aby si každá strana mohla stanovit vzájemné podmínky a aby pokrýval co největší množství možností. Zjednodušeně lze konstatovat, že election sheet je jakousi přesně nastavenou „doplňovačkou“, která tvoří jádro samotné smlouvy. Jednou z nejdůležitější součástí election sheet je například volba obchodů, které smluvní strany mají zájem uzavírat (např. Floating price, Fixed price, Call a Put option).
- **Confirmation** – jedná se formulář, pomocí něhož se uzavírají jednotlivé dílčí kontrakty, které jsou v souladu se samotnou smlouvou. V těchto konfirmacích si v podstatě smluvní strany potvrdí definici jednoho z dílčích obchodů (druh obchodu, časové období dodávky a odběru produktu, produkt, který se obchoduje, a cenu).

14.5.2 Ostatní kontrakty

Tak jak již bylo v minulé kapitole zmíněno, EFET je nejčastěji používanou formou smluv pro obchod mezi obchodními partnery na velkoobchodním trhu s elektřinou. Pod pojmem velkoobchodní trh s elektřinou chápeme zejména obchod mezi dvěma smluvními stranami, které přímo elektřinu nespotřebovávají a slouží jim k dalšímu obchodování a ve většině případů jsou i subjekty zúčtování.

Vyskytují se případy, kdy smluvní strany nechtějí uzavírat smlouvu EFET z důvodu její obrovské šíře a vzhledem k tomu, že chtějí provést jen jeden obchod. V takovém případě použijí klasickou obchodní smlouvu v režimu „Take or pay“, která má obdobný obsah jako smlouva na dodávku konečnému spotřebiteli bez povinnosti převzetí zodpovědnosti za odchylku a bez zajišťování přenosu či distribuce.

Pokud smluvní strany očekávají více než jen jeden obchod, dohodnou se na uzavření tzv. rámcové smlouvy, která je v podstatě zjednodušenou smlouvou EFET, ve které jsou spojeny části Contract a Election sheet, a která je určena pouze na komoditu elektřina. Následně jsou pro jednotlivé kontrakty uzavírány velmi jednoduché confirmace, ve kterých je uveden pouze produkt, časové období dodávky a cena produktu.

Určitě by se daly zmínit i další různé smlouvy používané na velkoobchodním trhu s elektřinou, ale všechny tyto smlouvy vycházejí buď z klasické obchodní smlouvy určené pro jeden druh obchodu, nebo ze smlouvy EFET přizpůsobené či zjednodušené podle přání a zájmů jednotlivých smluvních stran.

14.6 Změna dodavatele elektřiny

Liberalizací trhu s elektřinou došlo k významné změně v oblasti obchodu s elektřinou. Elektřina se stala obchodní komoditou jako jakékoli jiné zboží a dá se nakupovat a prodávat dle obchodní příležitosti a potřeb spotřebitelů.

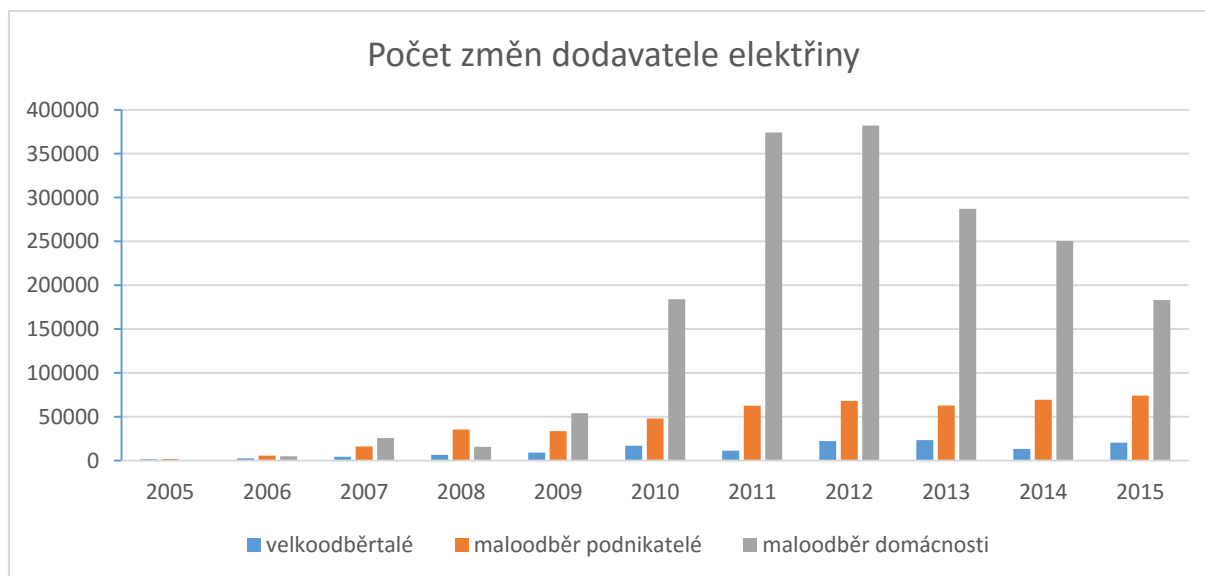
Od 1. ledna 2002, na základě ustanovení v té době nového energetického zákona, došlo k jednoznačnému signálu pro odběratele elektřiny - možnost výběru svého dodavatele elektřiny. Změna dodavatele elektřiny byla postupně umožňována pro jednotlivé odběratele dle jejich velikosti spotřeby elektřiny. K prvnímu lednu 2006 pak dostala tuto možnost poslední, sice individuální spotřebou nejmenší, ale svým počtem odběrných míst nejpočetnější skupina odběratelů – domácnosti. Došlo tím k úplné liberalizaci trhu s elektřinou v České republice.

Proces změny dodavatele elektřiny se v prvních letech liberalizace trhu rozbíhal velmi pomalu a samotná změna byla složitou a do detailu známou jen pro určitou skupinu dodavatelů. Spolu se zvětšujícím počtem alternativních dodavatelů se zjednodušoval i celý proces změny dodavatele. Dle údajů Energetického regulačního úřadu za celý rok 2006 došlo jen k cca 13 tisícům změn dodavatele, ale v roce 2010 to již bylo 25 tisíc odběratelů, kteří změnili svého dodavatele. Největší počet změn pak byl v roce 2012, což bylo více jak 47 tisíc odběratelů. Od tohoto roku pak počet změn klesal a v roce 2015 změnilo necelých 28 tisíc odběratelů svého dodavatele. Je zde potřeba zmínit, že tento trend výrazně ovlivňují svým počtem domácnosti. U velkoodběru a maloodběru podnikatelů se počet změn drží od roku 2011 na průměrné hodnotě 18 tisíc, respektive 67 tisíc.

Na počty změn měla dříve vliv i omezující podmínka, kdy změnit dodavatele bylo možné jen jednou za šest měsíců. Vývoj počtu změn dodavatelů elektřiny od roku 2005 je zobrazen na grafu 14.2, který zveřejnil na svých internetových stránkách Energetický regulační úřad.

Jak již bylo zmíněno a jak je patrné z grafu, počet zákazníků, kteří změni svého dodavatele, zejména z řad domácností, rostl do roku 2012 velmi výrazně a v posledních letech klesal. Je zřejmé, že je k tomu vede především jeden důvod, a tím je dosažení co možná nejnižší ceny elektřiny. Vzhledem k tomu, že od roku 2012 cena elektřiny klesá, zmenšuje se i motivace pro změnu dodavatele, a tedy i počet uskutečněných změn.

Graf 14.2



14.6.1 Snahy odběratelů při změně dodavatele elektrické energie

Změna dodavatele elektrické energie je pro většinu odběratelů velmi citlivým tématem, a pokud se pro tento krok rozhodnou, většinou to znamená, že tuto volbu dobře zvážili. Je sice pravdou že u domácností se často o velké uvažování nejedná a že obchodníci využívají velmi úspěšně metody podomního prodeje, ale u odběratelů elektřiny z průmyslu tomu tak není. Důvod proč průmysloví odběratelé takto zvažují, je zejména v jejich velké závislosti na dodávce elektrické energie a představa, že by se z důvodu nesolventnosti dodavatele mohli i oni sami dostat do potíží. Na druhé straně je však nutno poznamenat, že energetický zákon a jeho prováděcí předpisy počítá s takovým případem. V praxi tedy nemůže nastat, aby jakýkoli odběratel po zániku či krachu dodavatele zůstal třeba jen chvíli bez dodávky elektřiny. Pokud by k takové situaci došlo, nastupuje na přechodnou dobu institut tak zvaného dodavatele poslední instance. Tohoto dodavatele poslední instance pověří Energetický regulační úřad povinností dodávat po určitou dobu odběrateli elektřinu za ceny, které jsou definovány aktuálním cenovým výměrem.

Co tedy vede zákazníky ke změně dodavatele?

- **Dosažení nejvýhodnější nákupní ceny elektřiny:** Tak jak již bylo výše zmíněno, dosažení co možná nejnižší ceny při nákupu elektrické energie je hlavním motivem změny původního dodavatele za nového.
- **Snížení nákladů na nákup elektrické energie:** Může se zdát, že tento důvod je stejný jako předcházející, ale není tomu tak. Samotná cena silové elektřiny není jedinou složkou, která tvoří náklady související s dodávkou elektřiny. Mnozí dodavatelé nabízejí zákazníkům možnost posouzení a optimalizování i položek související s distribucí elektřiny. Může tak

následně dojít k optimalizaci nakupované rezervované kapacity nebo výhodnějším zvolení distribučního tarifu u odběratelů na nízkém napětí. Další úspora může nastat návrhem optimalizace rozložení odběru elektřiny v čase (správné plánování odběrového diagramu). Všechna tato opatření vedou ke snížení nákladů na nákup elektrické energie.

- **Nenáročnost nákupu elektřiny:** Nenáročnost nákupu elektřiny je dalším z faktorů, které mohou přimět odběratele ke změně stávajícího dodavatele. V dnešní době je trend snižování nákladů u průmyslových odběratelů vidět v celé oblasti jejich podnikání a za posledních pět let vedl tento trend i k rušení pozic podnikových energetiků, kteří dříve řešili nákup energií pro svůj podnik. V takovém případě je pro odběratele velmi důležité, aby mu dodavatel ulehčil a zjednodušil veškeré povinnosti či opatření spojená s plánováním a odběrem elektřiny.
- **Minimální nebo žádná penalizace za odchylku:** Odchylka, tedy rozdíl mezi plánovaným a skutečně odebraným množstvím energie v rámci jedné hodiny, je skutečnost, která nejvíce ovlivňuje celkové náklady na pořízení elektrické energie. U odběratelů na nízkém napětí (domácnosti a maloodběratele) se vzhledem k principu měření a následného rozpočítávání spotřeby na jednotlivé hodiny cena odchylky započítává do ceny silové elektřiny. U průmyslových odběratelů na úrovni vysokého a velmi vysokého napětí tvoří velikost odchylky a náklady na tuto odchylku podstatnou část ceny za elektřinu. Je to zejména z důvodu nemožnosti přesné predikce odběrového diagramu. Z tohoto důvodu je snaha odběratelů zajistit si za co možná jakékoli situace cenu za odchylku na nejnižší úrovni.
- **Jednoduché sjednávání odběrových diagramů:** U průmyslových odběratelů na vn a vvn je ve většině případů požadováno od dodavatelů sjednávání a plánování hodinového diagramu spotřeby. Toto plánování umožní dodavateli snižovat případné náklady na odchylku a tím nabídnout odběrateli nižší cenu za silovou elektřinu. Pokud ovšem má probíhat plánování diagramu spotřeby korektně, vyžaduje to velmi dobrou znalost odběrného místa a pokud možno upřesňování diagramu v co možná nejkratších intervalech. Z tohoto důvodu je požadavek odběratele na jednoduché sjednávání, například přes webové či jiné rozhraní, oprávněným.
- **Partnerský vztah a kvalitní služby spojené s dodávkou elektřiny:** V průběhu smluvního vztahu se mohou objevit různé případy, které je nutné mezi odběratelem a dodavatelem řešit. Zvláště pak pokud se jedná o dodávku elektřiny na základě smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny. Partnerský vztah mezi smluvními stranami, způsob řešení nastalých problémů, způsob komunikace a poskytnutí případných dalších služeb je podstatným kritériem při výběru dodavatele elektřiny.

14.6.2 Příprava pro změnu dodavatele elektřiny

Pokud se odběratel rozhodne pro změnu dodavatele elektřiny, má několik možností, jak postupovat.

Je potřeba zde zdůraznit i význam Energetického regulačního úřadu, který se snaží zákazníkům celou změnu dodavatele od začátku co nejvíce ulehčit, zejména pak pro odběratele z řad domácností a maloodběratelů. Na svých webových stránkách publikuje informace týkající se liberalizace trhu či změny dodavatele, a to formou jednoduchých návodů či odpovědí na často kladené dotazy. Současně je zde možno využít kalkulátor, který pomáhal zákazníkům orientovat se v ceně za dodávku elektřiny a je vodítkem pro výběr dodavatele elektřiny.

Pro výběr nového dodavatele by měl odběratel v závislosti na své velikosti připravit několik podkladů.

STÁVAJÍCÍ SMLUVNÍ VZTAH. Jako první by odběratel měl zvážit svůj stávající smluvní závazek s dodavatelem elektřiny. Pokud má uzavřenou smlouvu na dobu určitou, ví přesně, ke kterému datu musí mít platnou a účinnou novou smlouvu na dodávku elektřiny.

Pokud má smlouvu na dobu neurčitou, je termín změny dodavatele závislý na výpovědní lhůtě, která by ze zákona neměla být delší než tři měsíce. V takovém případě by měl ve shodě s uzavřenou smlouvou podat písemně výpověď. U domácností a maloodběratelů z nízkého napětí většinou tyto výpovědi připraví za odběratele nový dodavatel, který poté na základě plné moci vše za odběratele vyřídí.

OBDOBÍ PRO VÝBĚR NOVÉHO DODAVATELE. V jakém období by měl odběratel uskutečnit výběr nového dodavatele je celkem složitá otázka, na kterou vám téměř nikdo nedokáže jistě odpovědět. Můžeme však s jistotou konstatovat, že neexistuje žádné předem stanovené období, ve kterém by byl jistý výběr dodavatele za nejnižší cenu elektřiny. Dnešní trh s elektřinou je velmi volatilní a cena elektřiny se tak mění oběma směry.

Každopádně by měl odběratel začít zvažovat výběr nového dodavatele s dostatečným předstihem. Je téměř jisté, že záleží na přesném okamžiku, kdy bude samotný výběr probíhat, a i když kupuje elektřinu na období pevně (například kalendářní rok), je podstatné, zda ji koupí v období, kdy je elektřina na trhu levnější. Někteří z dodavatelů již nabízejí odběratelům možnost rozhodovat se v průběhu kalendářního roku a fixovat si cenu elektřiny v okamžiku, kdy se odběratel sám rozhodne.

ÚDAJE POTŘEBNÉ PRO VÝBĚR DODAVATELE. K tomu, aby byl schopen jakýkoli dodavatel elektrické energie dát nabídku na dodávky, potřebuje znát níže uvedené údaje. Tyto údaje je možno zjistit u odběratelů na nízkém napětí z jakékoli poslední faktury od stávajícího dodavatele. Průmysloví odběratelé z vn a vvn musí ještě dodat historický hodinový odběrový diagram. Většina odběratelů jej má od stávajícího dodavatele přístupný přes informační systémy, a pokud tomu tak není, je povinen stávající dodavatel vám tyto hodinové hodnoty odběru na žádost poskytnout. Jedná se o následující údaje:

- **identifikace odběratele:** název/jméno odběratele, adresa, IČ, číslo RÚT (pokud již zákazník změnil dodavatele),
- **definování odběrného místa:** číslo odběrného místa EAN,
- **období, pro které se výběr uskutečňuje:** definovat, pro jaké období je požadována dodávka elektřiny. Ve většině případů se jedná o kalendářní rok/roky,
- **charakter odběru:** u domácností a maloodběratelů se jedná o druh typového diagramu, u průmyslových odběratelů je charakterem odběru myšlen hodinový odběrový diagram, který vychází z dat předešlého období.

VÝBĚR DODAVATELE. Jaké možnosti tedy odběratel má při výběru nového dodavatele elektřiny?

INDIVIDUÁLNÍ POSTUP. Odběratel se může rozhodnout realizovat vše sám. Zorganizovat výběrové řízení nebo se jen rozhodnout pro dodavatele, který je mu z nějakého důvodu sympatický či se rozhodnout pro dodavatele, který nabídne levnější cenu, než má odběratel u současného dodavatele. Je nutno přiznat, že tento individuální postup je velmi častý u odběratelů z nízkého napětí (domácnosti, maloodběratelé). Nový dodavatel pak za odběratele již provede všechny potřebné úkony související se změnou dodavatele. Nevýhodou takového přístupu je, že odběratel (zejména

z řad domácností) velmi často “podlehne” první nabídce, která se následně ukáže horší, než kdyby odběratel zůstal u původního dodavatele.

Tento způsob je také používán u velkých průmyslových odběratelů, kteří mají svého vlastního energetika. Ten již ve většině případů má zkušenosti s výběrem nového dodavatele i s procesem jeho změny.

NEZÁVISLÝ PORADCE. Existuje několik nezávislých poradenských organizací a poradců, které jsou schopny výběr nového dodavatele zajistit a případně i zúřadovat následně změnu dodavatele. Většinou je takovéto poradenství motivováno odměnou přímo související s výškou úspor dosažených při výběru nového dodavatele.

Způsob výběru nového dodavatele za asistence nezávislého poradce je využíván zejména průmyslovými odběrateli se střední velikostí odběru elektřiny a organizacemi, které podléhají zákonu o veřejných zakázkách.

Podle mého názoru je tento způsob výběru pro uvedené skupiny odběratelů tím nejlepším i proto, že poradce má snahu naplánovat výběrové řízení do času, kdy je elektřina na trhu nejlevnější (je za dosažení nejlevnější ceny motivován). Je velmi častá kombinace nezávislého poradce a internetové aukce.

INTERNETOVÁ AUKCE. Pořádání internetových aukcí na koupi čehokoli je v současné době velký fenomén a převládá názor, že je to jediný způsob jak dosáhnout nejlepší cenu kupovaného zboží. Tento fenomén se nevyhnul ani elektřině, a proto se hojně používá při výběru nového dodavatele. Je nutno přiznat, že internetová aukce skutečně umožňuje dotlačit dodavatele až na samé dno jeho možností. Na druhé straně však elektřina není zbožím jako každé jiné a odběratel by neměl zapomínat i na jiná, výše uvedená, kritéria výběru. Standardní dodavatelé se pokud možno internetovým aukcím vyhýbají, a pokud se jich účastní, jsou s nabídkami velmi opatrní. Je pak zřejmá nevýhoda použití pouze tohoto způsobu výběru, protože se vybírá pouze na základě jednoho parametru a tímto parametrem je cena silové elektrické energie. Navíc organizátor internetové aukce nesleduje dění na trhu s elektrickou energií a často se stává, že naplánuje aukci v době nejméně výhodné pro odběratele.

14.6.3 Postup změny dodavatele

Energetický regulační úřad ve své vyhlášce o pravidlech trhu s elektřinou definuje postup změny dodavatele. Tento postup by měl být co nejjednodušší a měl by probíhat v co nejkratší době. Veškeré činnosti spojené se změnou dodavatele probíhají z pohledu zákazníka na pozadí, tedy mezi obchodníky, distributorem a operátorem trhu. Těmto subjektům jsou uvedenou vyhláškou stanoveny jednoznačné postupy, které eliminují riziko chyby. Energetický regulační úřad dále upravuje celý postup tak, aby proces změny co možná nejvíce zkrátil a zároveň jej sjednotil s procesem změny dodavatele plynu. Právě z důvodu těchto změn je těžké zde uvést přesný postup a termíny, které platí pro jednotlivé účastníky trhu tak, aby čtenář i po několika letech měl korektní obrázek o celém procesu.

Proto je dále uveden stav, který je definovaný od 1. 1. 2012 právě platnou vyhláškou, a vzhledem k tomu, že se téměř většina změn dodavatele elektřiny koná v režimu přenesené zodpovědnosti za odchylku, budeme se dále v této kapitole věnovat pouze tomuto případu změny.

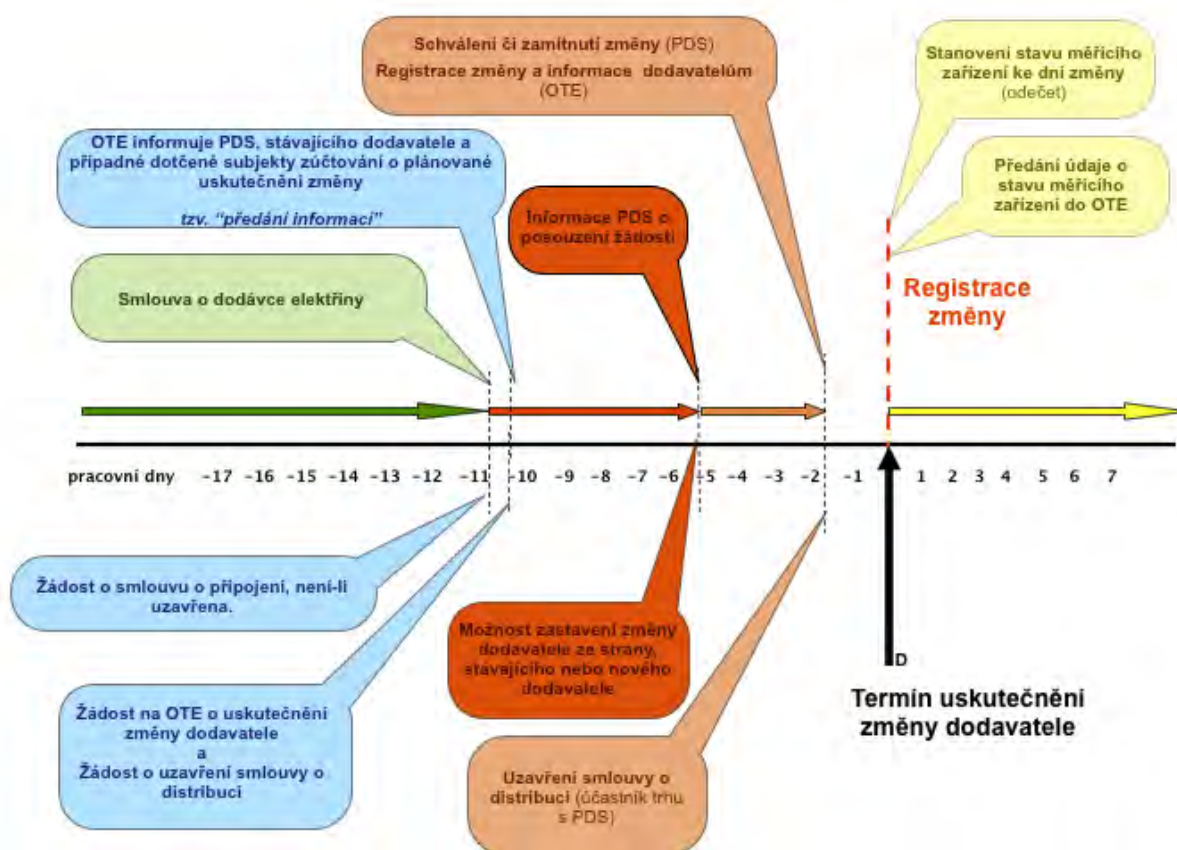
Základní změny dodavatele účastníka trhu s elektřinou jsou:

- změna dodavatele za jiného dodavatele,

- změna dodavatele poslední instance za jiného dodavatele.

Změna dodavatele poslední instance za jiného dodavatele nastává pouze v případě, pokud odběrateli dodával dodavatel, kterému energetický regulační úřad zrušil licenci na obchod a nahradil tohoto dodavatele dodavatelem poslední instance. Tento dodavatel poslední instance je povinen ze zákona dodávat za cenu určenou energetickým regulačním úřadem a pouze po dobu šesti měsíců. Následně si již odběratel sám nahradí dodavatele poslední instance za dodavatele nového.

Obrázek 14.3



Na obrázku 14.3 je graficky znázorněna zjednodušená časová posloupnost změny dodavatele v režimu přenesené odpovědnosti za odchylku pro zákazníky s měřením typu A a B.

Jednotlivé kroky změny dodavatele za nového dodavatele v režimu přenesení odpovědnosti za odchylku jsou následující.

Prvním krokem vedoucím ke změně dodavatele je uzavření smlouvy o dodávce elektřiny, která musí být dle vyhlášky uzavřena nejpozději do 10 pracovních dnů před datem účinnosti změny dodavatele.

Pokud je změna dodavatele pro odběratele historicky změnou první, nejpozději v termínu 10 pracovních dnů před datem požadované změny, podává účastník trhu s elektřinou, jehož odběrné nebo předávací místo je připojeno k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě s napětím mezi fázemi vyšším než 1 kV, žádost o uzavření smlouvy o připojení u příslušného provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy. Ve většině případů podává tuto žádost za odběratele nový

dodavatel. Je zde nutno zmínit, že i přesto, že se uzavírá nová smlouva o připojení, nevzniká odběrateli povinnost hradit podíl na oprávněných nákladech na připojení a zároveň povinnost uzavřít smlouvu o připojení se nevztahuje na odběrná místa zákazníků, která byla připojena k přenosové nebo distribuční soustavě po 1. lednu 2002.

Nejpozději do 10.00 hodin desátého pracovního dne před datem účinnosti změny dodavatele podává nový dodavatel u operátora trhu žádost o uskutečnění změny dodavatele, která obsahuje následující údaje:

- identifikační a registrační číslo nového dodavatele,
- typ smlouvy, jejímž předmětem má být dodávka elektřiny, datum účinnosti změny dodavatele a dobu trvání smlouvy,
- závazek dodavatele o převzetí odpovědnosti za odchylku účastníka trhu s elektřinou nebo souhlas subjektu zúčtování, který odpovídá za odchylku za odběrná místa, pro která bude dodávka uskutečněna,
- výčet a identifikace odběrných nebo předávacích míst.

Pokud by došlo k situaci, že podají dva účastníci trhu s elektřinou žádost o změnu dodavatele se shodným požadovaným datem účinnosti změny dodavatele na totéž odběrné nebo předávací místo, postupuje se při změně dodavatele podle té žádosti, která byla přijata operátorem trhu jako první.

Dalším krokem je ve stejném termínu jako v předcházejícím kroku podání žádosti o uzavření smlouvy o přenosu elektřiny nebo smlouvy o distribuci elektřiny u příslušného provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy. V případě, že se jedná o dodávku na základě smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny, podává tuto žádost za zákazníky nový dodavatel. Tato žádost se nepodává, pokud je taková smlouva mezi dotčenými účastníky trhu s elektřinou již uzavřena.

Operátor trhu informuje nejpozději do 12.00 hodin dne, ve kterém byla podána žádost, o plánovaném uskutečnění změny dodavatele stávajícího dodavatele, stávající subjekt zúčtování, nového dodavatele, nový subjekt zúčtování, případně další dotčené subjekty zúčtování a provozovatele přenosové soustavy nebo příslušného provozovatele distribuční soustavy, ke které jsou odběrná nebo předávací místa účastníka trhu s elektřinou připojena. Tento krok je dále označován jako předání informací.

Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy do 12.00 hodin pátého pracovního dne po předání informací zasílá operátorovi trhu za odběrná nebo předávací místa, u nichž má dojít ke změně dodavatele a která nejsou registrována v informačním systému operátora trhu, údaje potřebné pro jejich registraci.

Do 18.00 hodin pátého pracovního dne po předání informací provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy informuje operátora trhu o výsledku posouzení žádosti o uzavření smlouvy o přenosu elektřiny nebo smlouvy o distribuci elektřiny.

Operátor trhu neprodleně informuje stávajícího dodavatele, nového dodavatele a všechny dotčené subjekty zúčtování o výsledku posouzení žádosti o uzavření smlouvy o přenosu elektřiny nebo smlouvy o distribuci elektřiny.

Nový dodavatel a stávající dodavatel může podat žádost o zastavení změny dodavatele do 18.00 hodin pátého pracovního dne po podání žádosti o změnu dodavatele. Stávající dodavatel tuto žádost může podat pouze na základě požadavku zákazníka.

Pokud operátor trhu obdrží od nového nebo stávajícího dodavatele žádost o zastavení změny, informuje o této žádosti všechny dotčené subjekty nejpozději do 20.00 hodin pracovního dne, ve kterém byla tato žádost přijata. Pokud tuto žádost o zastavení podal nový dodavatel, operátor trhu zastaví změnu dodavatele a vyzve stávajícího dodavatele a stávající subjekt zúčtování k pokračování dodávek elektřiny.

Pokud tuto žádost podá stávající dodavatel a zároveň nový dodavatel předloží operátorovi trhu vyjádření odběratele, ze kterého je zřejmé, že odběratel s elektřinou hodlá změnit dodavatele a je si vědom všech svých práv a povinností vyplývajících z uplatnění práva na změnu dodavatele, včetně doložení způsobu zániku smluvního vztahu se stávajícím dodavatelem, a to nejpozději do 14.00 hodin osmého pracovního dne ode dne informování o plánovaném uskutečnění změny dodavatele, operátor trhu pokračuje v procesu změny dodavatele. V opačném případě operátor trhu změnu dodavatele zastaví a o této skutečnosti informuje všechny dotčené subjekty, a vyzve stávajícího dodavatele a stávající subjekt zúčtování k pokračování dodávek elektřiny.

Operátor trhu oznámí stávajícímu dodavateli, novému dodavateli, všem dotčeným subjektům zúčtování a provozovateli přenosové soustavy nebo příslušnému provozovateli distribuční soustavy, ke kterým jsou odběrná nebo předávací místa účastníka trhu s elektřinou připojena, registraci změny dodavatele do 8.00 hodin devátého pracovního dne ode dne předání informací.

Po oznámení registrace změny dodavatele uzavírá nový dodavatel smlouvu o přenosu elektřiny nebo smlouvu o distribuci elektřiny. Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy zajistí k datu účinnosti změny dodavatele ukončení přenosu elektřiny nebo distribuce elektřiny do odběrného místa zákazníka sjednané se stávajícím dodavatelem.

Změna dodavatele se považuje za uskutečňovanou k první obchodní hodině data účinnosti změny dodavatele, přičemž operátor trhu k datu účinnosti změny dodavatele zruší všechna jednotlivá přiřazení odběrného nebo předávacího místa těm dodavatelům, jejichž období dodávky jsou přiřazením odběrného nebo předávacího místa novému dodavateli dotčena.

K datu účinnosti změny dodavatele nebo subjektu zúčtování provede provozovatel přenosové soustavy nebo příslušný provozovatel distribuční soustavy odečet spotřeby.

V případě odběrných míst typu A a B je způsob odečtu upraven právním předpisem, který stanoví podrobnosti měření elektřiny a předávání technických údajů. Odečtené hodnoty předává ihned provozovatel distribuční soustavy operátorovi.

V případě odběrných míst s měřením typu C stanoví stav měřicího zařízení provozovatel distribuční soustavy odečtem nebo odhadem stavu měřicího zařízení k datu účinnosti změny dodavatele. Odhad stavu se provádí s využitím přiřazeného přepočteného typového diagramu a poslední aktuální předpokládané roční spotřeby elektřiny nebo na základě vzájemně odsouhlasených odečtů provedených novým dodavatelem nebo účastníkem trhu s elektřinou k datu účinnosti změny dodavatele nebo subjektu zúčtování a dodaným provozovateli distribuční soustavy do 5 pracovních dnů od data účinnosti změny dodavatele. Takto stanovené hodnoty předává provozovatel distribuční soustavy operátorovi trhu do 10 pracovních dnů od data účinnosti změny dodavatele nebo subjektu zúčtování.

V současné době se připravuje nové znění vyhlášky s pravidly trhu, ve kterém je mimo jiné upraven i výše zmíněný proces změny dodavatele. Dle tohoto připravovaného znění mají být upraveny některé z termínů uvedených výše. Jedná se o termíny:

- v bodě 2, který se sjednocuje s termínem v bodu 3;

- ruší se povinnost nejpozdějšího termínu uzavření smlouvy v bodě 1 a zůstává jen povinnost uzavření před podáním žádosti o změnu;
- v bodě 3 se přidává termín 4 měsíce, který definuje, kdy nejdříve se dá podat žádost u OTE;
- v bodě 9 se termín mění ze znění „do 18.00 hodin pátého pracovního dne po podání žádosti o změnu dodavatele“ na „do 18.00 hodin pátého pracovního dne ode dne předání informací“.

14.7 Zúčtování dodávek elektřiny a služeb

Jednou ze základních otázek při zavedení liberalizace trhu s elektřinou bylo: Jak vyúčtovat dodávky elektřiny a služeb jednotlivým účastníkům obchodu? Je totiž zcela jasné, že se nedá přikázat elektronům, odkud kam mají téct a aby přesně ty elektrony, které si obchodník koupí od výrobce, dotekly od obchodníka k jeho odběrateli. V celé elektrizační soustavě máme nespočet elektroměrů, které měří dodávky a toky elektřiny v rámci systému. Jak ale provést vyhodnocení pro jednotlivé účastníky trhu, když například obchodníci mají předací místa kdekoli v soustavě přenosové? Jak potom přidělovat další ceny služeb souvisejících s danou dodávkou či obchodem? Pro vyřešení těchto otázek musel být zaveden systém vyhodnocování dodávek elektřiny a služeb souvisejících s dodávkou elektřiny, který bude jasný a naprosto transparentní pro všechny účastníky trhu s elektřinou.

14.7.1 Zúčtování obchodu silové elektřiny

Pro vysvětlení základního principu vyhodnocování dodávek elektřiny použijeme zjednodušující příklad s komoditou, která je narozdíl od elektřiny hmatatelná a každý ji dobře známe. Představme si velkou „vodní“ nádrž, které má několik přítoků a odtoků. Každý z daných přítoků představuje jednoho výrobce a každý z daných odtoků představuje spotřebitele. Přítoky do „vodní“ nádrže jsou na vstupu měřeny, aby bylo jednoznačné, kolik nateklo do nádrže „vody“. Stejně měřeny jsou i odtoky. V každé chvíli tedy máme informaci, kolik nateklo a oteklo „vody“. Uprostřed nádrže se pohybují obchodníci, kteří od výrobců přebírají „vodu“, mohou ji upravit a v jiných objemech si ji přeprodávají či prodávají přímo odběratelům. Všimněte si, že není podstatné, která „voda“ kam teče, ale podstatné je, jaké je množství, které nateklo a množství, které oteklo.

Podobně je to i v obchodě s elektřinou s tím rozdílem, že elektřinu nemůžeme skladovat a tedy se musí v každém okamžiku rovnat výroba se spotřebou.

Vzhledem k tomu, že nelze reálně zajistit tok fyzické dodávky elektřiny mezi výrobcem a odběratelem odpovídající dvoustranné smlouvě, je nutné, kromě smluvní povinnosti mezi smluvními stranami, zavést odpovědnost smluvních stran vůči operátorovi trhu. Ten pak dohlíží na plnění závazků jednotlivých smluvních stran. Pokud bychom opět požili stejné přirovnání, operátor trhu je jakýsi správce „nádrže s vodou“, který dohlíží na to, že všechny účastné subjekty plní povinnosti, ke kterým se zavázaly.

Podepsáním smlouvy mezi výrobcem a odběratelem bude tedy výrobci vznikat vůči operátorovi trhu závazek dodat smlouvené množství elektřiny do elektrizační soustavy a odběrateli vzniká vůči operátorovi trhu závazek odebrat smlouvené množství elektřiny z elektrizační soustavy. Oba závazky se následně vyhodnocují samostatně. Každá ze smluvních stran musí být tedy zaregistrována u operátora trhu a stává se s ním registrovaný účastník trhu. Takovým způsobem to funguje,

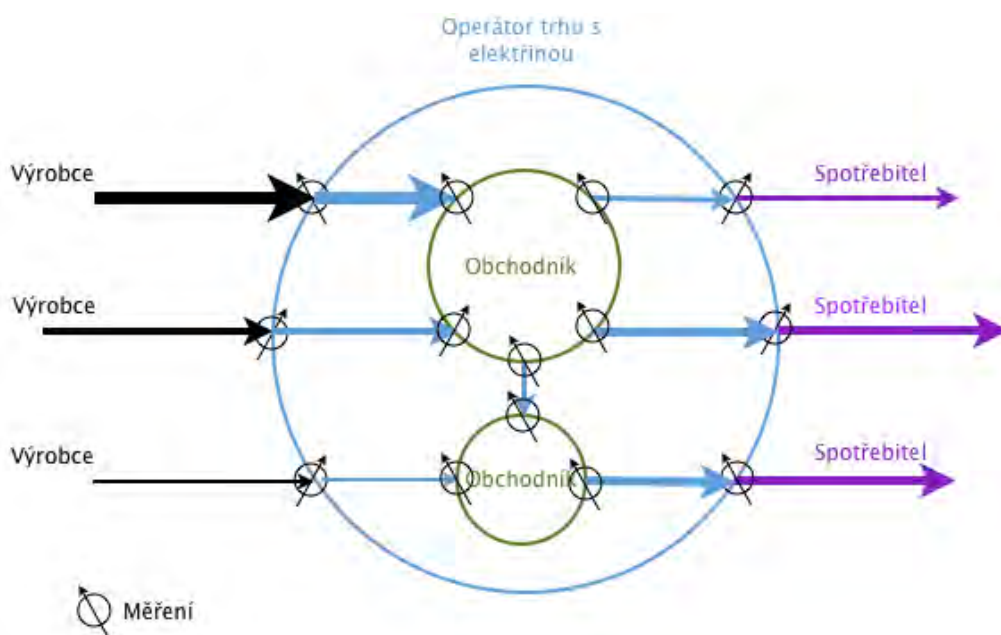
pokud obě strany jsou odpovědny za svůj závazek. Jinými slovy, pokud jsou obě strany odpovědné za případnou odchylku, tedy případné nedodržení svého závazku. Jedná se o běžný princip obchodu na velkoobchodním trhu, mezi dvěma smluvními partnery, kteří jsou subjekty zúčtování u operátora trhu s elektřinou.

Jak již bylo zmíněno, většina odběratelů (konečných spotřebitelů) přenechává zodpovědnost za odchylku na svém dodavateli, a tedy je následně tento dodavatel vůči operátorovi trhu odpovědný nejen za závazek dodat elektřinu do elektrizační soustavy, ale i odebrat z elektrizační soustavy. Je zřejmé, že závazek odebrat z elektrizační soustavy přesně to, co bylo naplánováno, a tedy to, co bylo obchodníkem na straně dodávky pořízeno, je nemožné. Z tohoto důvodu následně vznikají odchylky, které musí jiný subjekt doregulovat, a ten, komu vznikla odchylka od závazku k operátorovi trhu, za toto doregulování musí zaplatit. O zúčtování odchylek pojednává jiná kapitola knihy, a proto se vraťme ke vztahu zúčtování dodávek elektřiny.

Obrázek 14.4 znázorňuje zjednodušené schéma obchodních toků, jejich měření a odpovědnosti vůči Operátorovi trhu s elektřinou.

Doposud jsme zmiňovali pouze jednoduchý vztah výrobce–spotřebitel. Ve skutečnosti je tento obchodní tok mnohem složitější a mezi výrobce a spotřebitele jsou obchodně „vlozeni“ obchodníci s elektřinou. Obchodník s elektřinou pak přebírá závazek zúčtování odchylek vůči operátorovi trhu za většinu svých odběratelů (konečných spotřebitelů), někdy i dodavatelů (výrobců), což má za následek další efekt, který můžeme nazvat portfolio efekt odchylek. Je jednoznačné, že spotřebitelům budou vznikat v dané hodině různé odchylky od plánované hodnoty, a to nejenom co do velikosti, ale i směru. Tedy jeden odebere více a jiný zase méně, než plánoval. Výsledkem portfolio efektu odchylek je rovnost výsledné odchylky obchodníka za závazek odebrat elektřinu ze soustavy s aritmetickým součtem všech odchylek jeho odběratelů (konečných spotřebitelů) nebo dodavatelů (výrobců). Zde je vidět jedna z hlavních přidaných hodnot, na které dokáží obchodníci vydělávat.

Obrázek 14.4



14.7.2 Zúčtování služeb

Je řada služeb, které se platí při dodávce elektřiny. Tyto služby můžeme rozdělit do několika kategorií:

- služby související s dopravou elektřiny,
- služby související s bilancováním elektrizační soustavy,
- platba související s podporou vybraných zdrojů elektrické energie.

Pro zúčtování služeb souvisejících s dodávkou elektrické energie se přijal princip platby vše na jednom místě. Znamená to, že konečný odběratel platí svému dodavateli (pokud se jedná o dodávku na základě smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny), nebo provozovateli přenosové/distribuční soustavy (pokud si odběratel sjednává smlouvu o dopravě sám přímo s provozovatelem přenosové/distribuční soustavy).

14.7.2.1 Služby související s dopravou

Pro zúčtování služeb souvisejících s dodávkou elektřiny se používá v Evropě několik rozličných způsobů. V České republice se přijal způsob, který se označuje pojmem „poštovní známka“.

Název vychází z podobného principu, který používá pošta. V rámci České republiky je vám jedno, jak daleko dopravujete zásilku, zda 10 km nebo 350 km, ale platíte pořád stejnou cenu. U dodávky elektřiny se tedy používá stejný způsob, platí se za distribuci elektřiny a cena je závislá pouze na úrovni napětí, na kterém se elektřina dodává.

14.7.2.2 Služby související s bilancováním elektrizační soustavy

Služby související s bilancováním elektrizační soustavy jsou další položkou při zúčtování dodávek elektřiny konečným spotřebitelům. Tyto služby se nazývají systémovými službami (SyS) a platba za tyto služby slouží provozovateli přenosové soustavy k nákupu podpůrných služeb. Co jsou podpůrné služby a jak se nakupují, uvádí jiná kapitola knihy.

Platbou, která se do této skupiny služeb dá zařadit, je platba za služby zúčtování Operátorovi trhu s elektřinou. Tato platba se vztahuje ke každé spotřebované kWh a slouží Operátorovi trhu s elektřinou k zabezpečování všech povinností, které jsou spojeny se zúčtováním odchylek, registrací účastníků trhu a dalších činností, které musí ze zákona zajišťovat.

14.7.2.3 Platba související s podporou vybraných zdrojů

Poslední částí platby, která se účtuje spolu s dopravou elektřiny konečnému spotřebiteli, je platba související s podporou vybraných zdrojů v elektrizační soustavě. Podrobněji o této problematice opět hovoří jiná kapitola knihy, a tak na tomto místě zůstaneme jen při konstatování, že platba je využívána pro podporu zdrojů, které se rozhodl stát dotovat, aby zatraktivnil jejich výstavbu pro investory. Jedná se například o zdroje vyrábějící společně elektřinu a teplo a zdroje, které jsou šetrné k životnímu prostředí. Platbu je možno najít v cenovém výměru Energetického regulačního úřadu a nazývá se platba na krytí vícenákladů spojených s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla a druhotných zdrojů.

14.7.3 Výběr jednotlivých plateb za zúčtování dodávek elektřiny a služeb

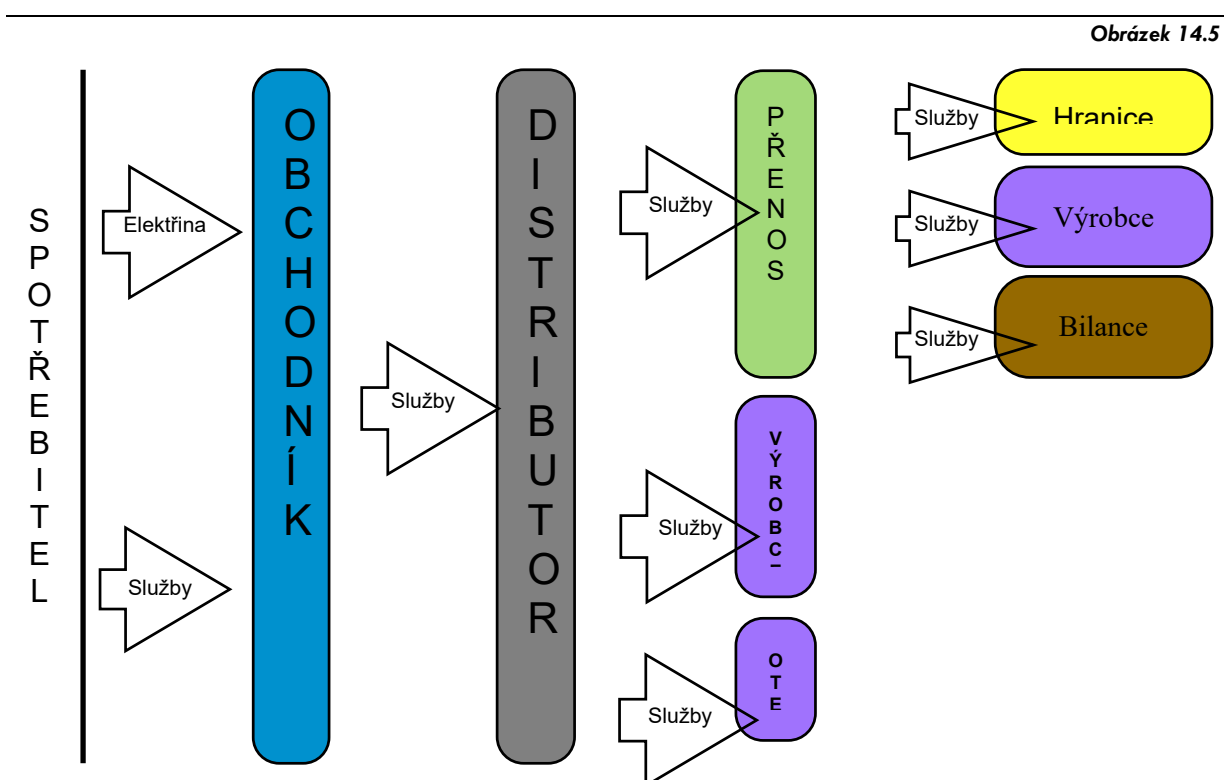
Jak je vidět z předešlých odstavců, v rámci zúčtování dodávek elektřiny se účtuje relativně velké množství plateb, které slouží pokaždé jinému subjektu v rámci elektrizační soustavy. Za přenosové služby musí dostat zaplacen provozovatel přenosové soustavy, za distribuční služby provozovatel distribuční soustavy, za bilancování elektrizační soustavy jednotlivé zdroje, které soustavu bilancují, a poplatek na podporu vybraných zdrojů zase musí obdržet jednotliví provozovatelé těchto zdrojů. A to ještě existují další platby, které nejsou přímo uváděny v zúčtování dodávek (např. platba za decentralní výrobu).

Je tedy jasné, že musel být zvolen mechanismus, který zajistí přehledný a kontrolovatelný tok peněz. Podstata tohoto mechanismu spočívá v tom, že se platba za tyto služby inkasuje vždy od konečného spotřebitele a je vázána na odebranou kWh či rezervovaný výkon (jištění). Takto vybrané peníze se platí vždy provozovateli soustavy (přenosové/distribuční), na kterou je spotřebitel připojen. Pokud má dodávky elektřiny zajištěny smlouvou o sdružených službách dodávek elektřiny, vybírá tyto peníze od spotřebitele jeho dodavatel, který je následně v naprosto stejné výši odvádí provozovateli sítě (přenosové/distribuční), ke které je spotřebitel připojen.

Provozovatel distribuční soustavy pak vybrané peníze přerozděluje dle přesně určených pravidel, tak jak přísluší jednotlivým subjektům podle cenového výměru energetického úřadu.

Vzhledem k tomu, že provozování přenosové či distribuční sítě je tak zvané přirozeně-monopolní činnost, reguluje výnos z této činnosti Energetický regulační úřad. Proto také každý rok kontroluje a dohlíží, jak jsou vybrané peníze efektivně využívány a zda skutečně provozovatelé soustav poukázali stanovený objem peněz tam, kam podle cenového výměru měli.

Obrázek 14.5 ukazuje schématické znázornění finančních toků za zúčtování služeb od konečného spotřebitele k jednotlivým subjektům.



Aby se dala kontrola provádět co možná nejjednodušeji, zákon, respektive vyhláška předepisuje, jak má vypadat faktura pro konečného spotřebitele. Jedná se o vyhlášku č. 210/2011 Sb., dále zákon č. 131/2015 v § 20 přesně definuje, jak je nutno vést účetnictví a účetní výkazy pro majitele licencí na přenos nebo distribuci.

14.8 Řešení sporů a reklamací

I přes sebelepší pečlivost ve výběru dodavatele elektřiny či obchodního partnera musíme mít na paměti, že v průběhu plnění smlouvy může vzniknout spor mezi smluvními stranami.

Každá smlouva nebo její nedílná součást (všeobecné obchodní podmínky) obsahuje paragraf věnující se řešení sporů a vyřizování reklamací. Podrobnosti o postupu si tedy smluvní strany mohou zjistit nejdříve v uzavřené smlouvě.

14.8.1 Řešení sporů

Pro řešení sporů je ve smlouvě zpravidla zakotvena smírná cesta a součinnost stran a dále oprávnění kterékoli ze stran obrátit se na obecný soud, popřípadě rozhodčí soud. Vyloučena nebývá ani možnost stran řešit spor v rámci nově spuštěného projektu Mimosoudního řešení spotřebitelských sporů při Ministerstvu průmyslu a obchodu ČR za spolupráce s Hospodářskou komorou ČR.

Urovnání sporu s dodavatelem nebo s provozovatelem soustavy je možné několika způsoby, a to s různou finanční náročností.

První bezplatný způsob je nalezení smírné cesty a součinnost stran. V mnoha případech vznikají spory jen z důvodu nepochopení formulací nabídky nebo textu smlouvy a po osobním projednání se mnohdy podaří najít přijatelný kompromis pro obě smluvní strany.

Druhý bezplatný způsob se používá v případě, kdy nedojde k dohodě o uzavření smlouvy mezi držiteli licencí a jejich zákazníky nebo kdy nedojde k dohodě o podstatných náležitostech smlouvy. Dále se používá tehdy, kdy nedojde k dohodě o přístupu k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě či přepravní soustavě. K rozhodování o těchto záležitostech je povolán Energetický regulační úřad. O opravných prostředcích proti rozhodnutí Energetického regulačního úřadu rozhoduje jeho předseda.

Dalším způsobem je mimosoudní řešení spotřebitelských sporů (ADR). Mimosoudní řešení spotřebitelských sporů (s anglickou zkratkou ADR – Alternative Dispute Resolution) je systém, který při řešení sporů umožňuje alternativní postup, tedy jiný postup než klasickou soudní cestou.

Posledním způsobem je řešení sporu soudní cestou. V rámci řízení před soudem lze řešit všechny občanskoprávní nároky, tedy i nároky mezi spotřebitelem a podnikatelem. Tento způsob však není bezplatný s výjimkou situace, kdy předseda senátu na návrh přízná účastníkovi osvobození od soudních poplatků.

14.8.2 Řešení reklamací

Smlouva je hlavním vodítkem pro řešení reklamací tak jako u řešení sporů. Reklamace jsou však mnohem častějším případem než spor i vzhledem k tomu, že spor následuje až po neúspěšném řešení reklamace.

Obecně lze konstatovat, že podrobnosti o postupu při vyřizování reklamací by se odběratel měl dozvědět přímo od konkrétního dodavatele, popřípadě z textu smlouvy nebo všeobecných obchodních podmínek, ve kterých bývá otázka reklamací pravidelně upravena. Důležité pro odběratele budou zejména informace, kde (u koho) přesně a jakou formou musí být reklamační napravena, v jaké lhůtě od zjištění závady nebo porušení standardu kvality musí být taková reklamační uplatněna a dále, zda je na právo uplatnit reklamaci vztažena zásada koncentrace, tedy zda může nebo naopak nesmí být po svém podání reklamační dodatečně měněna (např. co do důvodů) nebo doplňována atd. Odběratel by měl také věnovat pozornost tomu, kolik času si dodavatel na vyřízení reklamační vyhrazuje. Bývá totiž poměrně často opakující se skutečnost, že jednotliví dodavatelé na jedné straně omezují právo odběratele na uplatnění reklamační časovou lhůtou (nejčastěji 30 dnů), po jejímž marném uplynutí již není možné nárokovat vyřízení reklamační a případné oprávněné náhrady, na druhé straně pak dodavatelé nedodržují a prodlužují lhůty, v jejichž rámci jim posouzení a vyřízení reklamační ukládají právní předpisy.

Ačkoli je samozřejmostí, že smluvní úprava by vždy měla být v souladu s právními předpisy, dodavatelem ve smlouvě upravený postup vyřizování reklamací bohužel nemusí být vždy v souladu s těmito právními předpisy, zejména vyhláškou č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a vyhláškou č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu, a to zejména co do lhůt k vyřízení reklamační, které má obchodník k dispozici.

Tyto vyhlášky stanoví požadovanou kvalitu dodávek a služeb souvisejících s regulovanými činnostmi v elektroenergetice, výši náhrad za její nedodržení a lhůty pro uplatnění nároku na tyto náhrady a podle jejich ustanovení lze postupovat tehdy, když odběratel „reklamuje“ nedodržení určitého standardu garantovaného těmito prováděcími právními předpisy.

Problematiku reklamací upravují také:

- **zákon o ochraně spotřebitele**, který ukládá prodávajícímu při přijímání a nakládání s reklamací řadu povinností. Proávajícímu je uložena povinnost řádně spotřebitele informovat o rozsahu, podmínkách a způsobu uplatnění odpovědnosti za vady výrobků a služeb, spolu s údaji o tom, kde lze reklamaci uplatnit. Proávající je zásadně povinen přijmout reklamaci v kterékoli provozovně, v níž je přijetí reklamační možné s ohledem na sortiment zboží nebo poskytovaných služeb;
- **občanský zákoník**, který vedle obecné úpravy odpovědnosti za vady obsahuje také ustanovení, která řadí ujednání vylučující nebo omezující právo spotřebitele při uplatnění odpovědnosti za vady či odpovědnosti za škodu mezi ujednání nepřijatelná.

K právům z odpovědnosti za vady patří rovněž náhrada nutných nákladů, které oprávněnému vznikly v souvislosti s uplatněním práva z odpovědnosti za vady.

Občanský zákoník nevyklučuje právo na náhradu škody způsobené vadou plnění, a to i vedle odpovědnosti za vady. (Uplatnění nároku z odpovědnosti za vady nevyklučuje nárok na náhradu škody, která z vady vznikla – § 510 občanského zákoníku.) Uvedená odpovědnost je upravena zvláštním zákonem č. 59/1998 Sb., o odpovědnosti za škodu způsobenou vadou výrobku, přičemž lze uplatnit i obecnou odpovědnost za škodu v případě, že je aplikace zvláštní odpovědnosti vyloučena. Zvláštní zákon ovšem stanoví, že za výrobek se pro účely tohoto zákona považuje i například elektřina. Podle tohoto zákona je odpovědným subjektem výrobce, dovozce výrobku nebo dodavatel výrobku za podmínky, že nemůže být určen výrobce. Výrobce odpovídá poškozenému za škodu na zdraví, za usmrcení nebo za škodu na jiné věci, určené a užívané převážně k jiným než podnikatelským účelům, vzniklou v důsledku vady výrobku, jestliže poškozený prokáže vadu výrobku, tj. protiprávní úkon (porušení povinnosti dodat výrobek určité kvality), vzniklou škodu (majetková újma vyjádřitelná penězi) a příčinnou souvislost mezi takovou vadou a škodou.

Z odpovědnosti za způsobenou škodu se lze deliberovat pouze ze zákonem stanovených důvodů. Nicméně povinnost výrobce nahradit škodu způsobenou vadou výrobku nelze předem vyloučit ani omezit jednostranným prohlášením nebo dohodou pod sankcí absolutní neplatnosti.

Právo na náhradu škody podle zvláštního zákona se promlčuje v obecné tříleté lhůtě ode dne, kdy se poškozený dozvěděl, resp. mohl dozvědět o škodě, vadě výrobku a o totožnosti výrobce. Právo na náhradu škody zaniká uplynutím deseti let ode dne, kdy výrobce uvedl vadný výrobek na trh.

15 REGULACE A REGULOVANÉ CENY

Blahoslav Němeček

Potřeba cenové regulace přirozeně monopolních činností přenosu a distribuce elektřiny, zajišťovaných ve veřejném zájmu, je neoddiskutovatelná, a to i v plně liberalizovaném prostředí. Jedná se však o velmi komplexní disciplínu, která je ve své podstatě v zásadním střetu dvou zájmů.

Na jedné straně zde stojí přirozená snaha regulačního orgánu v maximální míře chránit zájmy konečných zákazníků, což je zhmotněno především v úrovni regulovaných cen a dohledu nad rozumným vývojem těchto cen v čase.

Na straně druhé zde stojí oprávněné zájmy investorů v regulovaném odvětví, kteří očekávají, že jejich investice bude generovat stále větší a větší profit. Pokud regulátor nevytvoří rozumný prostor pro tvorbu zisku, regulované subjekty jej mohou generovat na úkor přemrštěných restrikcí v provozních nákladech, což se může z dlouhodobého hlediska velmi negativně podepsat na kvalitě přenosu a distribuce.

15.1 Teorie potřeby regulace

Diskuse o potřebě regulace je úzce spjata s úlohou státu v ekonomice obecně. Teorie ekonomie definuje regulaci jako soubor opatření spočívající v zákonech a pravidlech vydávaných vládou k vyvolání změny nebo ovlivnění aktivit firem.

Dnes rozlišujeme mezi dvěma základními formami regulace:

- Ekonomickou regulací, která je zaměřena na ovlivňování cen v odvětví, podmínek vstupu do odvětví a standardů některých služeb v odvětví. Sem přirozeně spadá regulace veřejně prospěšných činností (distribuce elektřiny, plynu, vody) a některých činností v terciární sféře (veřejná doprava, televize, rozhlas).
- Sociální regulací, což je novější forma regulace svázaná s růstem životní úrovně v rozvinutých státech světa mající základ v rostoucím zájmu o zdraví a bezpečnost pracujících, ochraně spotřebitelů, ochraně životního prostředí apod.

Dále se budeme pohybovat pouze v oblasti ekonomické regulace, k jejímuž institucionálnímu zrodu došlo v USA v roce 1887 založením Interstate Commerce Commission (ICC). Ve dvacátém století se postupně rozvinuly dvě základní teorie regulace.

První z nich je tzv. normativní teorie regulace, vycházející z principu ochrany veřejného zájmu (např. R. W. Boadway a N. Bruce). Tato tradiční teorie se v ekonomické literatuře označuje pojmem „veřejně prospěšná“ regulace přirozeného monopolu. Hlavním argumentem pro aplikaci takové regulace je zabránit monopolistům v jejich cenovém diktátu.

Druhou, zcela opačnou teorií, je teorie zájmových skupin, někdy se používá také pojem „teorie ovládaného regulátora“. Jak je možné dovodit již z názvu, tato teorie považuje regulaci za výsledek vzájemného působení politických sil a ekonomických zájmů regulovaných monopolistů udržet si

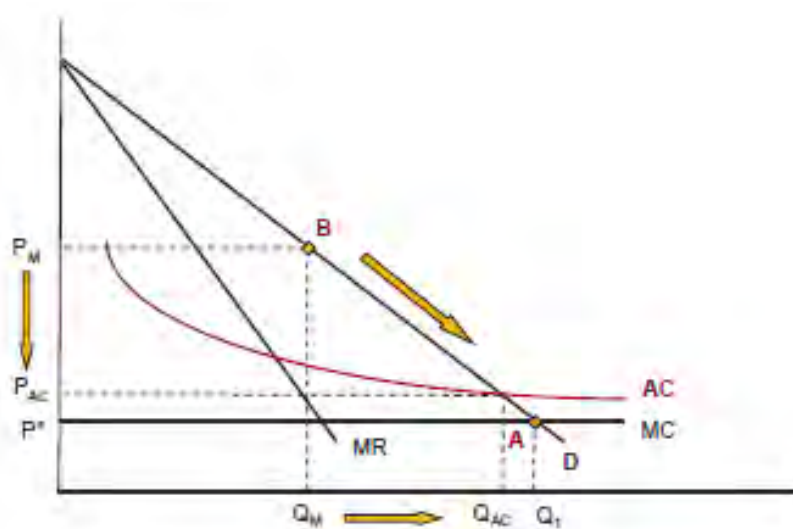
dlouhodobě vlastní výhody v chráněném odvětví. Mezi hlavní propagátory této teorie můžeme zařadit G. Stiglera, A. E. Khana, R. Posnera, M. Watersona, K. D. Schmidta.

Nyní se, ale vraťme k tradiční teorii regulace.

Přirozený monopol, kterým přenos a distribuce elektřiny bezesporu je, spadá do prostředí nedokonalé konkurence. Existence monopolu sama o sobě není nic trestuhodného, naopak. Pokud se právě v případě přirozeného monopolu uvážene využije jeho základní charakteristika, kterou je klesající nákladová funkce, pak neexistuje pro spotřebitele levnější varianty stejného statku.

Obrázek 15.1 se pokouší vystihnout principy fungování veřejně prospěšné regulace monopolu.

Obrázek 15.1: Princip fungování regulace monopolu



Bod B na obrázku 15.1, s odpovídajícím množstvím Q_m , odpovídá neregulovanému prostředí s maximálním ziskem pro monopolistu (rozdíl mezi cenou a průměrnými náklady). Vyjdeme-li dále z klasického pojetí regulace, kde cena má pokrývat průměrné náklady, pak se posouváme po křivce nabídky do rovnovážného bodu s cenou P_{AC} a množstvím Q_{AC} .

Pokud bychom i zde v případě monopolu považovali za optimální takovou cenu, která odpovídá mezním nákladům, jak praví idea ekonomické efektivity, čemuž odpovídá bod A, způsobovali bychom monopolistovi trvalou ztrátu. Důvodem je, že křivka průměrných nákladů AC má klesající charakter, a proto bude vždy $MC < AC$, z toho také plyne, že cena P^* by byla trvale menší než průměrné náklady AC.

Má-li tedy firma v monopolním postavení dlouhodobě zajišťovat většinou zákonem požadované funkce, je třeba, aby regulátor nastavil takové rozdělení důchodu, které budou spotřebitelé vnímat jako spravedlivé, a monopolistovi, je-li za ním soukromý kapitál, zajistí přiměřený zisk.

15.2 Obecné metody cenové regulace

Existuje celá řada metod regulace cen nebo regulace výnosů, z nichž jsou následně ceny stanovovány, lišících se v základní filosofii přístupu k regulovaným subjektům. Všechny mají shodný a relativně primitivní základní cíl: omezit moc přirozených monopolů ve snaze zvyšovat nepřiměřené ceny, realizovat neoprávněné nadstandardní zisky. V teorii se způsoby, jimiž se dosahuje těchto

cílů, značně liší, praktická aplikace se však vyznačuje vzájemným přejímáním některých osvědčených dílčích kroků „konkurenčních“ metod, čímž dochází k jejich postupnému sblížení.

Tím, jak se postupně vyvíjí globální ekonomika, jsou nad rámce výše uvedeného základního cíle uplatňována i další kritéria ke stimulaci regulovaných subjektů žádoucím směrem v návaznosti na rozvinutost ekonomiky. V dnešní praxi se proto hlavně v rozvinutých ekonomikách setkáváme s principy tzv. „Performance based incentive regulation“. Jedná se o pobídkovou regulaci sledující např. tlak na snižování ztrát v sítích, pobídky k investicím, zlepšení kvality apod.

Nyní se však vraťme více do historie.

15.2.1 Regulace míry výnosnosti (ROR – rate of return)

Tato metoda se tradičně uplatňuje již řadu desetiletí v USA a je dnes chápána spíše jako nepružný přístup k regulaci nejen soukromých monopolů, ale i státních monopolních podniků.

Regulace míry výnosnosti se často nazývá regulací nákladů služby, neboť umožňuje společnostem, aby do regulované ceny zahrnuly náklady, na nichž se shodnou s regulátorem (tj. náklady, které dle názoru regulátora odrážejí náročnost zajištění jimi požadované úrovně služeb konečným uživatelům). Podstatu tohoto způsobu regulace popisuje následující vzorec:

$$RR_{i,t} = OE_{i,t} + D_{i,t} + T_{i,t} + (RB_i \times ROR)_t \quad (1)$$

$RR_{i,t}$	dosažitelný výnos
$T_{i,t}$	daně
$OE_{i,t}$	provozní náklady (bez odpisů)
RB_i	základna, k níž je vztahena míra výnosnosti
$D_{i,t}$	odpisy
ROR	míra výnosnosti
i	index specifikující firmu
t	uvažovaný rok

Společnosti v tomto případě obvykle předloží regulátorovi údaje o nákladech, objemu kapitálu a ceně kapitálu za určité dohodnuté období (nejčastěji tímto obdobím bývá poslední účetně uzavřený kalendářní rok předcházející období, pro něž se cenová regulace provádí). Regulátor provede audit a analýzu těchto údajů, stanoví předpokládaný vývoj do budoucna a na základě přiměřené míry výnosnosti (stanovené regulačním orgánem) určí celkové příjmy společnosti. Tyto obvykle zůstávají v platnosti do té doby, dokud společnost nepožádá regulátora o jejich revizi (což nastává zejména v okamžiku klesající ziskovosti).

Tato metoda má řadu variant v závislosti na volbě základny, k níž se míra výnosnosti vztahuje. Necht' jsou označeny podle ukazatelů rentability, z nichž vychází.

A) ROA (return on assets) – rentabilita celkového kapitálu:

$$ROA = \frac{\text{zisk}}{\text{celkový kapitál}} \quad (2)$$

Tato regulace definuje výši zisku jako procento z celkového kapitálu. V tomto případě je tedy finanční struktura irelevantní, neboť ukazatel hodnotí reprodukci veškerého kapitálu vloženého do firmy bez ohledu na jeho původ (zda je vlastní či cizí). Z hlediska finanční analýzy je nezbytné připomenout, který zisk je ve vztahu (1b) zmiňován. Většinou se počítá se ziskem před zdaněním a před úroky placenými z cizího kapitálu, v některých případech (např. v USA) se uvažuje zisk po zdanění, k němuž je přičten „zdaněný“ úrok. V prvním případě není efekt zdanění vůbec podchyten. Jelikož je však daň ze zisku přirozenou součástí ekonomického prostředí, jeví se jako vhodnější aplikace druhého případu.

Volba kapitálové struktury je však u regulace velmi důležitá a v době výrazného kolísání akciových a finančních trhů, jichž jsme nyní svědci, může hrát stěžejní roli. Z tohoto důvodu se používá tzv. vážená cena kapitálu (Weighted Average Cost of Capital), charakterizovaná obecným vztahem:

$$WACC = W_1 \times K_1 + W_2 \times K_2 + \dots + W_n \times K_n \quad (3)$$

W_i	váha i-tého zdroje financí společnosti
K_i	cena i-tého zdroje financí společnosti
N	rozdílné zdroje financování společnosti

Z hlediska regulace budou relevantní především následující zdroje financování:

- vlastní kapitál,
- cizí kapitál (obvykle uvažován pouze dlouhodobý).

Pro ocenění vlastního kapitálu lze použít diskont, stanovený pomocí modelu CAPM (Capital Asset Pricing Model), který tuto cenu kapitálu definuje jako součet bezrizikové sazby a prémie za riziko:

$$r_{vl} = i + \beta \times (r_m - i) \quad (4)$$

I	bezrizikový výnos (obvykle se stanovuje na základě výnosu vládních dluhopisů)
r_m	tržní výnos
$r_m - i$	prémie za tržní riziko (market risk premium)
β	ukazatel rizika jednotlivých cenných papírů (koeficient udávající citlivost hodnoty cenného papíru na tržní změny)

Cizí kapitál je možné ocenit úrokovou sazbou v současnosti poskytovaných úvěrů. Váhou příslušného zdroje financí se rozumí jeho podíl na celkovém kapitálu. Vzorec (3) lze tedy přepsat následujícím způsobem:

$$WACC = r_{aktiv} = \frac{E}{D + E} \times r_{vl} + \frac{D}{D + E} \times r_{dluh} \times (1 - t) \quad (5)$$

E	vlastní jmění
D	dluh (cizí kapitál)
r_{aktiv}	výnos celkových aktiv (celkového kapitálu)
r_{vl}	výnos vlastního jmění

r_{dluh}	výnos cizího kapitálu
t	daňová sazba

B) ROE (*return on equity*) – rentabilita vlastního kapitálu:

$$ROE = \frac{zisk}{vlastní\ kapitál} \quad (6)$$

Tato metoda definuje výši zisku na základě výnosnosti vlastního kapitálu (zde se obvykle pracuje se ziskem po zdanění). Nevýhodou tohoto způsobu regulace z hlediska regulovaného subjektu je, že v případě, že v jeho kapitálové struktuře má ne zcela zanedbatelný podíl dlouhodobý cizí kapitál, regulátor mu přisoudí nižší zisky než subjektu s nižší mírou zadlužení.

C) ROOA (*return on operational assets*) – rentabilita provozních aktiv:

$$ROOA = \frac{zisk}{provozní\ aktiva} \quad (7)$$

V případě volby této varianty se zisk stanoví ve vztahu k provozním aktivům – jejich definice však není zcela jednoznačná.

Není žádných pochyb, že do provozních aktiv patří stálá aktiva charakteru dlouhodobého (hmotného i nehmotného) majetku, nezbytného pro zajištění dané činnosti (tj. v žádném případě by se v provozních aktivech neměl objevit majetek, který není využíván, resp. je pronajímán). Tento však musí být očištěn jednak o poskytnuté zálohy na dlouhodobý majetek, jednak o nedokončené investice.

Stálá aktiva, která mají charakter finančních investic, již nejsou zcela jasně zařaditelná. V případě, že finanční investice jsou jednou ze základních činností podniku, není sporu o jejich zahrnutí do provozních aktiv. Vzhledem k tomu, že regulované subjekty v energetice do takové skupiny firem nezapadají, doporučuje se tato aktiva uvažovat jako provozní jen tehdy, jestliže spolu s investicí do jiné společnosti dochází ke vzájemnému propojení hlavních činností obou společností. Tedy jedná-li se například o outsourcing určitých původně regulovaných aktivit. Obecně je však vhodnější tento druh aktiv do operativních aktiv nezahrnovat.

Mezi provozní aktiva bezesporu patří i hodnota majetku, pořízená formou finančního leasingu. Podobně jako někteří odborníci zastávám názor, že by z hlediska zajištění dané činnosti neměl být rozlišován operativní či finanční leasing. Majetek využívaný na základě obou forem leasingu by měl náležet do provozních aktiv. Aktivaci majetku využívaného na základě leasingu však na rozdíl od IFRS české účetní standardy neumožňují.

Z oběžných aktiv by součástí provozních aktiv měly být v určité výši i zásoby a finanční majetek (především peníze a účty v bankách). V souvislosti s tímto však vyvstává otázka stanovení přiměřené výše těchto aktiv, do jaké jsou skutečně nezbytná pro danou činnost.

Jak z výše uvedeného vyplývá, metoda je poměrně náročná nejen z pohledu definice samotné základny pro výpočet zisku, ale i z pohledu stanovení přiměřené míry výnosnosti těchto aktiv. Tento problém se však týká obecně všech regulačních postupů, nikoliv jen této metody.

Toto byl pouze stručný přehled podkategorií ROR. Nyní se vraťme zpět o úroveň výš k hodnocení této a dalších metod.

Regulace míry výnosnosti má silné i slabé stránky. Tak, jak byla nebo je uplatňována např. v USA, umožňuje zastoupení veřejnosti v otázkách týkajících se stanovení cen, míry návratnosti a investování. Žádosti regulovaných subjektů o změnu cen se v konečné fázi obvykle projednávají na veřejném slyšení. Toto však není pravidlem ve všech zemích, kde se metoda realizuje. Společnosti se tak dostávají pod dohled veřejnosti. Přestože je tento prvek obecně vnímán velmi pozitivně, z praktických zkušeností načerpaných během mého studijního pobytu v Public Utility Research Center při University of Florida a diskusí s regulátory některých amerických států, za účasti ne-kvalifikovaného nebo účelově najatého publika se veřejné slyšení stává fraškou a může se v konečném důsledku obrátit proti zákazníkům, protože firma např. není schopna udržovat a obnovovat zařízení apod.

Hlavní výhrada proti této metodě spočívá v tom, že neposkytuje podněty pro omezení růstu, resp. snížení provozních nákladů a pro efektivní zlepšování, neboť regulátor by dodatečný zisk okamžitě odčerpal ve prospěch zákazníků, ale naopak odměňuje přeinvestování.

Mezi další nedostatky, pro něž bývá metoda odmítána, patří velká náročnost z hlediska získávání, zpracování a analýzy detailních údajů, která klade požadavky na rozsáhlou byrokratickou strukturu. Navíc regulátor bývá v nevýhodě při rozhodování o tom, které z nákladů jsou a které nejsou nezbytné. Regulátor disponuje ve všech ohledech menším množstvím informací než regulované subjekty, které je úřadu selektivně předkládají.

Základním problémem tohoto způsobu regulace v praxi je nesporně otázka „přiměřenosti“ míry rentability. V ekonomii existuje mnoho úrokových sazeb, vyjadřujících různou míru rizika, a neexistuje jednoznačné kritérium pro její výběr. Ačkoliv by se otázka „několika setin procenta“ mohla zdát malicherná, celková změna dosahovaného zisku představuje vzhledem k velkému objemu aktiv značnou finanční částku.

K vyloučení alespoň některých slabých stránek byly vyvinuty další metody, založené na pobídkách k ekonomické efektivnosti.

15.2.2 Metoda cenových limitů (price cap)

Tato metoda byla vyvinuta ve Velké Británii, je uvolněnější a administrativně méně náročná. Obecně je známa pod názvem „RPI-X“ nebo také jako „regulace založená na výkonnosti“ (performance based regulation).

Základem tohoto modelu je uplatnění cenových limitů (tj. definování růstu cen, a tedy oddělení zisků subjektů od jejich nákladů), umožňujících jednotlivým společnostem volnost v jednání ve všech investičních i provozních rozhodnutích. Na rozdíl od předchozí metody umožňuje regulovaným subjektům realizovat všechny přínosy z efektivnosti, dosažené nad rámec standardu, až do doby následující periodické revize cen. Toto období se označuje jako regulační perioda.

V podstatě tato metoda specifikuje maximální růst cen v určitém časovém období, přičemž tento růst je spjat s indexem vývoje spotřebitelských cen (RPI), resp. indexem vývoje cen výrobců (PPI).

Cenový limit pro uvažovaný rok ($t + 1$) se stanoví dle vztahu:

$$p_{i,t+1} = p_{i,t} \times \left(1 + \frac{RPI - X}{100} \right) + K \quad (8)$$

$p_{i,t}$	cena ve výchozím roce (stanovena analyticky na základě historických dat)
RPI	změna indexu maloobchodních cen (RPI – <i>Retail Price Index</i>), resp. změna indexu cen průmyslových výrobců (PPI – <i>Producer Price Index</i>)
X	faktor produktivity
K	korekční faktor zahrnující náklady, které regulovaná společnost nemůže ovlivnit (exogenní náklady) – např. pokrytí nákladů vztahujících se k změně cen nakupované energie
I	index specifikující firmu

Podle vztahu (8) se definují cenové limity po celou regulační periodu, tj. než je provedena jejich revize. Cyklus revize cen je pravidelný či předem vyhlášený a je víceletý, neměl by však být kratší než tříletý – v tom případě by byly utlumeny podněty ke zvyšování výkonnosti. Regulátor totiž tímto vytváří regulované firmě prostor pro realizaci přínosů z výraznějšího snížení nákladů (nad stanovený rámec). Po skončení cyklu regulátor opakuje revizi cen (analýzou historických dat, podnikatelských koncepcí apod.) a stanoví nové výchozí ceny pro následující cyklus.

Analýze podléhá i faktor produktivity (nebo též efektivnosti) X. Jeho význam při regulaci spočívá v tom, že jeho prostřednictvím v podstatě regulátor může stanovit pomalejší růst regulovaných cen než cen ostatních, čímž jsou regulované společnosti nuceny ke zvyšování efektivity (tj. X nabývá kladných hodnot). Nastaví-li regulátor faktor X na zápornou hodnotu, přiznává tímto (z věcných příčin) regulovanému subjektu potřebu mimořádných investic k dosažení jím požadované úrovně výkonnostních parametrů, zejména zvýšení spolehlivosti provozu soustavy (přenosové, resp. distribuční), a v konečném důsledku regulované ceny rostou rychleji než ostatní ceny.

Faktor X se regulovaným subjektům obvykle stanoví individuálně (v procentních bodech), a to na základě analýzy historických dat, vzájemného porovnávání výkonnosti srovnatelných subjektů a z toho odvozených předpokládaných přínosů růstem výkonnosti v regulační periodě. Klíčovým problémem je v tomto případě otázka frekvence změn tohoto faktoru. Bude-li měněn příliš často (například každoročně), pak tento způsob regulace povede ke stejným negativním efektům jako regulace na základě míry výnosnosti (tj. k neochotě zvyšovat efektivnost a především k přeinvestování). V případě, že faktor X nebude měněn po dlouhou dobu, zvyšuje se riziko regulačního omylu, kdy regulátor nastaví růst cen příliš „velkoryse“, tehdy budou firmy dosahovat velmi snadno vysokých zisků, nebo naopak příliš restriktivně, což by mohlo ohrozit finanční stabilitu regulovaných subjektů. Jako optimální se jeví právě tří až pětiletý interval stanovování tohoto elementu.

Dalším z problémů, jak v teoretické, tak i v praktické rovině, je kalkulace odpovídajících výchozích cen a faktoru efektivity. Pro dosažení budoucích přínosů z realizace vyšší ekonomické efektivnosti potřebuje mít regulační orgán detailní informace o výsledcích podnikání v odvětví a o budoucím vývoji energetického trhu (poptávka, riziko apod.). V případě, kdy se tato metoda aplikuje poprvé, toto znamená obzvláště obtížný úkol. Za situace, kdy je navíc současně řešena i určitá transformace sektoru či liberalizace, je pro aplikaci této regulační metody typické nevhodné nastavení prvotních parametrů, které si následně vyžádá další zásahy do cenové regulace, a tedy porušení výše uvedených principů.

Přednost tohoto způsobu regulace spočívá v tom, že poskytuje regulovaným subjektům mnohem účinnější impulsy ke snižování nákladů, a tedy efektivnějšímu využívání kapitálu než regulace míry návratnosti, neboť firmy v plném rozsahu realizují zisk ze snížení nákladů pod úroveň regulátorem stanoveného standardu. Přínosem je též relativně jednoduchá metodika, srozumitelnost a jednoznačnost postupů a snížení nákladů na regulaci.

Zde je vhodné poznamenat, že při aplikaci této metody je třeba skutečně setrvat na jednoduchosti a nedovolit rozvolnění základního vzorce různými korekcemi, neboť následně dochází k přesunu rizik na zákazníky.

15.2.3 Metoda výnosových limitů (revenue cap)

Podstatou je stanovení maximálního přípustného výnosu, kterého může regulovaný subjekt dosáhnout. Podobně jako v případě metody cenových limitů je cílem regulátora stimulovat společnost k maximalizaci zisku minimalizací nákladů a udržováním jejich úspor, dosažených v průběhu regulačního období. Vzorec (9) ukazuje základní prvky regulace příjmovými limity pro daný rok:

$$R_{i,t+1} = (R_{i,t} + CGA_i \times \Delta Cust_i) \times \left(1 + \frac{RPI - X}{100}\right) + K \quad (9)$$

$R_{i,t+1}$ příjem v uvažovaném roce

$R_{i,t}$ příjem ve výchozím roce (stanoven analyticky na základě historických dat)

CGA_i koeficient respektující přírůstek zákazníků (Kč/zákazníka)

$\Delta Cust_i$ změna počtu zákazníků

RPI změna indexu maloobchodních cen ($RPI - Retail Price Index$), resp. změna indexu cen průmyslových výrobců ($PPI - Producer Price Index$)

X faktor produktivity (efektivnosti)

K korekční faktor zahrnující náklady, které regulovaná společnost nemůže ovlivnit (exogenní náklady)

i index specifikující firmu

Tento model lze aplikovat i ve formě regulace příjmu na zákazníka (revenue-per-customer), kdy člen CGA je roven průměrnému příjmu na zákazníka.

Výhoda metody příjmových limitů spočívá v tom, že v případě podniků s více produkty může být stanovena horní hranice pro každý produkt zvlášť.

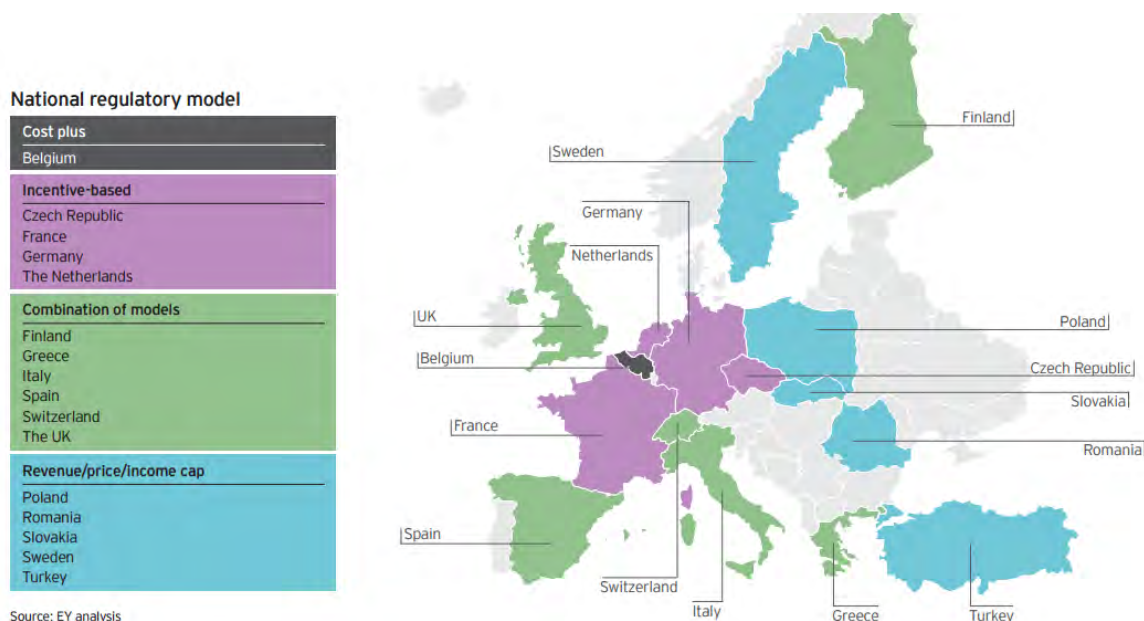
15.3 Zahraniční regulační praxe

Regulační principy a metody, postavené na konceptu liberalizovaného trhu, kde regulaci podléhá pouze činnost přenosu a distribuce elektřiny, jsou ve světovém měřítku dosti ojedinělé a do jisté míry unikátní. V rozvojových zemích Afriky, Asie, Jižní Ameriky, stejně jako v řadě států USA stále dominuje regulace celé energetické vertikály od výroby po dodávku konečným zákazníkům obvykle založená na principu „Rate of Return“ v různých modifikacích. V řadě regionů světa se rovněž uplatňuje i tzv. regulace prostřednictvím licence (autorizace), kde příslušné státy organizují

tendry, jejichž prostřednictvím lákají investory, aby např. elektrifikovali (často včetně výstavby zdrojů) nebo významně renovovali určitý region během určitého období a zároveň deklarují závazek vůči investorovi v podobě státem garantovaného ročního minimálního nebo pevného výnosu.

Nyní se však podrobněji věnujme Evropě. Aktuálně používané regulační metody se však i v rámci Evropské unie významně liší. Motivační metody regulace jsou primárně podporované Evropskou komisí a postupně nahrazují zastaralé metody „Cost Plus“ a „Rate of Return“, které neutily společnosti zvyšovat provozní efektivitu. Motivační regulace vede společnosti ke zlepšení jejich investiční a provozní efektivitě a má zajistit, aby z této efektivitě profitovali také spotřebitelé.

Obrázek 15.2: Metody regulace používané v Evropě. Pramen: Analýza EY



Pokud se podíváme na regulační vzorce používané např. v Irsku nebo Německu a porovnáme je se vzorcem Energetického regulačního úřadu z druhého regulačního období, zjistíme, že vzorec ERÚ je zastaralý a nezahrnuje kromě tradiční formule RPI – X žádné další motivační parametry.

Právě motivace společností orientovaná na kvalitu dodávky elektřiny je v obou zemích vysoce využívána. V Irsku jsou společnosti, které nedosáhnou požadované kvality dodávky, penalizovány odebráním části povolených výnosů až do výše 4 % ročně. V případě Německa jsou stanoveny čtyři dimenze kontroly kvality. Kromě penalizací v podobě odebrání povolených výnosů zde platí také garantované standardy kvality, které, pokud jsou porušeny, je distribuční společnost povinna uhradit zákazníkům předem stanovenou pokutu.

Další oblastí, ve které by bylo možné se teoreticky inspirovat od německého regulátora, je způsob určování faktoru efektivitě X pomocí benchmarkingu. V současné chvíli působí na území ČR v energetickém sektoru většina německých firem a také z tohoto důvodu by bylo vhodné pokusit se zapojit do společného benchmarkingu. Při nastavování regulace pomocí metody revenue-cap byl ERÚ jediným regulátorem, který stanovil faktor efektivitě globálně bez použití benchmarkingu.

Zde je však třeba mít na paměti nutné vstupní předpoklady pro provedení kvalitního benchmarkingu dnes často používanými nástroji, jako je např. metoda DEA (Data Envelopment

Analysis), pracující na bázi lineárního programování. Jedním z nich je samozřejmě dostatečný počet společností, které se mají a dají vzájemně porovnávat.

Pokud se jedná o výběr mezi metodami Price-Cap nebo Revenue-Cap, je třeba vycházet z konkrétních podmínek a stavu prostředí přičemž, vhodnost jedné či druhé varianty se může střednědobě měnit.

V případě metody regulace na povolené výnosy je regulátorem garantován roční výnos v rámci regulační periody, přičemž ceny se stanoví před začátkem roku tak, aby při predikci spotřeby a dalších faktorů bylo dosaženo právě tohoto výnosu. Pokud tento výnos dosažen není nebo je naopak vybráno více peněz, než bylo povoleno, regulátor o příslušnou deltu upraví nastavení cen na další rok.

Pokud jde o regulaci na průměrnou cenu, regulátor na každý rok stanoví přímo cenu nebo ceny, přičemž při odchylce spotřeby nebo větším přírůstkem zákazníků může příslušný regulovaný subjekt vydělat více, může ovšem také vydělat méně. Tato varianta je podstatně jednodušší, neboť není třeba vyčíslovat a následně provádět příslušné korekce.

Vzhledem k možné volatilitě zapříčiněné závislostí na externích faktorech (počasí, poptávka, apod.) se vyznačuje regulace na cenu vyšší mírou rizika, což regulovaný subjekt oprávněně požaduje zohlednit při nastavení míry výnosnosti.

Pokud vezmeme v úvahu, že Česká ekonomika bude z důvodu růstu HDP, i přes prováděná opatření ke snížení energetické náročnosti, vykazovat mírný permanentní růst spotřeby elektřiny, jeví se i při uvažování nižšího rizika volit metodu regulace na výnosy, neboť rostoucí spotřeba napomáhá ředit přiznané výnosy a cena je na následující rok o přírůstek spotřeby nižší.

Počáteční přílišná koncentrace regulátorů na ekonomickou motivační regulaci a na motivaci regulovaných společností k zefektivnění provozu sítí měla v mnohých případech jen „poloviční úspěch“. Praxe potvrdila teoretické předpoklady o tom, že ekonomická regulace bez patřičné vazby na regulaci kvality poskytovaných služeb může znamenat zhoršení kvality těchto služeb. Aplikovaná motivační ekonomická regulace motivovala sice regulované společnosti ke snižování nákladů a kapitálových výdajů a ke zvyšování zisku, přitom však společnosti často nebraly přílišné ohledy na kvalitu sítí a kvalitu poskytovaných služeb. Kvalita sítí a poskytovaných služeb se tak v mnohých případech výrazně zhoršila.

V posledním desetiletí si regulátoři začali stále více a více uvědomovat závažnost důsledků orientace pouze na ekonomickou regulaci i nutnost realizace opatření směřujících k provázání ekonomické regulace s regulací kvality. Nejen v teorii platí, že cena služby a její kvalita jsou těsně svázány: vyšší kvalita dodávek obvykle stojí více peněz, což se odráží ve vyšší ceně služeb. Optimální úroveň kvality by měla být založena na rovnováze mezních nákladů a zisků. Uživatel sítě je ochoten platit za poskytovanou službu vyšší cenu jen v případě, jestliže jeho marginální užitek z vyšší kvality poskytované služby je stejný nebo vyšší, než je nárůst ceny poskytované služby. „Hitem“ posledního desetiletí se tak stala vazba motivační ekonomické regulace s regulací kvalitativních ukazatelů dodávek, služeb atd.

Integrované motivační mechanismy regulace se začaly v širším měřítku vyvíjet a uplatňovat v Evropě na počátku tohoto století. Podle poslední srovnávací studie CEER byla integrovaná motivační regulace pro distribuci elektřiny uplatňována v roce 2004 v osmi z devatenácti sledovaných evropských zemí, a to ve Velké Británii, Maďarsku, Irsku, Itálii, Norsku, Portugalsku, Švédsku a Estonsku. Dalších šest zemí se v té době integrovanou motivační regulaci chystalo zavést (Španělsko, Finsko, Francie, Lotyšsko, Polsko, Slovinsko). Vedle již zmiňovaných zemí byl integrovaný motivační režim regulace dále zaveden v roce 2007 i v Holandsku a Německu.

Z dosavadních zkušeností s uplatňováním mechanismu integrované motivační regulace vyplývá doporučení, podle něhož by počet sledovaných ukazatelů kvality poskytovaných služeb neměl být příliš vysoký. Minimálně v počátečním stádiu regulace je vhodné počet omezit na jeden nebo dva, maximálně tři ukazatele. Důležitá je také otázka volby vhodných ukazatelů, hrozí totiž nebezpečí, že akcentace důležitosti jednoho ukazatele na úkor druhého může regulovaný subjekt svádět k zanedbávání péče o tu kvalitu, jejíž ukazatel je považován za méně významný. V současné době se evropská regulátoři při uplatňování mechanismu integrované motivační regulace zaměřují především na ukazatele spolehlivosti distribuce nebo přenosu elektřiny a při regulaci uplatňují maximálně tři ukazatele této kvality, související zejména s dlouhodobými přerušeními distribuce nebo přenosu elektřiny (přerušení delší než tři minuty). Zpravidla jimi bývají SAIFI, SAIDI nebo jejich alternativy. Ve světě lze nalézt i příklady, kdy regulační autority uplatňují vedle ukazatelů spolehlivosti distribuce elektřiny i další ukazatele kvality, související spíše s komerční kvalitou služeb.

Stanovení standardů kvality, tj. hodnot ukazatelů kvality, kterých by měl regulovaný subjekt dosáhnout (dosahovat) v průběhu sledovaného období, je velmi odpovědným a časově náročným úkolem každé regulační autority. Je třeba si uvědomit, že tyto hodnoty musí být nastaveny tak, aby byly pro regulované subjekty motivační a dosažitelné. Bonus reflektující vynaložené náklady regulovaného subjektu by měl být vyplacen pouze za dosaženou kvalitu služby přesahující stanovený standard kvality a naopak penále by mělo být aplikováno pouze v případě, že kvalita služby nedosáhne požadovaného standardu.

Standardní hodnoty ukazatelů kvality bývají v praxi nastavovány na delší časové období, které je totožné s regulační periodou. V průběhu tohoto období hodnota standardu zůstává stejná, nebo se může měnit v čase (zprísnění standardu kvality). Hodnoty ukazatelů kvality jsou většinou stanovovány pro každý regulovaný subjekt individuálně. V každé společnosti existují specifické faktory, které spoluurčují úroveň spolehlivosti, např. geografické poměry. Při určování počátečních standardů regulační autority přihlížejí také k historické úrovni spolehlivostních parametrů příslušné společnosti. Pokud je uplatňován režim zprísnění standardu kvality v průběhu sledovaného období, pak je tento režim uplatňován buď jednotně pro všechny regulované subjekty (benchmarkem zprísnění standardu jsou subjekty s nejlepší výkonností – viz např. Holandsko) nebo individuálně, kde zpravidla na subjekty s horší výkonností je uplatněn přísnější režim regulace standardu (například v Maďarsku se meziroční změna standardu SAIDI pohybuje v závislosti na výkonnosti subjektů v rozmezí mezi 1 % až 5 %. Podobně postupuje i italský regulátor).

Hodnoty standardů se v praxi v zásadě stanovují dvěma způsoby:

- statistickým zpracováním časových řad údajů za předešlé delší časové období. Tento způsob je využíván ve většině států, které uplatňují mechanismus integrované motivační regulace (Itálie, Portugalsko, Irsko, Holandsko, Maďarsko, Velká Británie, USA atd.);
- využitím matematického inženýrského modelu sítě a normovaných hodnot výkonnosti sítě. Tento způsob stanovování standardů výkonnosti sítě je uplatňován například ve Švédsku a v Norsku.

Většina prakticky aplikovaných mechanismů integrované motivační regulace využívá formu symetrické funkční závislosti mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb, i když charakter a parametry této funkční závislosti se často a významně liší v závislosti na cílech, kterých chce příslušná regulační autorita dosáhnout, na specifických podmínkách příslušné země a regulovaných subjektů apod.

Obecně lze funkční závislost mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb popsat následujícím nej-jednodušším funkčním vztahem:

$$\Delta PV_t = CK \cdot (STQ - DUQ_{t-2}) \quad (10)$$

ΔPV_t finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou kvalitu služeb

T pořadové číslo regulovaného roku

CK jednotková cena kvality

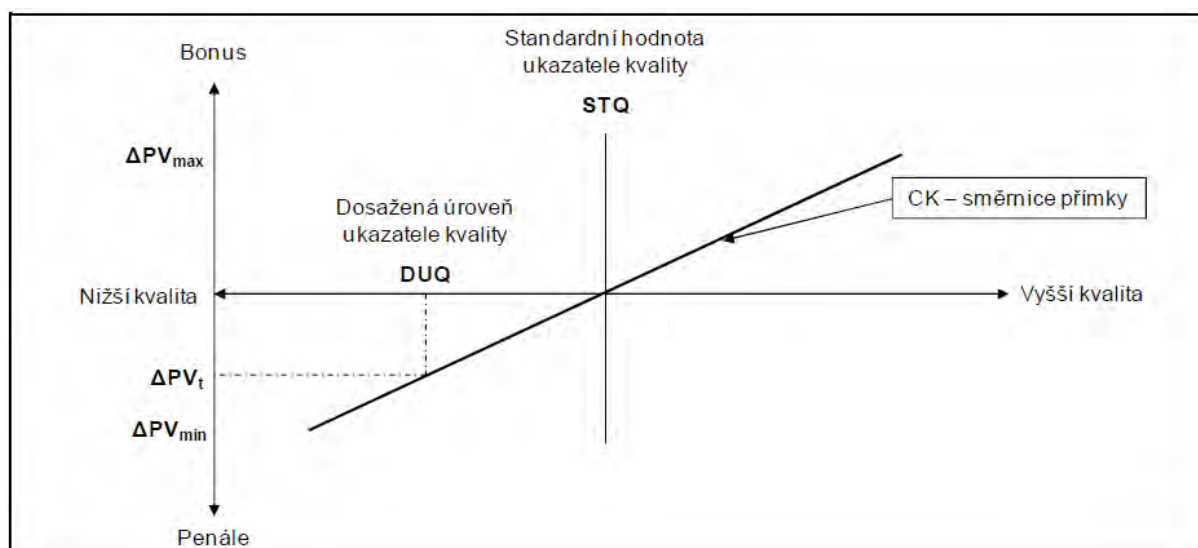
STQ hodnota požadované úrovně ukazatele kvality

DUQ hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce, rozhodném hodnocení kvality služeb pro příslušný rok regulačního období (regulátoři zpravidla obdrží údaje pro hodnocení kvality služeb s ročním zpožděním)

Za účelem vyloučení náhodných výkyvů v kvalitativní výkonnosti společnosti v jednotlivých letech regulačního období používají regulátoři často metodu průměrování kvalitativní výkonnosti za delší časové období. Teprve výsledné průměrné hodnoty ukazatelů kvality jsou porovnávány se stanovenou standardní hodnotou a vůči nim je pak uplatňována bonifikace nebo penalizace. Regulátoři zpravidla používají dvouleté nebo tříleté průměry z hodnot sledovaných ukazatelů kvality. V praxi to pak znamená, že v povolených příjmech se bonus nebo penále za dosaženou kvalitu projeví až s dvouletým zpožděním, přičemž hodnocenými roky z hlediska dosažené úrovně kvality jsou roky $t - 2$, $t - 3$ a $t - 4$.

V tomto případě lze uvedenou funkční závislost mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb graficky vyjádřit pomocí obrázku 15.3. Funkční závislost mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb bývá často dále upravena zavedením limitu ΔPV_{\max} pro vyplácení bonusu nebo ΔPV_{\min} pro vyplácení penále za plnění kvality služeb.

Obrázek 15.3: Funkční závislost mezi regulovanými příjmy a kvalitou služeb. Pramen: Studie – Straight Consult



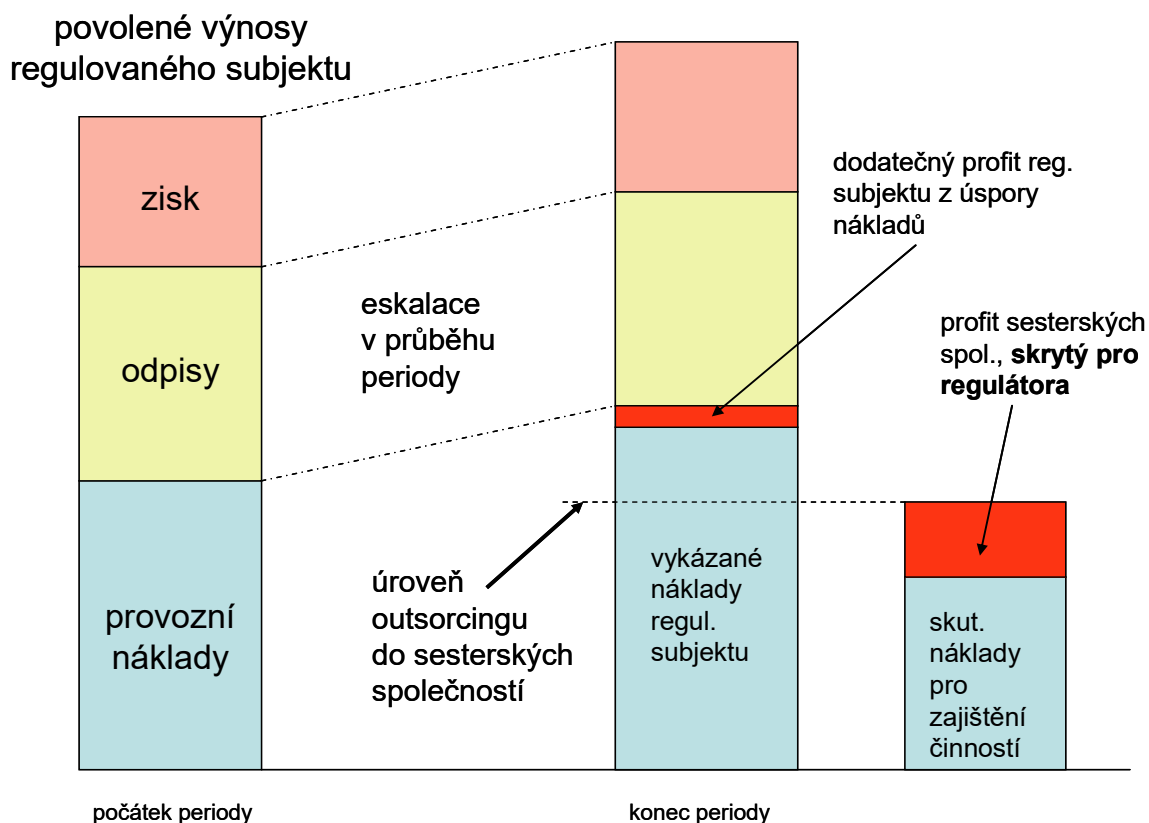
15.4 Metodika regulace pro přenos a distribuci elektřiny pro období let 2010–2014

15.4.1 Základní rámec

Nová energetická legislativa definuje jasný společenský požadavek na transparentní metodiku regulace zajišťující v dlouhodobém horizontu provozovatelům sítí pokrytí jejich oprávněných nákladů, odpisů a přiměřených zisků na straně jedné, spravedlivou cenu a kvalitní servis zákazníkům na straně druhé.

Základním cílem při nastavování parametrů regulace pro činnosti přenosu a distribuce elektřiny bylo odstranit nedostatky regulačního rámce používaného v druhém regulačním období a do systému regulace doplnit principy vyvolané změnou prostředí (ekonomiky), legislativy, vývojem trhu a úspěšně aplikované v zahraničí. Nově uvažované postupy musí mimo jiné reagovat na prováděné obcházení regulačního rámce, které lze vyjádřit obrázkem 15.4.

Obrázek 15.4: Princip obcházení regulačního rámce



Pobídkový mechanismus regulace, motivující provozovatele sítí k úsporám nákladů, o které by se měli následně podělit se zákazníky, se dá obejít tím, že se řada činností provozovatele vyvede mimo vliv regulace do sesterských společností shodného energetického koncernu. Skutečné úspory se pak transformují do zisků těchto servisních organizací mimo regulovaný subjekt, a tedy přímý dosah regulátora.

Není-li společenská (politická) vůle k tomu, aby se legislativně přísně vymezilo, jaké konkrétní činnosti je možné nakupovat zvenčí a které činnosti musí provádět přímo zaměstnanci firmy, je nutné hledat řešení uvedeného problému v regulaci samotné. Opatření se dají rozdělit do dvou samostatných skupin, jako přímé a nepřímé.

Typické nepřímé opatření je zavedení promítání dosahované kvality poskytované distribuční služby do výnosové regulace cen (tomuto tématu se budeme dále věnovat).

Mezi přímá opatření by samozřejmě patřila precizní analýza jednotlivých outsourcovaných, resp. nakupovaných služeb a porovnání aplikovaných cen s cenami obdobných služeb v konkurenčním prostředí. Rovněž se nabízí možnost řady benchmarkingových postupů, ale to dává smysl pouze s využitím porovnatelných dat zahraničních společností, neboť není možné porovnávat pouze tři domácí distributory s tím, že Prahu (PRE distribuce) není rovněž dost dobře možné porovnávat s ČEZ Distribuce a E.ON Distribuce.

Za současné situace lze říci, že rychlejší cestou k cíli by měl být přístup přes rozbor SLA smluv mezi regulovaným provozovatelem a neregulovanými většinou sesterskými společnostmi nebo mateřskou společností v rámci těchto energetických koncernů.

Na tomto místě by se dal doporučit velmi striktní postup podložený samozřejmě legislativou, který by byl postaven na axiomu, že outsourcovat se má jen to, co bude vykonáváno efektivněji, než kdyby si danou činnost zajišťoval přímo sám provozovatel. To by také prakticky znamenalo, že na tyto outsourcované činnosti by se jejich poskytovatelé museli vybírat prostřednictvím soutěže, aby byly následně vykonávány za „tržní ceny“.

Další dílčí nedostatky, které byly identifikovány při hodnocení druhého regulačního období a které je třeba v třetím období řešit, lze spatřovat v těchto oblastech:

- potřebu zahrnovat do regulovaných příjmů veškeré příjmy provozovatele související s činnostmi přenosu nebo distribuce (problém dvojí úhrady),
- stanovení a aplikace korektního tzv. eskalačního faktoru pro meziroční úpravu nákladů,
- objektivní nastavení výnosnosti.

Pokud bychom měli vytknout ještě nějaké specifické hledisko pro uvažovaný rámec regulace, pak je zapotřebí především vnímat potřebu masivních investic u provozovatele přenosové soustavy v nadcházející dekádě související s potřebou obnovy stávajícího zařízení, výstavby nových vedení pro plnění kritéria n-1 ve vazbě na výstavbu nových zdrojů s vyšším instalovaným výkonem bloku a v neposlední řadě je třeba posilovat transformační vazbu mezi PS/DS kvůli prudkému rozvoji obnovitelných zdrojů na úrovni distribučních soustav. Samostatným fenoménem bude realizace společných projektů více provozovatelů přenosových soustav v rámci budování transevropské přenosové sítě na základě desetiletého rozvojového plánu EU.

Pro spektrum regulovaných činností provozovatele přenosové soustavy je rovněž důležité inovovat stanovování nákladů na nákup podpůrných služeb.

Nyní podrobněji k jednotlivým problémovým oblastem.

15.4.1.1 *Kvalita poskytovaných služeb v regulaci*

V souladu v obecně uznávanou praxí aplikuje ERÚ tři aspekty pohledu na kvalitu distribuce a přenosu elektřiny:

- Aspekt komerční kvality vztahující se k úrovni servisu provozovatele soustavy vůči uživateli sítě.
- Aspekt úrovně plynulosti vztahující se ke spolehlivosti dodávky (distribuce a přenosu) elektřiny, resp. k počtu a době trvání přerušení distribuce a/nebo přenosu elektřiny.
- Aspekt faktické kvality produktu, za čímž je nutné chápat kvalitu napětí a frekvence, vztahující se k charakteristikám napětí v elektrizační síti.

Tento třetí aspekt není přímo předmětem regulace ze strany ERÚ, nicméně je zohledněn v dalších podzákonných normách, jakými jsou pravidla provozování přenosové soustavy a pravidla provozování distribučních soustav (opět v souladu s obecně zavedenou regulační praxí).

K regulaci kvality dodávek elektřiny a souvisejících služeb využívá doposud Energetický regulační úřad dvě metody:

- uplatnění standardů požadované kvality,
- zveřejňování dosažené kvality regulovanými společnostmi.

Pro regulaci komerční kvality pro činnosti distribuce a přenosu elektřiny používá Energetický regulační úřad následující garantované standardy:

- standard dodržení plánovaného omezení nebo přerušení přenosu nebo distribuce elektřiny;
- standard výměny poškozené pojistky;
- standard lhůty pro vyřízení stížnosti na kvalitu elektřiny;
- standard lhůty pro odstranění příčin snížené kvality elektřiny;
- standard zaslání stanoviska k žádosti o připojení zařízení žadatele k zařízení PPS nebo PDS;
- standard umožnění přenosu nebo distribuce elektřiny;
- standard obnovy distribuce elektřiny po přerušení distribuce elektřiny z důvodu prodloužení konečného zákazníka nebo dodavatele sdružené služby s úhradou plateb za poskytnutou distribuci elektřiny;
- standard obnovy distribuce elektřiny po přerušení distribuce elektřiny na žádost dodavatele nebo dodavatele sdružené služby;
- standard lhůty pro vyřízení stížnosti na měření dodávky elektřiny;
- standard lhůty pro vyřízení reklamace měření dodávky elektřiny;
- standard předávání údajů o měření;
- standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování distribuce elektřiny;
- standard dodržení termínu schůzky s konečným zákazníkem.

Pro regulaci kvality spolehlivosti (plynulosti přenosu nebo distribuce elektřiny) používá ERÚ obecné standardy, vyjádřené následujícími ukazateli.

Pro přenos elektřiny:

- průměrná doba trvání jednoho přerušení přenosu elektřiny v minutách za kalendářní rok (CAIDI);
- průměrný počet přerušení přenosu elektřiny vztažený na jeden transformátor, s výjimkou vazebních transformátorů 400/220 kV (obdoba SAIFI).

Pro distribuci elektřiny:

- četnost přerušení distribuce elektřiny daná počtem přerušení distribuce elektřiny za kalendářní rok; četnost přerušení se udává ve tvaru přerušení/rok/zákazník (SAIFI);
- souhrnná doba trvání všech přerušení distribuce elektřiny v minutách za kalendářní rok; souhrnná doba se uvádí ve tvaru minuta/rok/zákazník (SAIDI);
- průměrná doba trvání jednoho přerušení distribuce elektřiny v minutách za kalendářní rok; průměrná doba trvání se uvádí ve tvaru minuta/přerušení (CAIDI).

Při integrovaném motivačním způsobu regulace lze obecný vzorec pro ekonomickou regulaci typu „price cap“ nebo „revenue cap“ se zahrnutím parametru kvality služeb zapsat ve formě:

$$P_t = P_{t-1} \cdot (1 + RPI - X) \pm Q \quad (11)$$

P	obecný symbol pro výnos nebo cenu
T	pořadové číslo regulovaného roku
RPI	index růstu spotřebitelských cen
X	faktor efektivity
Q	finanční vyjádření penalizace nebo bonusu za (ne)dosažení požadované úrovně kvality služeb

Jedná se o standardní vzorec pro výpočet povolených výnosů regulovaného subjektu, který se doplňuje o člen, jenž upravuje hodnotu povolených výnosů o finanční vyjádření penále nebo bonusu za dosaženou úroveň kvality.

Na základě zahraničních zkušeností a praxe při zohlednění národních aspektů je pro III. regulační období zavedena motivační regulace, jejímž cílem je nastavení požadované úrovně kvality poskytovaných služeb ve vztahu k jejich ceně.

Kvalita síťových služeb bude měřena prostřednictvím kombinace ukazatelů SAIDI a SAIFI. Původní úvahy sice směřovaly k podílu těchto ukazatelů (CAIDI), ale jako vhodnější se jeví pracovat přímo s oběma ukazateli v určitém poměru. Vzhledem k tomu, že zde neexistuje relevantní časová řada, ze které by bylo možné dovodit, co nám dělá větší problémy, zda četnost přerušení nebo jejich délka, je vhodné stanovit při vyhodnocování dodržení nastavených limitů pro začátek neutrální poměr 50 : 50.

Parametr SAIFI vyjadřuje průměrný počet přerušení distribuce elektřiny za rok na dané napěťové hladině.

$$SAIFI_h = \frac{\sum_j n_{jh}}{N_{sh}} \quad (12)$$

h	označení hodnocené napěťové hladiny (nn, vn nebo vvn)
j	pořadové číslo události v hodnoceném období (roce)
n_{jh}	celkový počet zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny <i>h</i> postižených alespoň jedním přerušením distribuce elektřiny dané kategorie v důsledku <i>j</i> -té události
N_{sh}	celkový počet zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny <i>h</i> ke konci předchozího kalendářního roku

Parametr SAIDI vyjadřuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušování distribuce elektřiny v minutách za rok na dané napěťové hladině.

$$SAIDI_h = \frac{\sum_j t_{sj}}{N_{sh}} \quad (13)$$

t_{sj} součet všech dob trvání přerušování distribuce elektřiny v důsledku *j*-té události u zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny *h*, stanovený jako:

$$t_{sj} = \sum_i t_{ji} \times n_{jh,i} \quad (14)$$

i	pořadové číslo manipulačního kroku v rámci <i>j</i> -té události,
t_{ji}	doba trvání <i>i</i> -tého manipulačního kroku v rámci <i>j</i> -té události,
n_{jh,i}	počet zákazníků přímo napájených z napěťové hladiny <i>h</i> postižených přerušením distribuce elektřiny dané kategorie v <i>i</i> -tém manipulačním kroku <i>j</i> -té události.

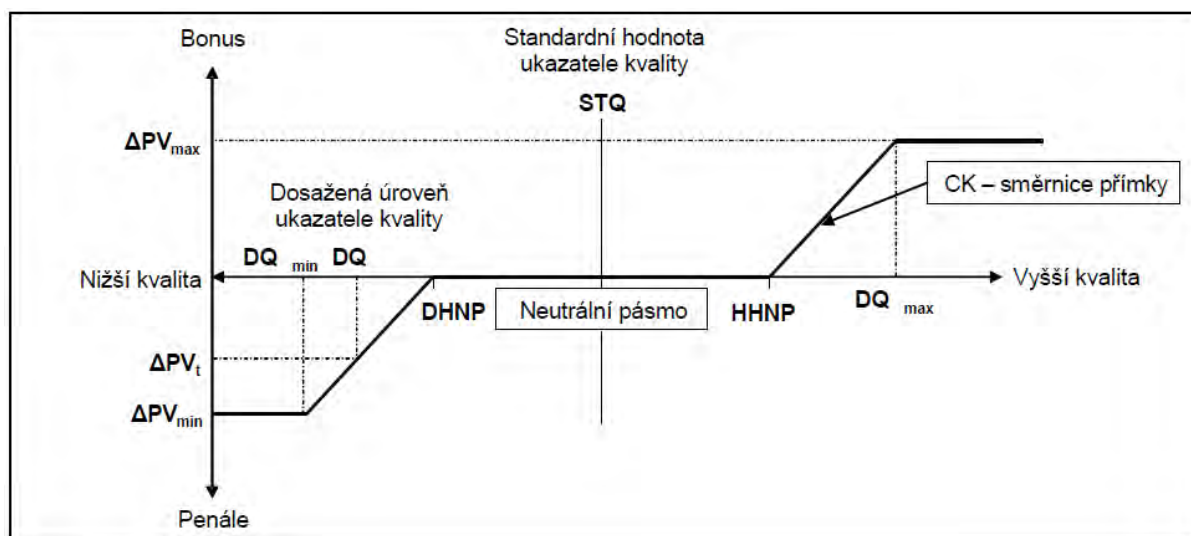
Výše penále nebo bonusu za dosaženou úroveň spolehlivosti přenosu nebo distribuce elektřiny se stanoví v závislosti na dosažené úrovni obecného ukazatele kvality přenosu nebo distribuce elektřiny vzhledem k Úřadem stanovené hodnotě standardu ukazatele této kvality.

Pro jednotlivé držitele licence jsou stanoveny individuální parametry standardu ukazatele kvality. V případě distribuce elektřiny budou hodnoty dosažené úrovně kvality i standardu ukazatele kvality určeny jako celosystémové, tj. pro celou distribuční síť příslušného provozovatele soustavy bez rozlišení napěťových distribučních úrovní dodávky elektřiny.

Současně s požadovanými parametry kvality jsou stanoveny „horní a dolní meze“, nad které již není možné uplatnit vyšší bonifikaci, resp. penalizaci. Systém rovněž zahrnuje uplatnění tzv. „neutrálního pásma“ rozptylu hodnot dosažené kvality služeb od stanoveného standardu, v rámci kterého zůstávají povolené příjmy nezměněny. Tímto je možné eliminovat nahodilé drobné meziroční výkyvy (tj. necílené změny) v kvalitě.

Obecnou funkci mechanismu motivační regulace v oblasti kvality souhrnně vyjadřuje obrázek 15.5.

Obrázek 15.5: Funkční závislost výnosů na kvalitě. Pramen: ERÚ



ΔPV_t finanční vyjádření bonusu nebo penále za dosaženou kvalitu služeb

t pořadové číslo regulovaného roku

DQ hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce rozhodném pro hodnocení kvality služeb pro příslušný rok regulačního období

CK jednotková cena kvality

ΔPV_{max} maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb

ΔPV_{min} maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb

DHNP dolní hranice neutrálního pásma (vyjádřena jako procento z STQ)

HHNP horní hranice neutrálního pásma (vyjádřena jako procento z STQ)

STQ hodnota požadované úrovně ukazatele kvality (parametry SAIDI, SAIFI)

DQ_{max} limitní hodnota ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb

DQ_{min} limitní hodnota ukazatele kvality, do níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb

Vzhledem k tomu, že regulátor stále nemá k dispozici dostatečně dlouhou relevantní časovou řadu validních dat pro nastavení individuálních standardů – ukazatelů SAIFI a SAIDI, je logické, že při uplatňování bonusů, resp. sankcí postupuje spíše konzervativně.

Jak vyplývá z regulační praxe zahraničních regulátorů, jsou obvykle penále nebo bonusy vztaženy k celkovým povoleným výnosům (příjmům). V podmínkách České republiky se regulátor rozhodl vztahovat tyto bonusy či penále pouze k zisku. Důvody, které ho k tomu vedly, jsou v zásadě dva:

- výraznější sankce by mohla zasahovat až do krytí odpisů a provozních nákladů (nákladů na provoz a údržbu), což je v kontradikci s požadavkem na vyšší kvalitu vyžadující vynakládání více prostředků na údržbu, obnovu a rozvoj,
- pouze zisk je odměnou a jako takový může být zvětšován nebo zmenšován.

Konkrétní parametry a meze jsou aktuálně pro IV. regulační období nastaveny takto:

- pásmo necitlivosti: $\pm 5\%$ (PREdistribuce $\pm 10\%$),
- maximální sankce/bonus při 15% nedodržení/zlepšení (PREdistribuce $\pm 25\%$): $\pm 4\%$ ze zisku pro daný regulovaný rok.

15.4.1.2 Eskalační faktor

Eskalačním faktorem obecně rozumíme index, kterým jsou vstupní parametry v rámci regulace navyšovány v dalších letech regulační periody.

Ve druhém regulačním období se používal nepřilíživě vhodný složený index a rovněž se nevhodně aplikoval i na odpisy, což není z věcného hlediska správné, zejména pokud jsou jak na úrovni odpisů, tak majetku uvažovány přeceněné hodnoty a regulace pro další období bude pracovat s plánovanými hodnotami majetku a odpisů.

Nevhodnost dříve používaného indexu cen výrobců PPI je dána především těmito skutečnostmi:

- index PPI je z valné části závislý na vývoji cen ve zpracovatelském průmyslu, což nemá příliš silnou vazbu na strukturu nákladů na straně regulovaných subjektů,
- z opačného pohledu, každé průmyslové odvětví je více či méně závislé na cenách energií, což vede k určitému „zacyklení“ v indexu PPI.

Nevhodnost dříve používaného mzdového indexu MI je dána především tím, že co do struktury a vah jednotlivých příspěvatelů kopíruje tento index strukturu indexu PPI a je silně ovlivňován mzdami např. ve zpracovatelském průmyslu, potravinářství apod.

Při diskuzích v přípravné fázi před začátkem třetí regulační periody vycházel ERÚ s ideou, že bychom při úvahách o struktuře eskalačního faktoru měli vzít v úvahu skutečnou strukturu nákladů jednotlivých společností a rovněž vzít v úvahu skutečnost, že především distribuční společnosti outsourcovali řadu činností do sesterských společností v rámci energetických koncernů, a tudíž bychom měli na tyto činnosti pohlížet tak, jako by byly činnosti nabízeny na komerční bázi třetími subjekty.

Dlouho se diskutovalo, jak podrobně má index kopírovat strukturu nákladů. Nakonec se z analýz ukázalo, že pro účely indexace lze v zásadě rozdělit náklady na dvě základní složky. Na osobní náklady (mzdy) a ostatní náklady, přičemž mzdy tvoří u regulovaných společností zhruba 30 % nákladů.

Pokud jde o mzdy, ty by si měly držet svoji reálnou hodnotu, tzn., měly by kopírovat inflaci. Později úřad ještě připustil určité zpevnování reálné mzdy a rozhodl, že bude inflaci pro účely indexace mezd navyšovat ještě o 1 %.

Zbývalo tedy určit vhodný index pro zbylých 70 % nákladů. Zde se ujala myšlenka používat stejný index, jakým rostou služby v konkurenčním prostředí a tento index přenést jako jakýsi benchmark na regulované náklady, resp. jejich dominantní část.

V tomto ohledu odbor strategie ERÚ vytvořil speciální index jako subindex indexu cen podnikatelských služeb.

Výsledek je tedy takový, že eskalační faktor pro III. regulační období je složen z indexu cen podnikatelských služeb s váhou 70 % a indexu spotřebitelských cen s 1% bonusem a váhou 30 %.

Index cen podnikatelských služeb (IPS) je nyní stanoven jako vážený průměr indexů cen 62-Programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravy krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby vykázaných Českým statistickým úřadem v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód 7008) za měsíc duben roku $i - 1$ na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za služby poskytované v roce 2005.

Index spotřebitelských cen (CPI) odráží běžnou inflaci a je vykázan Českým statistickým úřadem v tabulce indexu spotřebitelských cen 7101 za měsíc duben roku $i - 1$ na základě klouzavého průměru.

15.4.1.3 Ostatní výnosy provozovatelů sítí

Pro III. regulační období bylo navrženo a odsouhlaseno, aby se jako součást povolených výnosů provozovatele přenosové a především provozovatelů distribučních soustav, ze kterých se následně kalkulují tarify, zohlednily kromě přímých tržeb za přenos a distribuci elektřiny také další výnosy provozovatelů související s výkonem činností přenosu a distribuce.

U provozovatele přenosové soustavy se jedná o výnosy z připojení provozovatele přenosové soustavy, u provozovatelů distribučních soustav se v tomto případě jedná o výnosy z penalizace překročení rezervované kapacity a rezervovaného příkonu, nedodržení účinníku a nevyžádané kapacitní dodávky do distribuční sítě.

Tento zápočet je však třeba provádět tak, aby společností zůstala zachována pobídka k udržování těchto „nepopulárních“ agend, zákazníci však některé věci nehradili opakovaně, jako tomu bylo dříve. Z tohoto důvodu bylo navrženo příjmy vykázané z účetní hodnoty účtu časově rozlišených výnosů z připojení násobit koeficientem 0,8. Pak zbývajících 20 % prostředků stále zůstává společností jako pobídka. Pokud by regulátor odebral z této oblasti veškeré prostředky, společností by tyto agendy výrazně utlumily, což by samozřejmě mělo negativní vliv na cenu a kvalitu distribuce elektřiny.

Samostatnou kategorií jsou výnosy z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů. Zde byl doporučen zápočtový koeficient nižší, přibližně 0,6, neboť musí být vytvořen prostor pro úhradu daně, pokrytí nákladů souvisejících se zjištěním a prokázáním neoprávněného odběru a rovněž musí zůstat minimální pobídka ve formě bonusu pro provozovatele.

15.4.2 Regulace přenosu elektřiny

Z povahy věci a s ohledem na dříve uvedené je zřejmé, že výsledný tarif za přenos elektřiny bude mít charakter dvousložkové platby. Stálá složka tarifu kryjící stálé náklady provozovatele je vztažena k výkonu, proměnná složka kryjící náklady na krytí ztrát v přenosové soustavě je vztažena ke skutečně přenesenému množství energie.

Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu přenosové soustavy C_{perci} v Kč/MW je stanovena vztahem:

$$C_{perci} = \frac{UPV_{pei}}{\sum_{k=1}^n RRR_{(PS-VVN)ki}} \quad (15)$$

I	pořadové číslo regulovaného roku
UPV_{pei}[Kč]	hodnota upravených povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená vztahem (16)
RRK_{(PS-VVN)_{ki}}[MW]	roční rezervovaná kapacita (výkonu) přenosové soustavy odběratele k pro regulovaný rok; kapacita zařízení přenosové soustavy je rezervována pro přímého odběratele z přenosové soustavy (bez exportu, bez tranzitu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren z přenosové soustavy v čerpadlovém provozu a bez odběru výrobců, kromě samovýrobců, pro pokrytí spotřeby v areálu výrobní) a pro provozovatele distribuční soustavy připojené k přenosové soustavě; rezervovaná kapacita je pro provozovatele distribuční soustavy, jehož distribuční soustava je připojena k přenosové soustavě, určena průměrem bilančních sald hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za poslední tři ukončená zimní období před regulovaným rokem na rozhraní přenosové a distribuční soustavy; pro přímý odběr z přenosové soustavy je rezervovaná kapacita určena na základě hodnot odběrů z přenosové soustavy v době maxima elektrizační soustavy za poslední ukončené zimní období (listopad až únor) před regulovaným rokem

Upravené povolené výnosy provozovatele přenosové soustavy, tedy hodnota čitatele předchozího vztahu, se stanoví vzorcem:

	$UPV_{pei} = PV_{pei} - V_{peAi} - V_{peosti} - V_{peVYRi} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + Q_{pei} \quad (16)$
PV_{pei} [Kč]	hodnota povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená vztahem (17)
V_{peAi} [Kč]	výnosy z aukcí na přeshraničních profilech přenosové sítě České republiky pro regulovaný rok snížené o související náklady a dále výnosy z mechanismu kompenzací mezi provozovateli přenosových soustav snížené o související náklady; tento parametr je stanoven Úřadem na základě výsledků z účetnictví za poslední účetně ukončený kalendářní rok a s přihlédnutím k očekávaným výsledkům z těchto činností v regulovaném roce
V_{peosti} [Kč]	výnosy z připojení stanovené jako 80 % z účetní hodnoty účtu časově rozlišených výnosů z připojení provozovatele přenosové soustavy k 31. 12. v roce i – 2
V_{peVYRi} [Kč]	výnosy z plateb od výrobců za rezervaci kapacity přenosové soustavy v režimu spotřeby elektřiny při odstaveném výrobním zdroji, stanovené jako součin maximální naměřené hodnoty čtvrt hodinového elektrického výkonu odebraného výrobcem v režimu spotřeby v MW v jednotlivých měsících v roce i – 2 a jednotkové ceny za rezervaci kapacity přenosové soustavy roku i – 2; výnosy z plateb od výrobců v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji se přepočtou na úroveň roku i s uplatněním časové hodnoty peněz, a to vynásobením indexy spotřebitelských cen stanovenými pro rok i – 2 a i – 1
CPI_{i-2} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku i – 2
CPI_{i-1} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku i – 1

Q_{pei} [Kč]	faktor kvality, finančně vyjadřující míru dodržení stanoveného parametru kvality pro činnost přenos elektřiny, který je odvozen od počtu a doby trvání výpadků jednotlivých úseků přenosové soustavy v roce $i - 2$; ukazatel je stanoven vztahem (16)
----------------	---

Budeme-li nyní podrobněji definovat jednotlivé výnosové komponenty, pak základní z nich jsou základní povolené výnosy kryjící povolené náklady odpisy a zisk, které jsou určeny jednoduchých vztahem:

$$PV_{pei} = PN_{pei} + O_{pei} + Z_{pei} \quad (17)$$

PN_{pei} [Kč]	povolené náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění přenosu elektřiny pro regulovaný rok stanovené vztahem (19)
O_{pei} [Kč]	hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok, stanovená vztahem (21)
Z_{pei} [Kč]	zisk provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovený vztahem (22)

$$Q_{pei} = Z_{pei-2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DQ_{maxi-2} - HHNP_{i-2}} \times (DQ_{i-2} - HHNP_{i-2}) \text{ pro } HHNP_{i-2} < DQ_{i-2} < DQ_{maxi-2}$$

$$Q_{pei} = Z_{pei-2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DHNP_{i-2} - DQ_{mini-2}} \times (DQ_{i-2} - DHNP_{i-2}) \text{ pro } DHNP_{i-2} > DQ_{i-2} > DQ_{mini-2}$$

$$Q_{peimax} = Z_{pei-2} \times MAX_{i-2} \text{ pro } DQ_{i-2} > DQ_{maxi-2}$$

$$Q_{peimin} = -Z_{pei-2} \times MAX_{i-2} \text{ pro } DQ_{i-2} < DQ_{mini-2}$$

$$Q_{pei} = 0 \text{ pro } DHNP_{i-2} \leq DQ_{i-2} \leq HHNP_{i-2} \quad (18)$$

Z_{pei-2} [Kč]	výše povoleného zisku provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny v roce $i - 2$
MAX_{i-2} [-]	poměrné číslo, vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále z povoleného zisku v roce $i - 2$
DQ_{maxi-2}	stanovená limitní hodnota ukazatele kvality roce $i - 2$, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb
DQ_{mini-2}	stanovená limitní hodnota ukazatele kvality roce $i - 2$, do níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb
$HHNP_{i-2}, DHNP_{i-2}$	horní a dolní hranice neutrálního pásma úrovně kvality, stanovené pro rok $i - 2$, v jejichž rozmezí se bonus ani penále neuplatňují
DQ_{i-2}	hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce $i - 2$
Q_{peimax} [Kč]	maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb
Q_{peimin} [Kč]	maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb

Základní komponentou vztahu pro určení povolených výnosů jsou povolené náklady provozovatele přenosové soustavy. Ty se určí vztahem:

$$PN_{pei} = PN_{pe0} \times (1 - X_{pe})^i \times \prod_{t=l}^{l+i-1} \frac{I_t}{100} \quad (19)$$

t	letopočet roku v rámci regulačního období
l	letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období
PN_{pe0} [Kč]	výchozí hodnota povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy nezbytných k zajištění přenosu elektřiny se zahrnutím individuálního faktoru efektivity X stanovená na základě hodnot nákladů v minulém regulačním období
X_{pe} [-]	roční hodnota faktoru efektivity pro činnost přenos elektřiny
I_t [%]	hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku, pokud je však jeho hodnota menší než 100, použije se pro účely výpočtu hodnota 100, stanovená vztahem:

$$I_t = p_{IPS} \times IPS_t + (1 - p_{IPS}) \times (CPI_t + 1) \quad (20)$$

p_{IPS} [-] koeficient indexu cen podnikatelských služeb pro činnost přenos elektřiny vyjadřující míru vlivu indexu cen podnikatelských služeb

IPS_t [%] index cen podnikatelských služeb

CPI_t [%] index spotřebitelských cen k měsíci duben roku t

Druhou komponentou vztahu pro určení povolených výnosů jsou povolené odpisy provozovatele přenosové soustavy. Tato komponenta v sobě rovněž zahrnuje tzv. vyrovnávací faktor, který slouží ke krytí odpisů, které nebyly z důvodu odlišné metodiky uznávány v průběhu II. regulační periody. Odpisy se pak určí vztahem:

$$O_{pei} = O_{pepli} + KV_{peoi} + KF_{peoi} \quad (21)$$

O_{pepli} [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok i
KV_{peoi} [Kč]	vyrovnávací faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy, vyrovnávající rozdíl odpisů způsobený změnou metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím, aplikovaný v roce i
KF_{peoi} [Kč]	korekční faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku v roce i - 2, stanovený postupem podle (29)

Poslední komponentou vztahu pro určení povolených výnosů je povolený zisk provozovatele přenosové soustavy:

$$Z_{pei} = \frac{MV_{pei}}{100} \times RAB_{pei} + KF_{pezi} \quad (22)$$

MV_{pei} [%]	míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok i
RAB_{pei} [Kč]	hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok stanovená vztahem (23)
KF_{pezi} [Kč]	korekční faktor zisku provozovatele přenosové soustavy, zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i - 2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$, stanovený postupem podle (31)

$$RAB_{pei} = RAB_{pe0} + \sum_{t=l+1}^{l+i} \Delta RAB_{pet} + KV_{peRABi} + \sum_{t=l+3}^{l+i} KF_{peRABt}$$

pro $i = 1$ a 2 je $KF_{peRABt} = 0$ (23)

RAB_{pe0} [Kč]	výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny stanovená Úřadem na základě vývoje hodnoty regulační báze aktiv v předchozím regulačním období
ΔRAB_{pet} [Kč]	plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce t , stanovená vztahem (24)
KV_{peRABi} [Kč]	vyrovnávací faktor regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy, vyrovnávající rozdíl regulační báze aktiv způsobený přechodem metodiky mezi II. a III. regulačním obdobím, aplikovaný v roce i
KF_{peRABt} [Kč]	je korekční faktor regulační báze aktiv zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přenosové soustavy v roce $t - 2$ aplikovaný od roku $t = l + i$, $i \geq 3$, stanovený postupem podle (30)

Dnes aplikovaný přístup stanovuje roční změnu hodnoty regulační báze aktiv vztahem:

$$\Delta RAB_{pet} = IA_{peplt} - O_{peplt} \times k_{peplt} \quad (24)$$

IA_{peplt} [Kč]	plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok t
O_{peplt} [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok t
k_{peplt} [-]	plánovaný koeficient přecenění regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy

Nyní přejdeme k jednodušší komponentě tarifu za přenos. Jednotková cena za použití přenosové soustavy c_{pepsi} v Kč/MWh se určí vztahem:

$$c_{pepsi} = \frac{PRN_{pei} + KF_{pepsi}}{RPME2_{peoi}} \quad (25)$$

PRN_{pei} [Kč]	proměnné náklady provozovatele přenosové soustavy bez započtení korekčního faktoru pro regulovaný rok stanovené vztahem (26)
------------------	--

KF_{pepsi} [Kč]	korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny v roce i plynoucí z použití přenosových sítí (postup jeho stanovení je uveden dále)
RPME2_{peoi} [MWh]	předpokládané přenesené množství elektřiny (odběr elektřiny z přenosové soustavy pro regulovaný rok, na který se vztahuje cena za použití přenosové soustavy); skládá se z přímého odběru z přenosové soustavy (bez tranzitu, bez exportu), z odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a odběru výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla a z bilančního salda transformace do nižších napěťových úrovní

Proměnné náklady provozovatele přenosové soustavy pro účely výpočtu tarifu zůžeme pouze na náklady na nákup elektřiny ke krytí ztrát v přenosové soustavě a určí se jednoduchým vztahem:

$$PRN_{pei} = CE_{pei} \times PZT_{pei} \quad (26)$$

CE_{pei} [Kč/MWh]	cena elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok stanovená Úřadem, která zohledňuje vývoj cen elektřiny na velkoobchodním trhu a která zahrnuje rovněž náklady spojené s odchylkou vzniklou v souvislosti s povinným výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů
PZT_{pei} [MWh]	povolené množství ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok stanovené vztahem (27)

Pokud jde o povolené množství ztrát v přenosové soustavě, určí se rovněž velmi jednoduchým vztahem:

$$PZT_{pei} = \frac{k_{zPSi} \times RPME_{pevi}}{100} \quad (27)$$

k_{zPSi} [%]	povolená míra ztrát v přenosové soustavě vztažená ke vstupujícímu toku elektřiny do přenosové soustavy bez systémového tranzitu stanovená Úřadem na základě předpokládané bilance toků v soustavě v regulovaném roce
RPME_{pevi} [MWh]	tok elektřiny na vstupu do přenosové soustavy bez systémového tranzitu v regulovaném roce

Chceme-li v závěru indikativně vyjádřit, jaká je celková průměrná cena za přenos, což je vhodné např. pro vyjádření podílu ceny za přenos na celkových regulovaných cenách apod., je třeba stálou složku převést na variabilní. Výpočtová průměrná jednosložková cena za přenos elektřiny (včetně korekčního faktoru **c_{pei}**) v Kč/MWh se určí vztahem:

$$c_{pei} = \frac{UPV_{pei}}{RPME1_{peoi}} + c_{pepsi} \quad (28)$$

RPME1_{peoi} [MWh]	předpokládané přenesené množství elektřiny (odběr elektřiny z přenosové soustavy) pro regulovaný rok, které se skládá z přímého odběru z přenosové soustavy (bez exportu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě samovýrobců, pro krytí spotřeby v areálu výroby) a z bilančního salda transformace do nižších napěťových úrovní
-----------------------------------	--

Výše uvedené vztahy určují způsob stanovení regulovaných cen i jednotlivých komponent, na základě nichž jsou ceny stanoveny. K jejich aplikaci v čase je však třeba dodefinovat ještě tzv. korekční faktory, které přenášejí ztráty či nadvýnosy z již účetně uzavřeného roku do roku následujícího, tedy ob jeden rok.

První korekční faktor, který je třeba definovat, je korekční faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy KF_{peoi} v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku v roce $i - 2$, stanovený vztahem:

$$KF_{peoi} = (O_{peski-2} - O_{pepli-2}) \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}, \text{ pro } i \geq 3 \quad (29)$$

$O_{peski-2}$ [Kč]	skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro rok $i - 2$
$O_{pepli-2}$ [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro rok $i - 2$
CPI_{i-2} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 2$
CPI_{i-1} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 1$

Dalším je korekční faktor regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy KF_{peRABt} v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přenosové soustavy v roce $t - 2$ aplikovaný od roku $t = 1 + i$, $i \geq 3$ vztahem:

$$KF_{peRABt} = (IA_{peskt-2} - O_{peskt-2} \times k_{peplt-2}) - (IA_{peplt-2} - O_{peplt-2} \times k_{peplt-2}) \quad (30)$$

$IA_{peskt-2}$ [Kč]	skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok $t - 2$
$O_{peskt-2}$ [Kč]	skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok $t - 2$
$k_{peplt-2}$ [-]	plánovaný koeficient přecenění regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy pro rok $t - 2$
$IA_{peplt-2}$ [Kč]	plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok $t - 2$
$O_{peplt-2}$ [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok $t - 2$

Rovněž je třeba definovat korekční faktor zisku provozovatele přenosové soustavy KF_{pezi} v Kč zohledňující rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i - 2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$ vztahem:

$$KF_{pezi} = KF_{peRABi} \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{peRABi} \times \frac{MV_{pei-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} \quad (31)$$

KF_{peRABi} [Kč]	korekční faktor regulační báze aktiv zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele přenosové soustavy proti plánované hodnotě v roce i aplikovaný od roku $i \geq 3$
--------------------	--

MV_{pei-2} [%]	míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i - 2$
MV_{pei-1} [%]	míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i - 1$

Posledním z nutných korektorů je korekční faktor za použití přenosové sítě KF_{pepsi} , jehož postup stanovení je poněkud složitější a vypadá následovně:

- Nejprve z hodnot povolené míry celkových ztrát v přenosové soustavě, horní a dolní meze povoleného rámce rozptylu míry ztrát pro činnost přenos elektřiny a skutečného množství elektřiny dodaného na vstupu do přenosové soustavy bez systémového tranzitu v roce $i - 2$ je stanoveno povolené množství ztrát a jeho horní a dolní mez.
- Dále se definují tzv. kontrolní ztráty, které se rovnají velikosti skutečně naměřených ztrát v přenosové soustavě, pokud se skutečně naměřené ztráty nachází uvnitř pásma daného horní a dolní mezí povoleného množství ztrát. Pokud se skutečně naměřené ztráty nachází vně tohoto pásma, rovnají se kontrolní ztráty příslušné bližší mezi povoleného množství ztrát stanovené podle písm. a).
- Kontrolní výnosy jsou dány součinem povoleného množství ztrát a nákupní ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě stanovené Úřadem pro rok $i - 2$, ke kterému je přičten výsledný korekční faktor za rok $i - 4$.
- Nákladový korekční faktor za přenos elektřiny je dán rozdílem skutečně vynaložených nákladů na ztráty v přenosové soustavě a povolených nákladů na ztráty stanovených součinem skutečné průměrné ceny elektřiny pro nákup ztrát v přenosové soustavě v roce $i - 2$ a rozdílu skutečných a kontrolních ztrát.
- Cenový korekční faktor za přenos elektřiny je dán součinem povoleného množství ztrát a rozdílu skutečné nákupní ceny elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě a nákupní ceny elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě stanovené Úřadem pro rok $i - 2$, sníženým o procentní část příslušející držiteli licence na přenos elektřiny.
- Výnosový korekční faktor za přenos elektřiny je dán rozdílem kontrolních výnosů a skutečných výnosů v roce $i - 2$.
- Celkový korekční faktor za použití sítí přenosové soustavy KF_{pepsi} je dán součinem indexů spotřebitelských cen stanovených pro rok $i - 2$ a $i - 1$ a součtu nákladového korekčního faktoru podle písm. d), cenového korekčního faktoru podle písm. e) a výnosového korekčního faktoru podle písm. f).

Celkový korekční faktor za použití sítí přenosové soustavy podle písm. g) je přičítán k proměnným nákladům povoleným na nákup elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok.

15.4.3 Regulace systémových služeb

Provozovatel přenosové soustavy využívá k zachování spolehlivého provozu přenosové soustavy různé nástroje. Potřebné regulační služby pro zajištění systémových služeb obstarává jednak prostřednictvím nákupu podpůrných služeb, a jednak nákupem regulační energie na volném trhu doma i v zahraničí.

Ve II. regulačním období byl uplatněn mechanismus motivační regulace nákladů na zajištění systémových služeb. Výsledné výnosy za systémové služby, ze kterých byly stanovovány jednotkové ceny, byly tvořeny následujícími složkami:

- ***náklady na nákup podpůrných služeb*** – v případě těchto nákladů byla na počátku II. regulačního období stanovena výchozí úroveň, která byla následně v jednotlivých letech regulačního období snižována vždy o 100 mil. Kč,
- ***náklady na poskytování systémových služeb*** – v případě těchto nákladů byla na počátku II. regulačního období stanovena výchozí úroveň, která byla v jednotlivých letech regulačního období meziročně upravována složeným eskalačním faktorem (tj. v závislosti na vývoji indexu cen průmyslových výrobců a vývoji mzdového faktoru), jehož působení bylo snižováno faktorem efektivity,
- ***odpisy aktiv využívaných pro činnost poskytování systémových služeb*** – v rámci regulace byla zohledňována skutečná hodnota odpisů aktiv užívaných k poskytování systémových služeb,
- ***povolený zisk*** pro zajištění systémových služeb, který byl po celé regulační období konstantní.

V rámci regulace byly současně uplatňovány korekce skutečně dosažených výnosů za systémové služby proti Úřadem stanoveným povoleným výnosům a případný rozdíl byl s ohledem na časovou hodnotu peněz zohledněn v cenách za systémové služby pro následující regulovaný rok.

Nastavený mechanismus regulace měl motivovat provozovatele přenosové soustavy k co nejefektivnějšímu nákupu podpůrných služeb, neboť náklady nad Úřadem stanovenou mez byly hrazeny ze zisku provozovatele přenosové soustavy. Provozovatel byl tak nucen nejen nakupovat za nejnížší možné ceny, ale taktéž optimalizovat portfolio nakupovaných služeb a případně snižovat objem stálých rezerv a zdroje regulační energie zajišťovat prostřednictvím vyrovnávacího trhu.

V rámci mechanismu stanovení cen za systémové služby byly rovněž zohledňovány dodatečné příjmy provozovatele přenosové soustavy plynoucí z mechanismu zúčtování odchylek. Pro konkrétní regulovaný rok byly povolené výnosy na zajištění systémových služeb sníženy o Úřadem předpokládanou výši příjmů z výše uvedeného mechanismu zúčtování odchylek, přičemž po ukončení tohoto kalendářního roku byly skutečné příjmy z tohoto mechanismu srovnávány s příjmy předpokládanými a formou korekce byl tento rozdíl promítnut do cen za systémové služby pro následující regulovaný rok.

Pro další regulační období je však třeba respektovat změněné výchozí podmínky. Hodnota povolených výnosů za poskytování systémových služeb složená z nákladů, odpisů a zisku může sice být regulována obdobně jako činnost přenosu (viz předchozí kapitola), krytí nákladů na nákup podpůrných služeb však vyžaduje změnu. Jedním z důvodů je dramatický růst instalovaného výkonu v obnovitelných zdrojích, především ve fotovoltaice, dalším důvodem je v podstatě vyčerpání možných úsporných systémových opatření. Dodatečná opatření, která by teoreticky přicházela do úvahy, vyžadují ze strany provozovatele již podstatné zásahy, např. dohody se sousedními provozovateli v oblasti sdílení některých vybraných kategorií podpůrných služeb, jako je sekundární regulace apod.

Z tohoto důvodu je u nákladů na nákup podpůrných služeb pro meziroční úpravu použit vážený eskalační faktor odvozený od meziročního vývoje cen podpůrných služeb. Struktura podpůrných služeb pro účely stanovení eskalačního faktoru je fixní po celé regulační období.

V případě, že provozovatel přenosové soustavy v důsledku optimalizace podpůrných služeb, případně jinými opatřeními uspoří náklady na podpůrné služby, bude tato úspora částečně ponechána ve prospěch provozovatele přenosové soustavy, aby byl provozovatel dále motivován k dalším úsporám a částečně zohledněna v regulovaných cenách.

Nadále budou do regulace zohledněny výnosy z mechanismu zúčtování odchylek a dalších činností jako zajišťování regulační energie a redispečink.

Pokud promítneme výše uvedená konstatování do podoby regulačních vzorců, vypadají následujícím způsobem:

Cena za systémové služby c_{ssi} v Kč/MWh, hrazená za množství elektřiny dodané zákazníkům v České republice včetně spotřeby v ostrovních provozech, ostatní spotřeby provozovatelů distribučních soustav a exportů do ostrovů v zahraničí, bez lokální spotřeby výrobců, je stanovena regulačním vzorcem:

$$c_{ssi} = \frac{UPV_{ssi}}{RMES1_i} \quad (32)$$

i	pořadové číslo regulovaného roku,
UPV_{ssi} [Kč]	hodnota upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem (33)
RMES1_i [MWh]	předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok dodané konečným zákazníkům v České republice a exportované do ostrova v zahraničí a ostatní spotřeba provozovatelů distribučních soustav, bez lokální spotřeby výrobců a bez spotřeby v ostrovních provozech na území České republiky prokazatelně oddělených od elektrizační soustavy

Hodnota upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok **UPV_{ssi} [Kč]** se stanoví vztahem:

$$UPV_{ssi} = PV_{ssi} + PNC_{psi} - PNC_{sssi} - PV_{zucti} + KF_{ssi} + F_{ssi} \quad (33)$$

PV_{ssi} [Kč]	hodnota povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem (34)
PNC_{psi} [Kč]	celková hodnota povolených nákladů na nákup podpůrných služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem (39)
PNC_{sepsi} [Kč]	plánovaný objem nákladů na podpůrné služby pro regulovaný rok hrazený za lokální spotřebu výrobců stanovený vztahem (41)
PV_{zucti}	plánovaný součet rozdílů výnosů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky a souvisejících nákladů a rozdílů výnosů a nákladů na regulační energii a na redispečink
KF_{ssi} [Kč]	korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb v roce $i - 2$ vypočtený postupem v závěru této podkapitoly
F_{ssi} [Kč]	faktor zohledňující zásadní změny v parametrech regulačního vzorce zejména v důsledku legislativních změn nebo změn v organizaci trhu s elektřinou v jednotlivých letech regulačního období, mající vliv na činnost zajišťování systémových

služeb, a zohledňující rovněž vliv provozu výroben využívajících větrnou energii a sluneční záření

Povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok PV_{ssi} [Kč] se určí vztahem:

$$PV_{ssi} = PN_{ssi} + O_{ssi} + Z_{ssi} \quad (34)$$

PN_{ssi} [Kč]	hodnota povolených stálých nákladů, nezbytných k zajištění obchodu se systémovými a podpůrnými službami, stanovená vztahem (35)
O_{ssi} [Kč]	povolená hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovená vztahem (37)
Z_{ssi} [Kč]	povolený zisk provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok daný vztahem (38)

Povolené stálé náklady PN_{ssi} [Kč], nezbytné k zajištění obchodu se systémovými a podpůrnými službami se stanoví vztahem:

$$PN_{ssi} = PN_{ss0} \times (1 - X_{ss})^i \times \prod_{t=1}^{l+i-1} \frac{I_t}{100} \quad (35)$$

PN_{ss0} [Kč]	výchozí hodnota povolených stálých nákladů, nezbytných k zajištění obchodu se systémovými a podpůrnými službami, stanovená na základě hodnot nákladů v minulém regulačním období
t	letopočet roku v rámci regulačního období
l [-]	letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období
X_{ss} [-]	roční hodnota faktoru efektivity pro činnost poskytování systémových služeb
I_t [%]	hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku, pokud je však jeho hodnota menší než 100, použije se pro účely výpočtu hodnota 100, stanovená vztahem (36)

$$I_t = p_{IPS} \times IPS_t + (1 - p_{IPS}) \times (CPI_t + 1) \quad (36)$$

p_{IPS} [-]	koeficient indexu cen podnikatelských služeb pro činnost poskytování systémových služeb vyjadřující míru vlivu tohoto indexu, který je stanoven Úřadem na základě analýzy struktury nákladů pro danou činnost
IPS_t [%]	index cen podnikatelských služeb
CPI_t [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku t

Povolená hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího O_{ssi} [Kč] pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok se stanoví vztahem:

$$O_{ssi} = O_{sspli} + KF_{ssoi} \quad (37)$$

O_{sspi} [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce i
KF_{ssoi} [Kč]	korekční faktor odpisů stanovený jako rozdíl mezi skutečně dosaženou a plánovanou hodnotou odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pro činnost poskytování systémových služeb v roce $i - 2$ stanovený postupem podle (42)

Povolený zisk Z_{ssi} [Kč] za činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok se skládá ze dvou složek a je dán vztahem:

$$Z_{ssi} = Z_{ssro} + Z_{ssBi-2} \quad (38)$$

Z_{ssro} [Kč]	povolený zisk za činnost poskytování systémových služeb konstantní pro celé regulační období stanovený Úřadem na základě mezinárodního srovnání přiměřené ziskovosti této činnosti
Z_{ssBi-2} [Kč]	motivační složka zisku stanovená jako 50 % z rozdílu mezi povolenými a skutečně dosaženými náklady na nákup podpůrných služeb v roce $i - 2$

Pokud se vrátíme zpět k určení další komponenty čitatele základního vztahu, konkrétně k určení nákladů na nákup podpůrných služeb PNC_{psi} [Kč], je jejich celková hodnota pro regulovaný rok stanovená vztahem:

$$PNC_{psi} = PNC_{ps0} \times C_i \quad (39)$$

PNC_{ps0} [Kč]	výchozí hodnota povolených nákladů na nákup podpůrných služeb stanovená Úřadem na základě skutečně dosažených nákladů na nákup podpůrných služeb v roce 2008, vykázaných provozovatelem přenosové soustavy, s přihlédnutím k nezbytné změně rozsahu nakupovaných podpůrných služeb pro zajištění spolehlivého provozu soustavy v daném regulačním období
C_i [-]	je eskalační faktor nákladů na podpůrné služby stanovený vztahem (40)

$$C_i = \frac{\sum_{k=1}^m c_{ik} \times v_k}{\sum_{k=1}^m c_{0k} \times v_k} \quad (40)$$

k	pořadové číslo nakupované podpůrné služby
c_{ik} [Kč]	průměrná cena k -té podpůrné služby vážená objemem [MWh] podpůrné služby pro regulovaný rok nakoupené provozovatelem přenosové soustavy
c_{0k} [Kč]	průměrná cena k -té podpůrné služby vážená objemem [MWh] podpůrné služby v roce 2008 nakoupené provozovatelem přenosové soustavy
v_k [-]	váha podílu k -té podpůrné služby na objemu [MWh] „ m “ podpůrných služeb nakoupených provozovatelem přenosové soustavy pro rok 2008

Další z komponent čitatele základního vzorce je plánovaný objem nákladů na podpůrné služby pro regulovaný rok hrazený za lokální spotřebu výrobců PNC_{sslsi} [Kč] stanovený vztahem:

$$PNC_{sslsi} = s_{sslsi} \times PME_{lsi} \quad (41)$$

S_{sslsi} [Kč/MWh]	pevná cena za systémové služby pro lokální spotřebu výrobců pro regulovaný rok i stanovená Úřadem
PME_{lsi} [MWh]	předpokládaná velikost lokální spotřeby výrobců pro regulovaný rok i

Podobně jako tomu bylo v případě činnosti přenosu je zapotřebí též stanovit korekční faktory. Prvním z nich pro činnost poskytování systémových služeb je korekční faktor odpisů KF_{ssoi} , který se určí podle vztahu:

$$KF_{ssoi} = (O_{ssski-2} - O_{sspli-2}) \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100}, \text{ pro } i \geq 3 \quad (42)$$

$O_{ssski-2}$ [Kč]	skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce $i - 2$
$O_{sspli-2}$ [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce $i - 2$
CPI_{i-2} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 2$
CPI_{i-1} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 1$

Zbývající korekční faktor pro činnost poskytování systémových služeb KF_{ssi} je stanoven jako součin indexů spotřebitelských cen stanovených pro rok $i - 2$ a $i - 1$ a součtu:

- rozdílu Úřadem upravených povolených a skutečných výnosů za systémové služby v roce $i - 2$,
- rozdílu skutečných a povolených nákladů na nákup podpůrných služeb v roce $i - 2$,
- rozdílu plánovaných a skutečných výnosů a nákladů na regulační energie včetně zahraniční výpomoci v roce $i - 2$,
- rozdílu plánovaných a skutečných výnosů a nákladů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky v roce $i - 2$,
- rozdílu plánovaných a skutečných výnosů a nákladů na redispečink v roce $i - 2$.

Korekční faktor KF_{ssi} je přičítán k povoleným nákladům na systémové služby stanoveným pro regulovaný rok.

15.4.3.1 Systém výběru plateb za systémové služby

Ve II. regulačním období se na úhradě systémových služeb podíleli všichni koneční zákazníci, včetně odběru provozovatelů distribučních soustav pro tzv. ostatní spotřebu (nikoliv na ztráty), odběru samovýrobců a včetně lokální spotřeby výrobců. V tomto období byly uplatňovány dvě ceny za systémové služby – základní cena v případě všech výše uvedených účastníků trhu s výjimkou lokální spotřeby výrobců, která byla zpoplatňována sníženou cenou za systémové služby ve výši 40 % základní ceny. Tato snížená sazba byla zavedena zejména pro odběry závodních elektráren, kdy v rámci areálu probíhala v určitém rozsahu regulace zatížení bez vlivu na přenosovou nebo distribuční soustavu.

Před začátkem nového regulačního období bylo vhodné též přehodnotit způsob, jakým se konečná spotřeba podílí na krytí nákladů na systémové služby. V souvislosti se zavedením možnosti změny dodavatele se původní záměr na zvýhodnění výrobce, resp. samovýrobce v původních podnikových areálech při platbě systémových služeb za svoji lokální spotřebu sníženou cenou narušil,

protože po změně dodavatele zůstala výhoda na straně odběratele. Vzhledem k tomu, že odběratel elektřiny z lokální distribuční soustavy (LDS) svou lokální spotřebou nepřináší ES žádné úsporné hodnoty v případě, kdy výrobce a spotřebitel v LDS nejsou spolu smluvně vázáni, bylo rozhodnuto, že všichni zákazníci budou ve III. regulačním období platit provozovateli přenosové nebo provozovateli distribuční soustavy plnou cenu systémových služeb, včetně výrobce za svoji lokální spotřebu v areálu výroby.

Na úhradě základní ceny za systémové služby se měla kromě spotřeby konečných zákazníků podílet i spotřeba, která se nachází v areálech výroben, ale nesouvisí s výrobou elektřiny, a dále spotřeba v rámci exportních ostrovních odběrů.

Posledním velmi diskutovaným tématem v oblasti plateb za systémové služby zůstává mnohokrát diskutovaná kontribuce exportérů nebo výrobců. Zatěžovat export platbou za systémové služby není podle současných evropských právních předpisů možné, zatížení výroby však teoreticky možné je.

Pro další období je třeba vážně zvažovat klady a zápory případného zavedení tohoto opatření. Na první pohled se může jevit jednoznačná výhoda tohoto opatření spočívající ve zvětšení objemu energie přispívající na náklady, tzn. pokles ceny systémových služeb pro konečné zákazníky. Celou problematiku je však třeba vnímat v širších souvislostech a v tržním kontextu. V současné době je cenová úroveň velkoobchodního trhu v regionu středovýchodní Evropy dána cenami na EEX v Lipsku. Při existenci dostatečného množství přenosových kapacit na přenosových profilech by sice cenová úroveň na velkoobchodním trhu v ČR měla zůstat zachována a opatření by se primárně projevilo v poklesu marže výrobců. Sekundárně se však dá očekávat snaha výrobců protlačit tuto zvýšenou zátěž do ceny poskytování regulačních výkonů prostřednictvím podpůrných služeb. Rovněž určitá ztráta marže by mohla pro některé výrobce znamenat ztrátu motivace vyrábět, především pro export. Pokles „roztočeného“ výkonu a pokles exportu pak může znamenat faktické problémy s regulací v elektrizační soustavě.

15.4.4 Regulace distribuce elektřiny

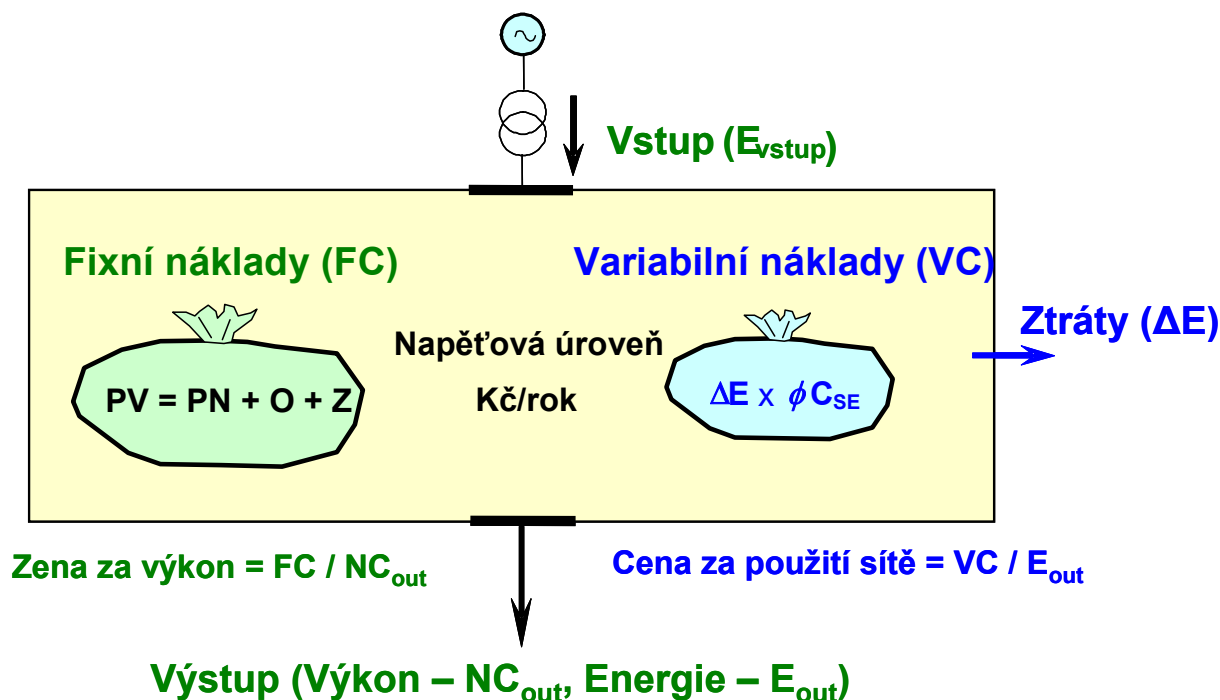
Zatímco u přenosu je možné uvažovat pouze jednu napěťovou úroveň, pro účely regulace cen za distribuci elektřiny je vhodné regulační postupy členit minimálně podle napěťových úrovní, tedy na následující části:

- napěťová úroveň VVN,
- napěťová úroveň VN spolu s transformací VVN/VN,
- napěťová úroveň NN spolu s transformací VN/NN.

Principy aplikované pro hladiny VVN a VN je možné považovat za shodné, přístup k tarifkaci hladiny nízkého napětí je vhodné z řady důvodů volit odlišně. Nyní začneme právě s vyššími napěťovými hladinami. Problematice konstrukce tarifů na hladině nízkého napětí je věnována samostatná kapitola.

Obecný princip přístupu ke stanovení stálé a proměnné složky lze zjednodušeně vyjádřit obrázkem 15.6.

Obrázek 15.6: Zjednodušené schéma stanovení stálé a proměnné složky distribučního tarifu. Pramen: EGÚ Brno



Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu na napěťových úrovních VVN a VN S_{dxerci} v Kč/MW je stanovena regulačním vzorcem:

$$S_{dxerci} = \frac{UPV_{dxei}}{RK_{KZxei-2} + KTR_{xi}} \quad (43)$$

i pořadové číslo regulovaného roku

x pořadové číslo napěťové úrovně (VVN, VN, NN)

$RK_{KZxei-2}$ [MW] celková průměrná rezervovaná kapacita konečných zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě samovýrobců, pro krytí spotřeby v areálu výroby) pro napěťovou úroveň VVN nebo VN vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $i - 2$

KTR_{xi} [MW] výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z napěťové úrovně VVN a VN na nižší napěťovou úroveň pro regulovaný rok, které se stanoví podle vztahů (63) a (64)

UPV_{dxei} [Kč] hodnota upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok stanovena vztahem:

$$UPV_{dxei} = PV_{dxei} \times k_{pvxi} + PV_{d(x+1)ei} \times (1 - k_{pv(x+1)i}) - V_{dxeosti} - V_{dxeVYRi} + V_{dxePRETi} + KF_{dxei} + Q_{dxei} \quad (44)$$

PV_{dxei} [Kč] hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok stanovena vztahem (45)

k_{pvxi} [-]	koeficient korekce povolených výnosů x-té napěťové úrovně pro regulovaný rok stanovený Úřadem za účelem stabilizace cen v regulačním období, přičemž pro napěťovou úroveň NN je roven jedné
$PV_{d(x+1)ei}$ [Kč]	hodnota povolených výnosů za činnost distribuce elektřiny pro napěťovou úroveň o jednu vyšší než je x-tá napěťová úroveň, kromě napěťové úrovně VVN
$k_{pv(x+1)i}$ [-]	koeficient korekce povolených výnosů pro o jednu napěťovou úroveň vyšší než je x-tá napěťová úroveň, kromě napěťové úrovně VVN, pro regulovaný rok
$V_{dxeosti}$ [Kč]	hodnota ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok stanovená vztahem (59)
$V_{dxeVYRi}$ [Kč]	výnosy z plateb od výrobců v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji za rezervovanou kapacitu distribuční sítě na jednotlivých napěťových úrovních; na napěťových úrovních VVN a VN se stanoví jako součin maximální naměřené hodnoty čtvrt hodinového elektrického výkonu odebraného výrobcem v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji v MW v jednotlivých měsících v roce $i - 2$ a jednotkové měsíční ceny za měsíční rezervaci kapacity distribuční sítě napěťové úrovně roku $i - 2$; na napěťové úrovni NN se stanoví jako součin odebrané elektřiny výrobcem v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji v MWh v roce $i - 2$ a výpočtové hodnoty jednosložkové ceny za službu distribuční sítě napěťové úrovně NN, snížené o jednotkovou cenu za použití distribuční sítě této napěťové úrovně roku $i - 2$; výnosy z plateb od výrobců v režimu spotřeby při odstaveném výrobním zdroji se přepočtou na úroveň roku i s uplatněním časové hodnoty peněz, a to vynásobením indexy spotřebitelských cen stanovenými pro rok $i - 2$ a $i - 1$
$V_{dxePRETi}$ [Kč]	hodnota salda výnosů a nákladů na přetoky elektřiny mezi sítěmi jednotlivých provozovatelů distribučních soustav na napěťových úrovních VN a NN, vykázaných provozovateli distribučních soustav v roce $i - 2$
KF_{dxei} [Kč]	korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k příslušné napěťové úrovni
Q_{dxei} [Kč]	faktor kvality na jednotlivých napěťových úrovních, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny ve vztahu k definovaným standardům v roce $i - 2$, stanovený vztahem (60)

Nyní podrobněji k jednotlivým komponentám vztahu (44).

Hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy PV_{dxei} [Kč] na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok se stanoví vztahem:

$$PV_{dxei} = PN_{dxei} + O_{dxei} + Z_{dxei} \quad (45)$$

PN_{dxei} [Kč] povolené náklady provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních nezbytné k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok stanovené vztahem (46)

O_{dxei} [Kč]	hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok, stanovená vztahem (48)
Z_{dxei} [Kč]	zisk provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok, stanovený vztahem (50)

Při stanovení povolených nákladů pro jednotlivé napěťové úrovně distributora **PN_{dxei}** [Kč] se postupuje podle následujícího vztahu:

$$PN_{dxei} = PN_{dxe0} \times (1 - X_{de})^i \times \prod_{t=l}^{l+i-1} \frac{I_t}{100} \quad (46)$$

t	letopočet roku v rámci regulačního období,
l	letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,
PN_{dxe0} [Kč]	výchozí hodnota povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy nezbytných k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových úrovních se zahrnutím individuálního faktoru X stanovená na základě hodnot nákladů v minulém regulačním období,
X_{de} [-]	roční hodnota faktoru efektivity pro činnost distribuce elektřiny,
I_t [%]	hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku (pokud je však jeho hodnota menší než 100, použije se pro účely výpočtu hodnota 100) stanovená vztahem:

$$I_t = p_{IPS} \times IPS_t + (1 - p_{IPS}) \times (CPI_t + 1) \quad (47)$$

p_{IPS} [-]	koeficient indexu cen podnikatelských služeb pro činnost distribuce elektřiny vyjadřující míru vlivu indexu cen podnikatelských služeb; jeho hodnota činná 0,7
IPS_t [%]	index cen podnikatelských služeb
CPI_t [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku t

Hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku distributora **O_{dxei}** [Kč] na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok se určí jednoduchým součtem:

$$O_{dxei} = O_{dxepli} + KF_{dxeoi} \quad (48)$$

O_{dxepli} [Kč]	plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok i
KF_{dxeoi} [Kč]	korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku v roce i - 2, stanovený postupem podle následujícího vztahu:

$$KF_{dxeoi} = (O_{dxeaki-2} - O_{dxepli-2}) \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} \quad \text{pro } i \geq 3 \quad (49)$$

$O_{dxeski-2}$ [Kč]	je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $i - 2$
$O_{dxepli-2}$ [Kč]	je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $i - 2$
CPI_{i-2} [%]	je index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 2$
CPI_{i-1} [%]	je index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 1$

Zisk provozovatele distribuční soustavy Z_{dxei} [Kč] na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok je určen vzorcem:

$$Z_{dxei} = \frac{MV_{dei}}{100} \times RAB_{dxei} + KF_{dxezi} \quad (50)$$

MV_{dei} [%]	míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok i
RAB_{dxei} [Kč]	hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok stanovená vztahem (51)
KF_{dxezi} [Kč]	korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních, zohledňující rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i - 2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$ stanovený postupem podle (57)

Abychom byli schopni dodefinovat určení zisku, je nutné stanovit v několika krocích postup výpočtu hodnoty regulační báze aktiv RAB_{dxei} [Kč] distributora na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok, a to pomocí vztahu:

$$RAB_{dxei} = RAB_{dei} \times k_{dxei-2} \quad (51)$$

RAB_{dei} [Kč]	hodnota celkové regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok a určí se vztahem (52)
k_{dxei-2} [-]	váha skutečných zůstatkových hodnot aktiv jednotlivých napěťových úrovní roku $i - 2$, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových úrovních na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce $i - 2$

Celková hodnota regulační báze aktiv distributora RAB_{dei} [Kč] pro jednotlivé roky regulační periody se stanoví součtem:

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=l+1}^{l+i} \Delta RAB_{det} + \sum_{t=l+3}^{l+i} KF_{deRABt}, \text{ pro } i = 1 \text{ a } 2 \text{ je } KF_{deRABt} = 0 \quad (52)$$

RAB_{de0} [Kč]	výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny stanovená Úřadem na základě vývoje hodnoty regulační báze aktiv v předchozím regulačním období
------------------	--

ΔRAB_{det} [Kč]	plánovaná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce t , stanovená vztahem (53)
KF_{deRABt} [Kč]	korekční faktor regulační báze aktiv zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t - 2$ aplikovaný od roku $t = 1 + i$, $i \geq 3$ stanovený postupem podle (56)

Změna hodnoty regulační báze aktiv distributora se pro jednotlivé roky určí vztahem:

$$\Delta RAB_{det} = IA_{depl} - O_{depl} \times k_{depl} \quad (53)$$

IA_{depl} [Kč] plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok t ,

O_{depl} [Kč] plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok t ,

k_{depl} [-] plánovaný koeficient přecenění regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy stanovený vztahem:

$$k_{depl} = \frac{RAB_{det-1}}{ZHA_{depl-1}}, \text{ pro } t = 1 + i, i > 1 \quad (54)$$

$$k_{depl} = \frac{RAB_{de0}}{ZHA_{depl}}, \text{ pro } t = 1 + i, i = 1 \quad (55)$$

RAB_{det-1} [Kč] výše regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t - 1$

ZHA_{depl-1} [Kč] plánovaná výše zůstatkové hodnoty aktiv korespondujících s regulační bází aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce $t - 1$

ZHA_{depl} [Kč] plánovaná výše zůstatkové hodnoty aktiv korespondujících s regulační bází aktiv provozovatele distribuční soustavy v roce t .

Zde je třeba vyjádřit hodnotu korekčního faktoru regulační báze aktiv KF_{deRABt} [Kč], která se určí vztahem:

$$KF_{deRABt} = (IA_{deskt-2} - O_{deskt-2} \times k_{depl-2}) - (IA_{depl-2} - O_{depl-2} \times k_{depl-2}) \quad (56)$$

$IA_{deskt-2}$ [Kč] skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t - 2$

$O_{deskt-2}$ [Kč] skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $t - 2$

k_{depl-2} [-] plánovaný koeficient přecenění regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy pro rok $t - 2$

IA_{depl-2} [Kč] plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok $t - 2$

$O_{depl-t-2}$ [Kč] plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok $t - 2$

Ze vztahu (56) plyne ještě potřeba znát hodnotu korekčního faktoru zisku KF_{dexzi} [Kč] zohledňující rozdíl zisku způsobený odchylkou mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv. Ten se určí vztahem:

$$KF_{dexzi} = KF_{dexi} \times k_{dexi-2} \quad (57)$$

KF_{dexi} [Kč] korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy zohledňující rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce $i - 2$, aplikovaný od roku $i \geq 3$ stanovený vztahem:

$$KF_{dexi} = KF_{deRABi} \times \frac{MV_{dexi-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} + KF_{deRABi} \times \frac{MV_{dexi-1}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} \quad (58)$$

KF_{deRABi} [Kč] korekční faktor regulační báze aktiv zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv provozovatele distribuční soustavy proti plánované hodnotě v roce i aplikovaný od roku $i \geq 3$

MV_{dexi-2} [%] míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i - 2$

MV_{dexi-1} [%] míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok $i - 1$

k_{dexi-2} [-] váha jednotlivých napěťových úrovní skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku $i - 2$, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových úrovních na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce $i - 2$

Nyní jsme schopni určit hodnotu zisku a můžeme se vrátit k dalším výnosovým komponentám čitatele základního vzorce. První z těchto komponent je hodnota ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy $V_{dexosti}$ [Kč], která se pro regulovaný rok stanoví vztahem:

$$V_{dexosti} = \left(V_{dexpripi-2} + (V_{dexNOi-2} \times k_{NO} + V_{dexpeni-2}) \times \frac{CPI_{i-2}}{100} \times \frac{CPI_{i-1}}{100} \right) \quad (59)$$

$V_{dexpripi-2}$ [Kč] hodnota výnosů z připojení na jednotlivých napěťových úrovních stanovená jako 80 % z účetní hodnoty časově rozlišených výnosů z připojení provozovatele distribuční soustavy k 31. 12. v roce $i - 2$

$V_{dexNOi-2}$ [Kč] výnosy z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových úrovních stanovené na základě účetní hodnoty vykázané provozovatelem distribuční soustavy v roce $i - 2$

k_{NO} [-] podíl výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů zohledněných v regulačním vzorci provozovatele distribuční soustavy, stanovený Úřadem

$V_{dxepeni-2}$ [Kč]	hodnota výnosů z ostatních činností provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových úrovních stanovená jako 80 % z účetní hodnoty výnosů z ostatních činností vykázané provozovatelem distribuční soustavy v roce $i - 2$; hodnota zahrnuje výnosy z penalizace překročení rezervované kapacity a rezervovaného příkonu, nedodržení účinníku, nevyžádané kapacitní dodávky do distribuční sítě
CPI_{i-2} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 2$
CPI_{i-1} [%]	index spotřebitelských cen k měsíci duben roku $i - 1$

Poslední komponentou, která zatím nebyla definována je faktor kvality Q_{dxei} [Kč]. Ten se pro jednotlivé napěťové úrovně stanoví jednoduchým součinem:

$$Q_{dxei} = Q_{dei} \times q_{dxe} \quad (60)$$

Q_{dei} [Kč] faktor kvality, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny ve vztahu k definovaným standardům za celou distribuční soustavu v roce $i - 2$, stanovený vztahem (61)

q_{dxe} [-] koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně

Dosahovaná úroveň kvality za celou distribuční soustavu se nejprve určí vztahem:

$$Q_{dei} = Q_{dei1} + Q_{dei2} \quad (61)$$

Q_{dei1} [Kč] faktor kvality zohledňující počet přerušení dodávky elektřiny zákazníkům z jednotlivých částí distribuční soustavy

Q_{dei2} [Kč] faktor kvality zohledňující doby přerušení dodávky elektřiny zákazníkům z jednotlivých částí distribuční soustavy

Každý z uvedených faktorů kvality je stanoven vztahem:

$$Q_{dei1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DQ_{maxi-2} - HHNP_{i-2}} \times (DQ_{i-2} - HHNP_{i-2}), \text{ pro } HHNP_{i-2} < DQ_{i-2} < DQ_{maxi-2}$$

$$Q_{dei1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DHNP_{i-2} - DQ_{mini-2}} \times (DQ_{i-2} - DHNP_{i-2}), \text{ pro } DHNP_{i-2} > DQ_{i-2} > DQ_{mini-2}$$

$$Q_{dei-2min} < Q_{dei1,2i} < Q_{dei-2max}$$

$$Q_{dei-2max} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times MAX_{i-2} \text{ pro } DQ_{i-2} \geq DQ_{maxi-2}$$

$$Q_{dei-2min} = \frac{-Z_{dei-2}}{2} \times MAX_{i-2} \text{ pro } DQ_{i-2} \leq DQ_{mini-2}$$

$$Q_{dei} = 0 \text{ pro } DHNP_{i-2} \leq DQ_{i-2} \leq HHNP_{i-2} \quad (62)$$

Z_{dei-2} [Kč] zisk provozovatele distribuční soustavy pro rok $i - 2$

MAX_{i-2} [-] poměrné číslo, vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku regulovaného roku

$DQ_{\max i-2}$	stanovená limitní hodnota dílčího ukazatele kvality roce $i-2$, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb
$DQ_{\min i-2}$	stanovená limitní hodnota dílčího ukazatele kvality roce $i-2$, do níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb
$HHNP_{i-2}, DHNP_{i-2}$	horní a dolní hranice neutrálního pásma úrovně kvality, stanovené pro rok $i-2$, v jejichž rozmezí se bonus ani penále pro dílčí ukazatel kvality neuplatňují
DQ_{i-2}	hodnota dosažené úrovně dílčího ukazatele kvality v roce $i-2$
$Q_{dei-2\max}$ [Kč]	maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb pro daný dílčí ukazatel kvality
$Q_{dei-2\min}$ [Kč]	maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb pro daný dílčí ukazatel kvality

Poslední z komponent čitatele základního vztahu (43) je hodnota korekčního faktoru KF_{dei} [Kč] za celkovou činnost distribuce elektřiny pro jednotlivé napěťové úrovně vypočtená následujícím postupem:

- Pro činnost distribuce elektřiny jsou stanoveny výpočtové výnosy na jednotlivých napěťových úrovních a celkové výpočtové výnosy v součtu za všechny napěťové úrovně v roce $i-2$. Výpočtové výnosy jsou stanoveny pomocí uplatněných cen za roční a měsíční rezervovanou kapacitu a skutečných hodnot rezervovaných kapacit konečných zákazníků na napěťových úrovních VVN a VN a z tržeb za činnost distribuce elektřiny na napěťové úrovni NN vypočtených pomocí skutečných hodnot příslušných technických jednotek z tarifní statistiky přepočtené na roční spotřebu vykázanou pro rok $i-2$ a cen za distribuci elektřiny na napěťové úrovni NN stanovených Úřadem pro rok $i-2$, od kterých jsou odečteny tržby stanovené z ceny za použití distribuční soustavy a ceny za zprostředkování plateb na napěťové úrovni NN a ze skutečných hodnot odběrů konečných zákazníků na napěťové úrovni NN. Při stanovení výpočtových výnosů jednotlivých napěťových úrovní pro rok $i-2$ jsou zohledněny toky elektřiny transformacemi mezi napěťovými úrovněmi. Do výpočtových výnosů na napěťové úrovni VVN se zahrnují platby od sousedních distribučních soustav za rezervaci kapacity.
- Z výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových úrovních stanovených podle písmene a) jsou vypočteny kontrolní výnosy tak, že jsou od výpočtových výnosů na napěťové úrovni VVN odečteny platby za rezervaci kapacity přenosové soustavy a platby sousedním distribučním soustavám za rezervaci kapacity na napěťové úrovni VVN a od výpočtových výnosů na všech napěťových úrovních jsou odečteny korekční faktory za distribuci elektřiny napěťových úrovní za rok $i-4$.
- Celkové kontrolní výnosy za všechny napěťové úrovně jsou dány součtem kontrolních výnosů na jednotlivých napěťových úrovních.
- Korekční faktor za činnost distribuce elektřiny KF_{dei-2} se stanoví jako rozdíl mezi Úřadem upravenými povolenými výnosy a celkovými kontrolními výnosy v roce $i-2$.
- Korekční faktor za distribuci elektřiny podle písm. d) je rozdělen v poměru velikosti rozdílu upravených povolených výnosů jednotlivých napěťových úrovní stanovených pro rok $i-2$ a kontrolních výnosů jednotlivých napěťových úrovní podle písm. b) a následně je

vynásoben indexy spotřebitelských cen (CPI) stanovených pro rok $i - 2$ a $i - 1$. Takto stanovené korekční faktory KF_{dxei} jsou přičteny k povoleným výnosům napěťových úrovní pro regulovaný rok.

Nyní zbývá ještě definovat jednu z komponent jmenovatele základního vztahu (43).

Výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace KTR_{xi} [MW] z napěťové úrovně VVN a VN na nižší napěťovou úroveň pro regulovaný rok se stanoví podle vztahů:

$$KTR_{VVNi} = \frac{RK_{KZVNei} \times TE_{TRVVNei}}{RME_{KZVNei}} \quad (63)$$

$$KTR_{VNi} = \frac{RK_{KZVNei} \times TE_{TRVNei}}{RME_{KZVNei}} \quad (64)$$

$TE_{TRVVNei}$, TE_{TRVNei} [MWh] roční množství elektřiny transformovaná z napěťové úrovně VVN a VN na nižší napěťovou úroveň předpokládaná provozovatelem distribuční soustavy pro regulovaný rok

RME_{KZVNei} [MWh] roční množství elektřiny odebírané konečnými zákazníky na napěťové úrovni VN předpokládané provozovatelem distribuční soustavy pro regulovaný rok

Jednotková cena za měsíční rezervovanou kapacitu na napěťových úrovních VVN a VN včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny sm_{dxerci} v Kč/MW je stanovena podle následujícího regulačního vzorce:

$$sm_{dxerci} = \frac{s_{dxerci} \times k_{zni}}{12} \quad (65)$$

s_{dxerci} [Kč/MW] jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu na napěťových úrovních VVN a VN podle vztahu (43)

k_{zni} koeficient znevýhodnění měsíční rezervované kapacity na napěťových úrovních VVN a VN pro regulovaný rok stanovený vztahem:

$$k_{zni} = k_{nri} + \frac{k_{pri}}{100} \quad (66)$$

k_{nri} [-] koeficient nerovnoměrnosti určený jako podíl součtu maximální roční a maximální měsíční rezervované kapacity a součtu průměrné roční a průměrné měsíční rezervované kapacity, skutečně rezervované konečnými zákazníky na napěťových úrovních VVN a VN v roce $i - 2$

k_{pri} [%] procentní přírůstek ke koeficientu nerovnoměrnosti pro regulovaný rok stanovená na základě ověřených zkušeností a dosahovaných hodnot

Nyní máme vyjádřenu fixní složku ceny za distribuci, platbu za výkon, můžeme tedy přejít na jednodušší variabilní složku, která nese název cena za použití sítě.

Jednotková cena za použití sítě na napěťových úrovních s_{dxepzi} v Kč/MWh je stanovena vztahem:

$$S_{dxepzi} = \frac{PRN_{dxei}}{RDME2_{xi}} \quad (67)$$

RDME2_{xi} [MWh] předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok distribuované x-tou napětovou úrovní; jedná se o odběry elektřiny z příslušné části distribuční soustavy, které se skládají z odběrů všech konečných zákazníků z dané napětové úrovně včetně odběrů provozovatelů lokálních distribučních soustav, z exportu, odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a z odběrů výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla, odběru samovýrobců do areálu výrobní a elektřiny transformované na nižší napětovou úroveň (kromě NN)

PRN_{dxei} [Kč] proměnné náklady na distribuci elektřiny provozovatele distribuční soustavy pro napětovou úroveň x pro regulovaný rok i stanoveny vztahem:

$$PRN_{dxei} = CE_{dei} \times PZT_{dxei} \quad (68)$$

CE_{dei} [Kč/MWh] cena elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok, stanovená pro provozovatele distribuční soustavy Úřadem na základě vývoje cen elektřiny na velkoobchodním trhu, která zahrnuje rovněž náklady spojené s odchylkou vzniklou v souvislosti s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů podle zákona o podpoře využívání obnovitelných zdrojů

PZT_{dxei} [MWh] povolené množství ztrát v napětové úrovni pro regulovaný rok stanovené vztahem:

$$PZT_{dxei} = k_{zxi} \times PZT_{dei} \quad (69)$$

k_{zxi} [-] koeficient podílu ztrát jednotlivých napětových úrovní na celkových ztrátách distributora **PZT_{dei}** konstantní pro celé regulační období stanovený Úřadem na základě skutečně dosažených hodnot za období let 2006–2008, přičemž $\sum_x k_{zxi} = 1$, přičemž celkové ztráty distributora se stanoví vztahem:

$$PZT_{dei} = \frac{k_{zdei} \times RDME_{pzdi}}{100} \quad (70)$$

k_{zdei} [%] povolená míra celkových ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok stanovená Úřadem na základě skutečně dosažených hodnot příslušného provozovatele distribuční soustavy v minulém regulačním období s přihlédnutím k předpokládanému vývoji ztrát v daném regulačním období, vztažená

	ke vstupujícímu toku elektřiny do této distribuční soustavy
$RDME_{pzi}$ [MWh]	předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok na vstupu do distribuční soustavy provozovatele distribuční soustavy (dodávka z výroben elektřiny připojených k distribuční soustavě, dodávka z přenosové soustavy a dodávka ze sousedních distribučních soustav včetně dovozu ze zahraničí)

Chceme-li v závěru opět, podobně jako u přenosu, vyjádřit, jaká je informativní výpočtová průměrná jednosložková cena S_{dxei} v Kč/MWh distribuce elektřiny pro samostatné napěťové úrovně VVN a VN včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, což je vhodné pro porovnávání cen jednotlivých činností podílejících se na konečné ceně elektřiny, můžeme tak učinit podle vztahu:

$$S_{dxei} = \frac{S_{dxerci} \times RK_{KZxei}}{RME_{KZxei}} + S_{dxeppi} \quad (71)$$

RME_{KZxei} [MWh] předpokládané množství elektřiny odebírané konečnými zákazníky na jednotlivých napěťových úrovních pro regulovaný rok

Až doposud jsme se věnovali separátně pouze činnosti distribuce elektřiny a zacházeli jsme odděleně s jednotlivými napěťovými hladinami. Již od roku 2002 se při kalkulaci cen distribuce vychází z principu tzv. kumulativní poštovní známky. V čem spočívá princip „kumulace“?

Zjednodušeně se dá říci, že princip spočívá ve sdílení nákladů vyšších napěťových hladin zákazníky připojenými na nižší napěťové hladiny, jak naznačuje obrázek 15.7. Zatímco jsme se tedy až doposud zabývali odděleně přenosovou soustavou a jednotlivými distribučními napěťovými hladinami, musíme nyní složit všechny komponenty dohromady a vyčíslit ceny pro jednotlivé složky a hladiny s uvažováním toku výkonu i energie.

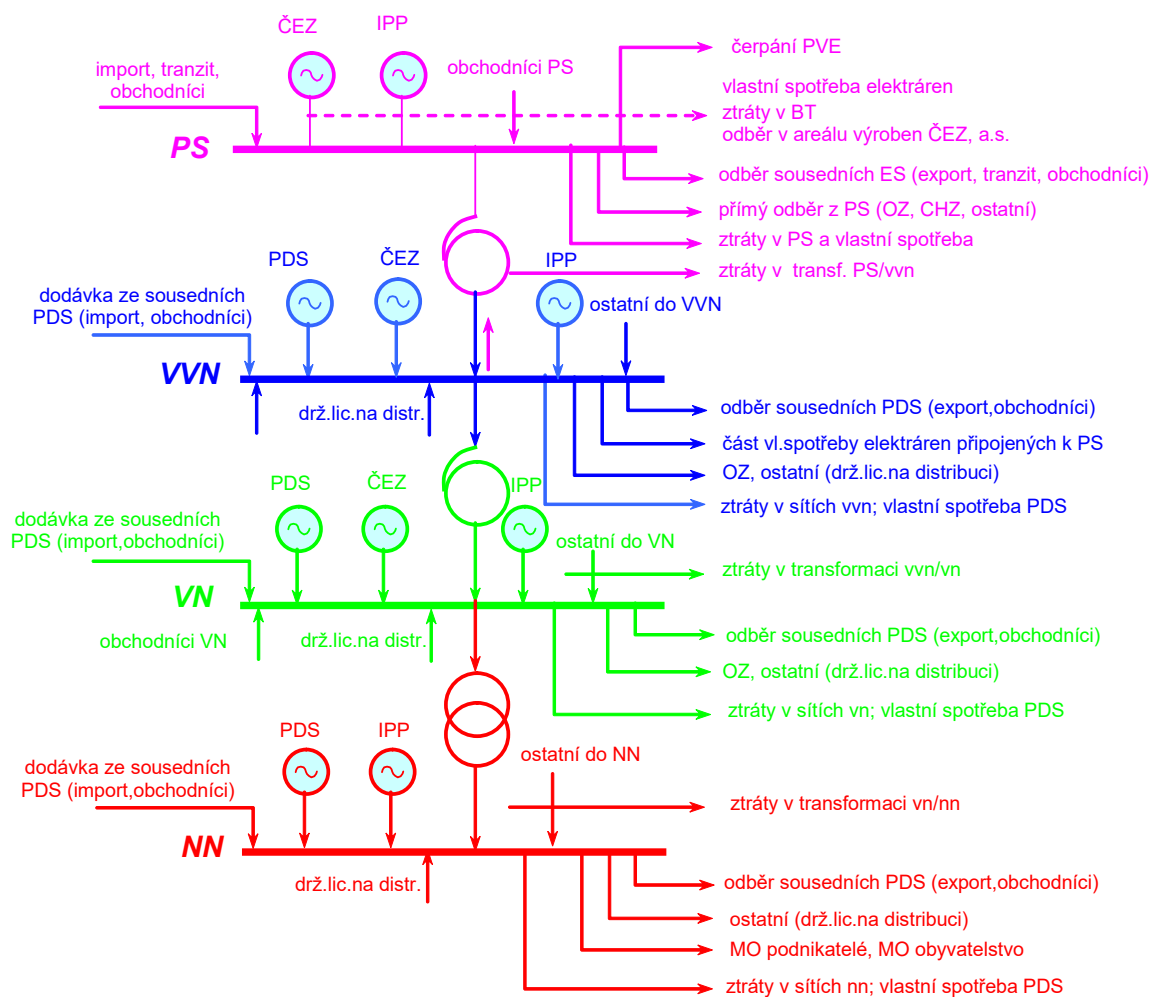
Dvousložková cena za distribuci elektřiny se rozděluje na část za rezervaci kapacity v Kč/MW a na část za použití sítě na dané napěťové úrovni v Kč/MWh.

Průměrné ceny jednotkového množství elektřiny za rezervaci kapacity v Kč/MW a za použití sítě na napěťové úrovni VVN v Kč/MWh jsou stanoveny regulačními vzorci:

$$c_{dVVNerci} = S_{dVVNerci} + c_{perci} \times \frac{RRK_{(PS-VVN)ei} + \sum_{k=1}^n RRK_{(VVNk-VVN)ei-2}}{RK_{KZVVNei-2} + KTR_{VVNi}} \quad (72)$$

$$c_{dVVNepzi} = S_{dVVNepzi} + c_{pepsi} \times \frac{TE_{(PS-VVN)ei} + \sum_{k=1}^n TE_{(VVNk-VVN)ei}}{RMDE2_{VVNi}} \quad (73)$$

Obrázek 15.7: Obecné schéma výkonových, energetických a finančních toků. Pramen: EGÚ Brno



Obecné schéma výkonových, energetických a finančních toků
 Průměrné ceny jednotkového množství elektřiny za rezervaci kapacity v Kč/MW a za použití sítě na napěťové úrovni VN v Kč/MWh jsou stanoveny regulačními vzorci:

$$c_{dVNerci} = s_{dVNerci} + c_{dVVNerci} \times \frac{KTR_{VVNi}}{RK_{KZVNei-2} + KTR_{VNi}} \quad (74)$$

$$c_{dVNepzi} = s_{dVNepzi} + c_{dVVNepzi} \times \frac{TE_{TRVVNei}}{RDME2_{VNi}} \quad (75)$$

i	pořadové číslo regulovaného roku
$s_{dVVNerci}$, $s_{dVNerci}$ [Kč/MW]	složky ceny za distribuci elektřiny za roční rezervovanou kapacitu napěťové úrovně VVN a VN pro regulovaný rok
c_{perci} [Kč/MW]	složka ceny za přenos elektřiny za roční rezervovanou kapacitu přenosové soustavy
$RRK_{(PS-VVN)ei}$ [MW]	rezervovaná kapacita přenosové soustavy pro příslušnou distribuční soustavu připojenou k přenosové soustavě pro regulovaný rok
n	počet sousedních distribučních soustav

$RRK_{(VVNk-VVN)ei-2}$ [MW]	bilanční saldo rezervované kapacity mezi napětovou úrovní VVN k-tého provozovatele sousední distribuční soustavy a příslušným držitelem licence na distribuci elektřiny, kteří jsou připojeni k přenosové soustavě, stanovené jako průměr skutečně naměřených měsíčních hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců na přelomu roků $i-2$ a $i-1$,
$RK_{KZVVNei-2}$, $RK_{KZVNei-2}$ [MW]	celková rezervovaná kapacita konečných zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě samovýrobců, pro pokrytí spotřeby v areálu výroby) napětové úrovně VVN a VN, vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce $i-2$,
KTR_{VVNi} , KTR_{VNi} [MW]	výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z úrovně VVN a VN na nižší napětovou úroveň pro regulovaný rok
$S_{dVVNepzi}$, $S_{dVNeptzi}$, $S_{dNNepzi}$ [Kč/MWh]	ložky ceny za distribuci elektřiny za použití napětových úrovní pro regulovaný rok
C_{pepsi} [Kč/MWh]	ložka ceny za přenos elektřiny za použití přenosové soustavy
$TE_{(PS-VVN)ei}$, $TE_{TRVVNei}$, TE_{TRVNei} [MWh]	předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok mezi přenosovou soustavou a napětovou úrovní VVN distribuční soustavy, popřípadě předpokládané toky elektřiny transformací z napětové úrovně VVN a VN na nižší napětovou úroveň; je uvažován tok v transformaci mezi úrovněmi (na vstupu do transformace, tedy se započtením ztrát v transformaci mezi napětovými úrovněmi); ztráty v transformaci z přenosové soustavy na napětovou úroveň VVN distribuční soustavy jsou započteny do ztrát přenosové soustavy
$TE_{(VVNk-VVN)ei}$ [MWh]	předpokládané bilanční saldo elektřiny pro regulovaný rok mezi napětovou úrovní VVN k-tého provozovatele sousední distribuční soustavy a příslušným provozovatelem distribuční soustavy, jejichž distribuční soustavy jsou připojeny k přenosové soustavě
$RDME2_{VVNi}$, $RDME2_{VNi}$, $RDME2_{NNi}$ [MWh]	předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok na výstupu z napětové úrovně distribuční soustavy; jedná se o odběry konečných zákazníků na dané napětové úrovni, toky do transformace elektřiny do nižších napětových úrovní (kromě NN), bilanční saldo odběru provozovatelů lokálních distribučních soustav, kteří nejsou připojeni k přenosové soustavě, export a odběry přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a odběr výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla na dané napětové úrovni

Průměrná cena jednotkového množství elektřiny za použití sítě na napětové úrovni NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem:

$$c_{dNNepzi} = s_{dNNepzi} + c_{dVNepzi} \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}} \quad (76)$$

Na napětové úrovni NN jsou stanoveny dvousložkové ceny za distribuci elektřiny pro konečné zákazníky přímo z povolených výnosů a proměnných nákladů připadajících na napětovou úroveň NN včetně části nákladů vyšších napětových úrovní. Fixní složka ceny v Kč je vztažena k plánované roční rezervované kapacitě v A vyjádřené proudovou hodnotou hlavního jističe před elektroměrem (technické maximum) konečných zákazníků pro regulovaný rok, proměnná složka ceny v Kč/MWh je vztažena k odebranému množství elektřiny v MWh pro regulovaný rok, přičemž může být rozdělena na cenu vysokého a nízkého tarifu. Cena vysokého tarifu platí v době blokování elektrického zařízení odběratele.

Jednosložková průměrná cena za distribuci jednotkového množství elektřiny na napětové úrovni VVN v Kč/MWh je stanovena vzorcem:

$$c_{dVVNei} = \frac{c_{dVVNerci} \times RK_{KZVVNei-2}}{RME_{KZVVNei}} + c_{dVVNepzi} \quad (77)$$

Jednosložková průměrná cena za distribuci jednotkového množství elektřiny na napětové úrovni VN v Kč/MWh je stanovena vzorcem:

$$c_{dVNei} = \frac{c_{dVNerci} \times RK_{KZVNei-2}}{RME_{KZVNei}} + c_{dVNepzi} \quad (78)$$

RME_{KZVVNei}, RME_{KZVNei} [MWh] předpokládané roční množství elektřiny odebíraná konečnými zákazníky na napětové úrovni VVN a VN pro regulovaný rok

Jednosložková průměrná cena za distribuci jednotkového množství elektřiny na napětové úrovni NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vzorcem:

$$c_{dNNei} = s_{dNNei} + (c_{dVNei} - c_{dVNepzi}) \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME1_{NNi}} + c_{dVNepzi} \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}} \quad (79)$$

s_{dNNei} [Kč/MWh] cena za distribuci elektřiny na napětové úrovni NN

RDME1_{NNi} [MWh] předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok distribuovaná napětovou úrovní NN konečným zákazníkům bez exportu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a bez odběru výrobců, kromě samovýrobců pro krytí spotřeby v areálu výroby

Přetoky mezi sítěmi VVN jednotlivých provozovatelů distribučních soustav jsou hrazeny cenou za přenos elektřiny. Přetoky mezi sítěmi VN a NN jednotlivých provozovatelů distribučních soustav jsou hrazeny cenami za distribuci elektřiny provozovatele distribuční soustavy. Při stanovení ceny za distribuci elektřiny by měly být tyto náklady a výnosy započítávány do povolených nákladů nebo výnosů provozovatele distribuční soustavy.

15.4.4.1 Koncepce tvorby tarifů na hladině nízkého napětí

Koncepce tvorby distribučních tarifů na hladině nízkého napětí je podobně jako regulace samotná velmi komplexní problematikou. V podstatě neexistuje správné řešení. Existují jen řešení, která jsou méně nebo více vhodná pro naplnění definovaných cílů. Jen za posledních dvanáct let se několikrát změnila výchozí podmínky pro jejich konstrukci a do jisté míry se mění i cíle, které mají být tarifní koncepcí dosahovány.

K největšímu zásahu do tarifní struktury došlo vlivem úplného otevření trhu, kdy se v plné nahotě objevily křížové dotace mezi jednotlivými sazbami, především dotace jednotarifních sazeb ve prospěch tzv. topných sazeb, které využívají pásma platnosti nízkého tarifu. Dříve se sleva těchto sazeb ospravedlňovala ochotou těchto zákazníků nechat se omezovat operativním řízením HDO. Pokud se ale následně od celkové ceny dodávky (ceny roku 2005) u těchto topných (blokových) sazeb odečetly cena elektřiny a cena systémových služeb, ukázalo se, že prakticky nezbývá žádná část ceny ke krytí nákladů distribuce. Z tohoto důvodu bylo třeba přistoupit k výrazné revizi tarifního systému, která stále ještě není dokončena, a stále se vedou diskuze o principech cílového konceptu.

Nejčastěji je zmiňováno, že tarifní systém na hladině nízkého napětí by měl splňovat tyto základní požadavky:

- měl by být logicky obhajitelný,
- měl by přirozeně stimulovat zákazníky k volbě sazby vhodné pro charakter jeho odběru,
- neměl by motivovat ke spekulacím s přechody mezi sazbami,
- měl by reflektovat reálné podmínky na velkoobchodním trhu s elektřinou,
- neměl by motivovat zákazníku k odklonu od využití akumulčních a přímotopných spotřebičů.

Tarifů je třeba bez ohledu na změnu prostředí stále koncipovat tak, aby byly výhodné pro charakter odběru, pro který jsou určeny. Výhodnost je dána především velikostí spotřeby a poměrem odběru ve VT/NT. Nastavení složek cen jednotlivých distribučních tarifů je proto potřeba přizpůsobit tak, aby zákazníka motivovalo k použití sazby podle charakteru odběru, pro který je sazba určena a zároveň, pokud možno, aby vylučovalo vůli zákazníka zneužití zařazení do sazby. Jako pojistku proti zneužití je vhodné dále definovat technické podmínky pro přiznání sazeb. Konstrukce tarifů na NN se dá zjednodušeně vyjádřit jako vícenásobná alokace kalkulovaných výnosů podle různých kritérií.

Nejprve je nutné rozdělit povolené výnosy pro hladinu nízkého napětí mezi výnosy, které mají být hrazeny domácnostmi (kategorie MOO) a podnikateli (kategorie MOP). Toto je možné uskutečnit prostřednictvím poměru podílu zatížení obou segmentů na zatížení soustavy v maximu. Podíl zatížení obou segmentů spotřeby na NN je stanoven podle průměrného podílu MOP a MOO v 12 měsíčních maximech soustavy za poslední tři roky.

Náklady na ztráty alokované na hladinu NN by měly být vždy kryty každou spotřebovanou MWh na hladině NN, stejně jako je tomu na vyšších napěťových hladinách. Obecně, každá distribuovaná MWh se podílí na krytí ztrát (je zpoplatněna). Z toho důvodu je cena za použití sítě promítnuta do výsledných cen VT i NT, přičemž v době platnosti NT by neměla cena distribuce klesnout pod cenu na krytí ztrát. Do budoucna je třeba rozhodnout, zda dvoutarifní s blokováním prostřednictvím HDO mají hradit stejnou „průměrnou roční“ cenu elektřiny na krytí ztrát, nebo se má vzít v úvahu

skutečnost, že blokované spotřebiče jsou spouštěny především v mimošpičkových hodinách a v noci, kdy je elektřina obecně levnější, tedy i elektřina na ztráty, a použít nižší cenu.

Povolené výnosy mají dle konceptu dvousložkové poštovní známky přijatého v ČR povahu fixních nákladů. Je proto oprávněné rozpouštět povolené výnosy do stálých platů a do cen vysokého tarifu (VT) platných pro neblokovanou část spotřeby.

Vzhledem k tomu, že se z důvodů podpory HDO zavádí v topných sazbách cena NT (cena NT je rovna ceně za použití sítě NN, která je zhruba čtvrtinová až pětina vůči jednosložkové distribuční ceně), musí být zbylé složky (cena za jistič, cena VT) úměrně zvýšeny tak, aby nemotivovaly k zneužívání sazeb a aby se dosáhlo výběru kalkulovaných povolených výnosů. V systému tarifů jsou cenově rozlišeny tři druhy topných soustav podle doby trvání NT (akumulační, hybridní, přímotopné).

V současné době se diskutuje několik technických přístupů, jak metodicky provádět navýšení složek stálých platů a ceny VT. V rámci této debaty se rovněž diskutuje, zda je nutné/vhodné, aby cena stálého platu za jistič byla stejná ve všech sazbách. Nevýhodou takového uspořádání je, že by výrazně zúžil prostor pro „přizpůsobení“ sazeb účelu, pro který jsou konstruovány. Obecně se při nastavování ceny VT vychází z pravidla, že čím delší doba NT, tím vyšší cena VT. V nejjednodušší modifikaci se dá navýšení určit přímo z pouhého podílu hodin dne vůči hodinám VT (tj. 24/počet hodin VT).

15.4.5 Změny v regulaci během 3. regulačního období

Během 3. regulačního období došlo k několikanásobné úpravě regulačního vzorce. Některé úpravy měly pouze zpřesňující, technický charakter, bez zásadních dopadů do výnosů regulovaných společností. Jiné se však týkaly financování investic souvisejících s obnovou a rozvojem regulované infrastruktury. Jedná se zejména o investice podporující začlenění a výroby elektřiny z decentralních zdrojů, dále také řešení přetoků elektřiny ze sousedních soustav apod. s cílem udržení bezpečné a spolehlivé dodávky spotřebitelům. Proto byl nově pro provozovatele přenosové a distribučních soustav definován a do regulačního vzorce zařazen parametr investičního rozvojového faktoru, který byl součástí pobídkové regulace a měl subjekty motivovat k realizaci investic souvisejících právě s uvedenými oblastmi.

Zároveň byla v průběhu 3. regulačního období zahájena příprava na následující regulační období. Původním záměrem regulátora bylo oddělit od sebe regulační období jednotlivých sektorů – plynárenství a elektroenergetiky a nastavovat parametry regulace s každým sektorem zvlášť. Regulační období pro plynárenství mělo být původně zkráceno o jeden rok; skončit tedy mělo koncem roku 2013. Regulátor se v té době snažil řešit zejména problematiku tzv. „přeceněných“ odpisů a jejich reinvestic do obnovy a rozvoje majetku v plynárenství. Je zřejmé, že uvedený postup skýtal potenciální hrozbu pro regulované subjekty ze sektoru elektroenergetiky, kdy by mohly být stejné principy, které by se uplatnily pro sektor plynárenství, aplikovány později bez širší diskuze i pro oblast elektroenergetiky. Pokud by regulátor přistoupil k odlišnému způsobu regulace mezi sektory, mohlo by takové jednání naplnit prvky diskriminace mezi jednotlivými sektory. Energetický regulační úřad přitom reguluje oba sektory podle stejného ustanovení a zmocnění energetického zákona. Není tedy v principu možné, aby na základě jednoho zákonného zmocnění, při provádění jednoho a toho samého zákonného ustanovení energetického zákona, došlo ke dvěma různým podzákonným úpravám.

K úpravě délky regulačního období došlo nejdříve v roce 2013 pro sektor elektroenergetiky, kdy 3. regulační období bylo prodlouženo o jeden rok do konce roku 2015, a posléze i pro plynárenství

bylo rozhodnuto o stejném prodloužení. I když původní ambicí úřadu bylo zavést již novou regulaci s případným novým regulačním přeceněním regulovaných společností již od 4. regulačního období, vzhledem k nedostatečné připravenosti tohoto kroku se předpokládají významnější změny nejdříve od 5. regulačního období. Nadále se však budou regulovat oba sektory obdobným způsobem.

Rovněž regulace oblasti systémových služeb doznala v průběhu 3. regulačního období určitých dílčích změn v reakci na vývoj trhu a prohloubení mezinárodní spolupráce, dále také a ve snaze upravit motivační faktory pro provozovatele přenosové soustavy při pořizování regulační energie.



AGC

GLASS UNLIMITED



SKLENĚNÉ INTERIÉRY NA MÍRU

Komerční prostory vyžadují vyšší nároky především na funkčnost, bezpečnost a estetiku. Zejména je nutné řešit prostorovou efektivitu a především praktičnost. Sklo a aplikace ze skla hrají nezapomenutelnou roli a poskytují architektům široké možnosti jak vytvářet komfortní prostředí pro uživatele veřejných prostor. Sklo se navíc snadno udržuje. Zachyťte odraz v lakovaných sklech řady Lacobel® nebo zrcadlech Mirox®, zjemněte prostor skly s jemným matným povrchem Matelac®. Škála kalitných lakovaných skel Lacobel®T/Matelac®T nabízí zvýšenou odolnost. Možnosti jsou neomezené, vše lze dokonale přizpůsobit využití daného prostoru.

AGC Processing Teplice a.s., www.agc-processing.cz – e-mail: sklenene.interiery@eu.agc.com
AGC Fenestra a.s., www.agc-fenestra.cz – e-mail: fenestra@eu.agc.com – www.YourGlass.com

16 PRODUKTY A CENY PRO KONEČNÉ ZÁKAZNÍKY

Miloslav Kužela

Abychom se mohli věnovat produktům pro konečné zákazníky, je potřeba tyto zákazníky rozdělit do dvou skupin.

První skupina je tvořena průmyslovými odběrateli, tedy odběrateli, kteří odebírají elektřinu na úrovni vysokého nebo velmi vysokého napětí a mají měření typu A nebo B. Druhá skupina je skupina odběratelů na úrovni nízkého napětí, kteří mají měření typu C. Do této skupiny patří domácnosti a podnikatelský malooběr.

Jednotlivé produkty a jejich oceňování pak probíhá rozdílně pro obě skupiny. Dalo by se říct, že produktů pro průmyslové odběratele je nespočet a závisí jen na zákazníkovi, jaký produkt je pro něj zajímavý. U malooběratelů je to díky jejich velkému počtu jednodušší, protože každý obchodník má produkty již vytvořeny a zákazník si následně jen vybírá podle druhu jeho spotřeby a distribuční sazby.

16.1 Malooběratelé (měření typu C)

Tuto velkou skupinu zákazníků tvoří domácnosti a malooběratelé, kteří odebírají na úrovni nízkého napětí 400 V a mají neprůběhové měření (typ C).

Tito zákazníci mají možnost výběru distribučních sazeb, podle druhu jejich spotřeby. Zákazník si může zvolit kteroukoliv z dále uvedených sazeb, pokud splní podmínky stanovené pro její přiznání. Jednotlivé podmínky posuzuje provozovatel distribuční sítě, ke které je zákazník připojen. Tyto sazby se dělí pro domácnosti „D“ a malooběratele „C“. K níže uvedeným sazbám je pak přičten i typový diagram (TDD), o kterém hovoří jiná kapitola této knihy.

Distribuční sazby pro domácnost (D):

- D01d, D02d – zákazník má běžné spotřebiče (osvětlení, vaření, TV), tj. má pouze vysoký tarif 24 hodin denně. Tyto dvě sazby lze měnit podle spotřeby bez dalších technických požadavků.
- D25d, D26d – zákazník v OPM má akumulární spotřebič (např. boiler na ohřev teplé vody). U této sazby má 8 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 16 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu).
- D27d – zákazník v OPM vlastní, případně má k užívání elektromobil. U této sazby má zákazník nízký tarif minimálně 8 hodin v době od 18.00 do 8.00 hodin.
- D35d – zákazník má tzv. hybridní spotřebič (spotřebič, který umí chladit i topit – klimatizace). U této sazby má 16 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 8 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu). Tato sazba musí být uznána do 31. 3. 2016.

- D45d – zákazník vytápí objekt (dům, byt) elektrickými spotřebiči (přímotopy). U této sazby má 20 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 4 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu). Tato sazba musí být uznána do 31. 3. 2016.
- D55d, D56d – zákazník má pro vytápění nainstalované tepelné čerpadlo (C55d – uvedené do provozu do 31. 3. 2005). U této sazby má 22 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 2 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu). Podmínkou D56d je uvedení do provozu tepelného čerpadla po 1. 4. 2005 a krytí tepelných ztrát vytápěného objektu minimálně ze 60 % tepelným výkonem čerpadla.
- D57d – zákazník má tzv. hybridní spotřebič (spotřebič, který umí chladit i topit – klimatizace) nebo přímotopné elektrické spotřebiče nebo systém s tepelným čerpadlem. U této sazby má 20 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 4 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu). Tato sazba musí být uznána po 1. 4. 2016. Podmínkou uznání sazby je, aby součtový instalovaný výkon elektrospotřebičů určených k vytápění byl nejméně 40 % příkonu odpovídající hodnotě hlavního jističe. V opačném případě musí být doloženo, že výkon těchto spotřebičů odpovídá tepelným ztrátám vytápěného objektu.
- D61d – víkendový tarif. Zákazník o víkendu má nízký tarif (levnější elektřinu) a přes týden vysoký tarif (dražší elektřinu). Sazba je určena pro zákazníky, kteří mají chaty, chalupy apod.

Distribuční sazby pro maloodběratele – firmy, instituce (C):

- C01d, C02d, C03d – zákazník má běžné spotřebiče (osvětlení, vaření, TV), tj. má pouze vysoký tarif 24 hodin denně, jsou určeny podle velikosti odběru na malé (C01d), střední (C02d) a vysoké (C03d). Tyto tři sazby lze měnit podle spotřeby bez dalších technických požadavků.
- C25d, C26d – zákazník v OPM má akumulční spotřebič pro vytápění nebo ohřev teplé vody. U této sazby má 8 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 16 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu). U C26d musí součtový instalovaný příkon akumulčních spotřebičů představovat nejméně 55 % příkonu odpovídající hodnotě hlavního jističe.
- C27d – zákazník v OPM vlastní, případně má k užívání elektromobil. U této sazby má zákazník nízký tarif minimálně 8 hodin v době od 18.00 do 8.00 hodin.
- C35d – zákazník má tzv. hybridní spotřebič (spotřebič, který umí chladit i topit – klimatizace). U této sazby má 16 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 8 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu).
- C45d - zákazník vytápí objekt řádně instalovanými elektrickými spotřebiči (přímotopy). U této sazby má 20 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 4 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu).
- C55d, C56d – zákazník má pro vytápění nainstalované tepelné čerpadlo (C55d – uvedené do provozu do 31. 3. 2005). U této sazby má 22 hodin nízký tarif (levnější elektřinu) a po dobu 2 hodin vysoký tarif (dražší elektřinu). Podmínkou verze C56d je uvedení do provozu tepelného čerpadla po 1. 4. 2005 a krytí tepelných ztrát vytápěného objektu minimálně ze 60 % tepelným výkonem čerpadla.
- C60d, C61d – neměřené odběry. Pouze v případě, že není možné technicky zajistit měření (hlásiče policie, sirény apod.) a odběr je nepatrný. Sazba C61d je pro obdobně neměřitelné

odběry, avšak konstantní, například pro účely poskytování služby internetu. V obou případech se odebraná elektřina neúčtuje.

- C62d – veřejné osvětlení. Sazba je určena pro účely osvětlování veřejných prostranství.

Vzhledem k velikému množství zákazníků ve skupině maloodběratelů je téměř nemožné, aby k nim jejich dodavatel přistupoval individuálně a pro každého nachystal jiný produkt. Bylo by to díky relativně malé spotřebě každého z nich nevhodné. Navíc je nutno podotknout, že pro fakturaci této skupiny každý z dodavatelů používá počítačový software, a tedy má snahu tyto zákazníky unifikovat. Další výhodou, která vyplývá z této unifikace a přiřazení produktu dodavatele k distribuční sazbě, je možnost relativně jednoduchého porovnání nabídek od různých dodavatelů.

Je pravdou, že každý z dodavatelů má produkt přiřazený k jednotlivé distribuční sazbě nazvaný jiným názvem. A tedy pro distribuční tarif D02d můžeme mít názvy produktů například Standard D, D-Standard, Komfort Standard, Elektřina Klasik, KOMFORT FIX 2, DOM 24 a podobně. Pokud se ovšem zákazník podívá, jaká tomuto produktu odpovídá distribuční sazba, může nabídky snadněji porovnávat.

Produktové řady zde tedy nejsou tvořeny dle druhu a velikosti spotřeby (to roztrídí distribuční sazby), ale podle dalších služeb, které dodavatel zákazníkovi poskytuje. I když každý z dodavatelů nazývá své produkty jinak, je možné je rozdělit do následujících skupin:

- **Podle doby trvání smlouvy:** Dodavatelé nabízejí smlouvy (produkty) s různou délkou smluvního vztahu. Odběratel si tak může vybrat smlouvou na dobu neurčitou, na jeden rok nebo na více jako jeden rok.
- **Podle doby a způsobu fixace ceny elektřiny:** Produkty v této skupině nabízejí možnost jedné stálé ceny na celé období nebo předem stanovené dílčí období platnosti smlouvy (např. měsíc, čtvrtletí). Pokud jste ovšem člověk znalý a sledujete vývoj na energetické burze, najdete i produkt, který má cenu elektřiny fixovanou na vývoj ceny elektřiny na energetické burze.
- **Podle původu elektřiny:** Tento produkt je nabízen zejména zákazníkům, kteří chtějí podpořit ekologičtější výrobu elektřiny, a tedy je možno vybrat si produkt, který vám zcela jistě zaručí ekologicky šetrnou elektrickou energii. Předpokládám, že čtenáři je známo, že nelze nařídít elektronům vyrobeným například ve vodní elektrárně, aby dotekly přímo do vašeho domu! Tímto tarifem tak „pouze“ podpoříte výstavbu nových obnovitelných zdrojů.
- **Podle historické délky smluvního vztahu s dodavatelem:** V této skupině produktových řad je tarifem zvýhodňován odběratel, který je stálým zákazníkem jednoho dodavatele. Jedná se o podobný systém jako u pojišťoven či obchodních řetězců, kde odměňují různými benefit body zákazníka, který pak tyto body může uplatnit buď formou slevy z výsledné faktury nebo výběrem zboží, které dodavatel nabízí zákazníkovi.
- **Podle komunikace mezi odběratelem a dodavatelem:** Produkty z této skupiny pak zohledňují v ceně, jak zákazník komunikuje se svým dodavatelem. Dodavatel tak motivuje zákazníka, aby s ním komunikoval co možná nejméně nebo způsobem, který je nejméně finančně náročný (např. elektronicky). Do této skupiny pak spadají i produkty, ke kterým je vázáno poradenství zákazníkovi. Například z oblasti volby druhu distribuční sazby nebo druhu elektrospotřebičů, které zákazník používá.

- **Akční produkty:** Poslední skupinu produktů tvoří tzv. akční produkty. Vzhledem k tomu, že dodavatel má zájem získávat co možná největší počet nových zákazníků, vypisuje různé akční produkty, které mívají pouze omezenou časovou platnost. A tak pokud na tento produkt narazíte, můžete mít například měsíc dodávky elektřiny zdarma, nebo finanční bonus, který vám následně bude odečten ve vyúčtovací faktuře.

Výše uvedené skupiny produktových řad mají vliv na konečnou cenu dodávané elektřiny. Rozdíl v ceně u jednotlivých produktů je následně viditelný buď v ceně za odebranou kWh ve vysokém/nízkém tarifu anebo ve stálé měsíční platbě, kterou účtuje většina dodavatelů elektřiny zákazníkům na nízkém napětí.

Stálá měsíční platba je velmi specifická záležitost a rozhodně lze všem zákazníkům doporučit, aby věnovali její výši náležitou pozornost. Velmi často se totiž stane, že dodavatel nabídne zákazníkovi nejlevnější tarif za odebranou kWh, na straně druhé má neúměrně vysokou sazbu stálé měsíční platby. Vzhledem k tomu, že stálá měsíční platba se pohybuje v řádu desítek korun, málo zákazníků jí věnují patřičnou pozornost. Rádi bychom zde ale uvedli jeden reálný příklad z praxe.

Porovnááme dva dodavatele s následujícími cenami (včetně DPH):

Dodavatel č. 1

Cena za elektřinu	1 530 Kč/MWh
Stálá měsíční platba	94,8 Kč/měsíc

Dodavatel č. 2

Cena za elektřinu	1 698 Kč/MWh
Stálá měsíční platba	12 Kč/měsíc

Má-li zákazník spotřebu 1,5 MWh/rok, u dodavatele č. 1 zaplatí 3 432,60 Kč/rok a u dodavatele č. 2 by zaplatil 2 691 Kč/rok.

Z uvedeného příkladu je velmi dobře vidět, že ačkoli dodavatel č. 2 má vyšší sazbu za odebranou elektřinu, tak díky nižší stálé měsíční platbě vychází u dodavatele č. 2 celkové roční náklady na silovou elektřinu levnější o 741,60 Kč/rok (levnější o více jak 21 %). Zákazník by se tedy měl rozhodnout pro dodavatele č. 2.

Dalším fenoménem, který začali dodavatelé elektřiny domácnostem uplatňovat, jsou platby za uzavření smlouvy a platba za ukončení smlouvy. Je potřeba si uvědomit, že konečná faktura za elektřinu se skládá ze dvou částí, platba za silovou elektřinu a platba za regulované služby. Celková platba za elektřinu je pak mnohem vyšší než pouze platba dodavateli za silovou elektřinu a může se potom zdát, že například poplatek 750 Kč za uzavření smlouvy je vůči roční fakturované částce zanedbatelný. Ve výsledku však tento poplatek výrazně prodraží elektřinu od takového dodavatele.

Například pokud by u dodavatele č. 2 z předešlého příkladu byl poplatek za podepsání smlouvy ve výši 750 Kč, stala by se jeho nabídka v prvním roce dodávky již dražší než nabídka dodavatele č. 1.

Přitom pokud si vezmeme v úvahu, že celková roční platba za pořízení elektřiny včetně platby za regulované služby (tedy celková fakturovaná částka) by byla u dodavatele č. 1 ve výši 8 451,34 Kč za rok, nemusí se zdát zákazníkovi jednorázová platba 750 Kč za uzavření smlouvy příliš vysoká.

Pro posouzení výhodnosti nabídek na dodávky elektrické energie domácnostem a maloodběratelům, by zákazníci měli vše dobře zvážit. Energetický regulační úřad na svých internetových stránkách poskytuje jednoduchý kalkulátor na výpočet ceny dodávky od různých dodavatelů. Tímto

kalkulátorem je možno porovnat jednotlivé dodavatele. Je zde ovšem nutno upozornit, že poplatky za podepsání či rozvázání smlouvy nejsou v kalkulaci zahrnuty.

16.2 Velkoodběratelé – průmysloví odběratelé

Skupina odběratelů je tvořena odběrateli z vysokého a velmi vysokého napětí. Tito odběratelé jsou vybavení měřením typu A nebo B, a tedy dodavatel má přehled o přesném odběrovém diagramu zákazníka.

Zákazníci mají distribuční sazbu příslušnou pouze na základě úrovně napětí, na které jsou napájeni. Jednotlivé produkty jsou tak čistě v rukou zákazníků a nabídek dodavatelů.

O produktech pro tuto skupinu odběratelů by mohla být napsaná samostatná kniha. Vzhledem k tomu, že dodavatel chce vyhovět svému zákazníkovi co možná nejvíce tak, aby se zákazník rozhodl právě pro něj, snaží se dodavatel vymýšlet a připravovat produkty na míru pro každého zákazníka. Pokud bychom tedy na tomto místě měli zmínit všechny v dnešní době používané produkty a vysvětlit jejich podstatu, troufneme si říct, že by zde byl několikastránkový seznam s vysvětlením, který by za pár let pozbyl na aktuálnosti. Proto se opět omezíme na rozdělení produktů do skupin produktových řad podle toho, co tyto produkty mají společné. Zároveň musíme poznamenat, že se jednotlivé produkty tvoří i svou vlastní kombinací. Mnoho z těchto produktových řad jsou shodné s produktovými řadami, které byly zmíněny u maloodběratelů.

Skupiny produktové řady můžeme dělit podle následujících kritérií:

- **Velikost odběru:** Je zřejmé, že velikost odběru hraje významnou roli při sestavování nabídky na dodávku elektřiny. Pro největší zákazníky (spotřeba nad 25 GWh/rok) volí dodavatel ve většině případů individuální přístup. U zákazníků menších jsou pak prioritně používány jednotlivé produktové řady dle jejich výhodnosti.
- **Počet tarifních pásem:** Vzhledem k tomu, že spotřeba elektřiny jak v celé elektrizační soustavě, tak i u jednotlivých odběratelů, je různá v různých hodinách, i cena elektřiny v hodinách se liší. V období špičky (pracovní den 8.00–20.00 h) je elektřina nejdražší (spotřeba je v soustavě největší) a o víkendech či v noci je cena levnější. Tuto skutečnost pak odráží i produktové řady, ve kterých zákazníkovi nabízí vícetarifní cenu. V praxi se používá jednotarif (jedna cena platná ve všech hodinách), dvoutarif (jedna cena – VT pro odběr ve špičce a druhá cena – NT pro odběr mimo špičku), třítarif (cena ve špičce, cena ve mimo špičku a cena o víkendu a v noci). Takto navržené tarify pak motivují zákazníka odebírat elektřinu za co nejnižší cenu, a tedy mimo špičku.
- **Rovnoměrnost odběru:** Rovnoměrnost odběru hraje v ceně elektřiny velkou roli. Je to dáno tím, že nejčastěji obchodovaným produktem, ať už od výrobců nebo obchodníků, je takzvané pásmo (base). Jedná se rovnoměrný (konstantní) odběr v každé hodině kalendářního roku. Proto v rámci této produktové řady nabízí dodavatel zákazníkovi lepší cenu, pokud se přiblíží se svým odběrem co možná nejvíce pásmovému produktu. Pro sledování této rovnoměrnosti se často používá hodnota využití maximálního hodinového výkonu za určité období (měsíc, kvartál, rok) k celkovému množství odebrané energie za stejné období.
- **Sezónnost:** Tato produktová řada je založena na faktu, že elektřina v různých obdobích kalendářního roku má rozdílné ceny. Například v zimě je zpravidla dražší a v létě levnější.

Proto dodavatelé často nabízejí jiné ceny elektřiny v zimě či v létě nebo dokonce po jednotlivých čtvrtletích nebo měsících. Na druhé straně je nutno přiznat, že se cena v rámci roku již srovnává, a tedy využití této produktové řady může v budoucnu být velmi malé.

- **Sjednávání odběrového diagramu:** Znalost plánovaného odběrového diagramu a přesnost jeho predikce hraje v obchodě s elektřinou velmi výraznou roli. Hlavním důvodem je, že elektřina není skladovatelná a jakákoli odchylka plánu (nákupu) od skutečnosti (spotřeby) je zpoplatněna. (viz kapitola 11). Tato produktová řada je tedy založena na plánování spotřeby elektřiny po jednotlivých obdobích. Zákazník pak plánuje množství po čtvrtletích, měsících, týdnech, dnech či hodinách v termínech dle domluvy se svým dodavatelem. Následně se vyhodnocuje, jak přesně zákazník predikoval svůj odběr, a podle toho je buď odměněn (sleva ceny elektřiny) nebo potrestán (navýšení ceny). Často se používají pro vyhodnocení tolerančního pásma k plánovanému diagramu. Pokud se pak zákazník se svým odběrem pohybuje v rámci tohoto tolerančního pásma, má garantovanou cenu elektřiny bez jakýchkoli navýšení. Tato produktová řada je jedna z nejčastěji používaných.
- **Fixace ceny:** Tento produkt je shodný s produktem pro maloobdoběratele, tedy fixace ceny elektřiny na pohyb ceny na některém z obchodních portálů (PXE, OKO, EEX). Znamená to, že pokud cena klesá na vybraném obchodním portále, klesá úměrně tomu i cena pro zákazníka a naopak. Tento produkt je velmi specifický a vhodný jen pro některé ze zákazníků, zejména proto, že cena na trhu s elektřinou není jednoduše predikovatelná.
- **Postupný nákup:** Tento produkt se velmi úspěšně rozšířil u velkých průmyslových odběratelů. Podstata produktu je v postupném sjednávání nákupu elektřiny v čase. Tímto postupným sjednáváním nákupu se postupně skládá i výsledná cena. Pro každé sjednané množství je použit index ceny vázaný na některý z obchodních portálů (např. PXE). Pokud tedy zákazník uzavře v červnu smlouvu na dodávku elektřiny na příští rok, může si postupně v daném kalendářním roce u dodavatele tuto elektřinu rezervovat až do výše své potřeby, přičemž cena každého sjednání odráží vývoj indexu ceny na velkoobchodním trhu.
- **Podpory obnovitelných zdrojů:** I tento produkt je shodný s produktem používaným pro maloobdoběratele, a je tedy užitečný zákazníkům, kteří chtějí podpořit výstavbu obnovitelných zdrojů.

Výše uvedené produktové řady se dají různě kombinovat a není tedy výjimkou, kdy zákazník uzavře smlouvu s dvoutarifní cenou, s upřesňováním odběrových diagramů a postupným nákupem.

16.3 Optimalizace nákupu elektřiny pro pokrytí diagramu a oceňování diagramu zákazníka

Optimalizace nákupu elektřiny pro pokrytí diagramu je jedna z nejdůležitějších činností každého dodavatele elektřiny konečným zákazníkům, který je subjektem zúčtování a převzal odpovědnost za odchylku svých zákazníků.

Podstata optimalizace spočívá v naplánování nákupu a prodeje elektřiny tak, aby v každé obchodní hodině byly tyto dvě hodnoty stejné. Není nutné zdůrazňovat, že plánování spotřeby je relativně složité a že je nepravděpodobné, že by někdo svou spotřebu naplánoval tak, že bude plán shodný se skutečným odběrem elektřiny.

Další otázkou k řešení je pokrytí spotřeby zákazníků standardními produkty, které jsou na trhu k dispozici a které může dodavatel nakoupit. V jedné z kapitol již byly zmíněny produkty obchodovatelné na burze a na trhu s elektřinou. Tyto produkty nejsou shodné s potřebou zákazníků. Je tedy nutné optimalizovat nákup a prodej tak, abychom dostali dva diagramy (nákupu a prodeje), které se budou co nejvíce přibližovat.

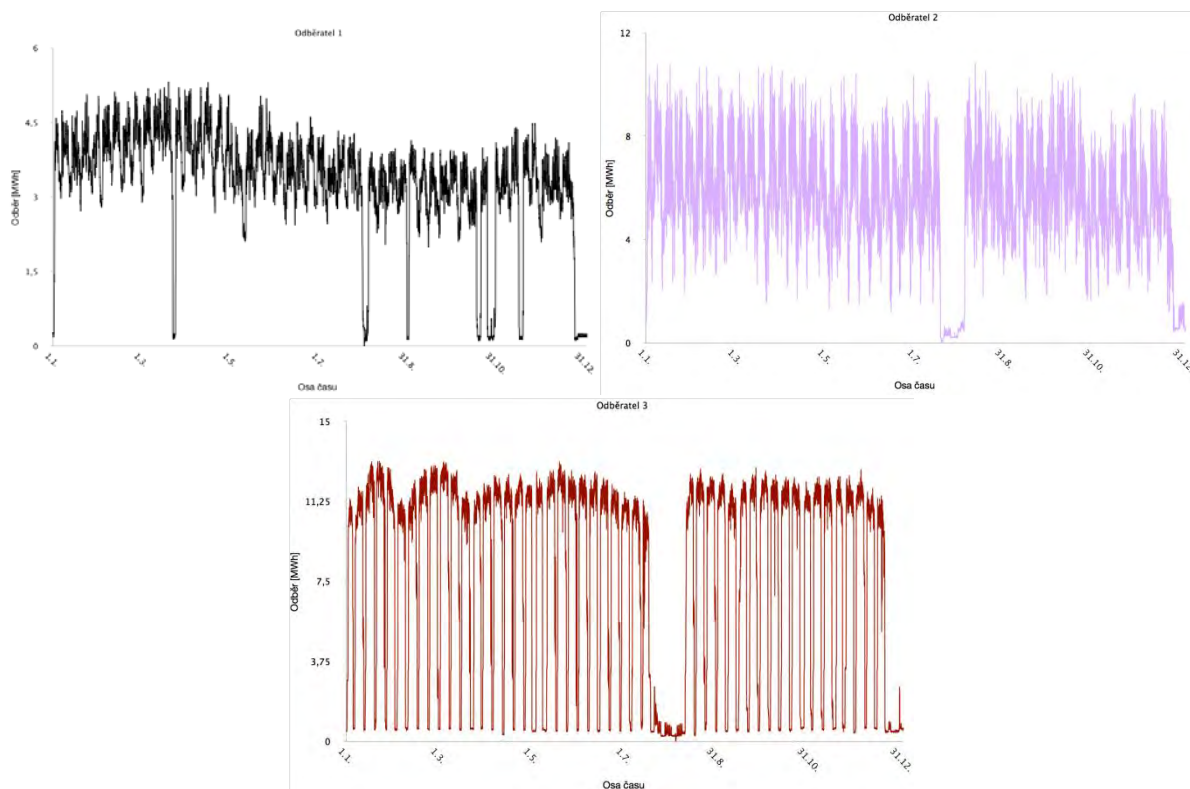
V následujícím textu je vysvětleno na konkrétním příkladu, jak se optimalizuje nákup elektřiny, aby pokryl odběr zákazníků dodavatele. Není zde uveden přesný postup, protože každý dodavatel postupuje malinko jinak a využívá k tomu speciálně určené softwarové prostředky, ale základní princip je zde patrný.

Představme si, že máme tři odběratele, kterým dodáváme elektřinu. Známe jejich historická data odběru a předpokládáme, že takto budou s jistou mírou přesnosti odebírat i v následujícím období.

Obrázek 16.1 ukazuje průběhy reálných diagramů prodeje elektřiny třem konečným odběratelům.

Tito odběratelé ještě provádějí upřesňování odběrových diagramů. Dodavatel však pro ně musí nakoupit v tu nejvýhodnější dobu, což může být několik měsíců před jejich skutečným odběrem, a tedy i před prvním upřesněním diagramu. Jak je z diagramů patrné, jsou to odběratelé s nerovnoměrným odběrem, a tak nás bude zajímat, jaký diagram obdržíme součtem těchto tří diagramů.

Obrázek 16.1

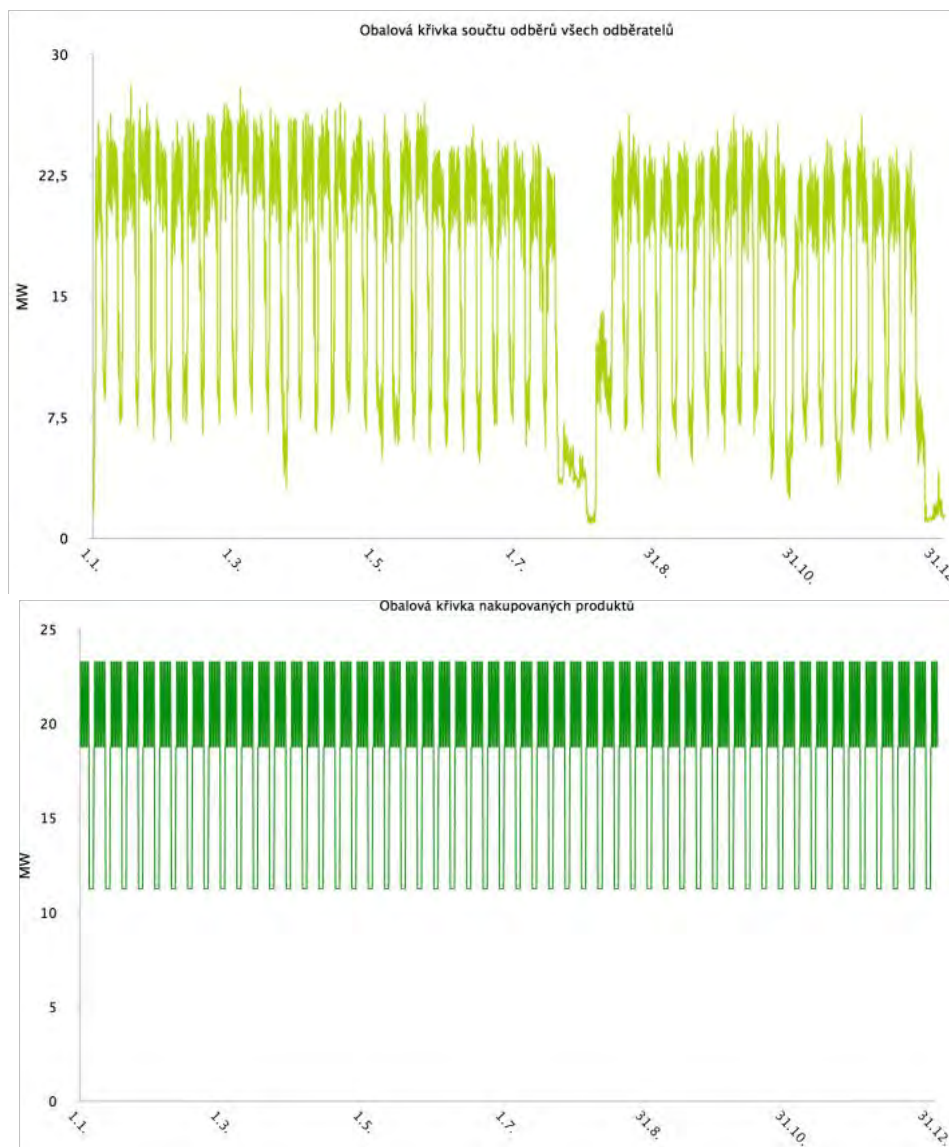


Grafy na obrázku 16.2 ukazují obalovou křivku součtu odběrů výše uvedených tří odběratelů. Tato křivka nás zajímá ze všeho nejvíce, protože na tento odběrový diagram bude muset dodavatel ve finále nakoupit.

Obalová křivka nakupované elektřiny je složená ze tří produktů, tak jak ji optimalizační software dodavatele vypočítal s ohledem na nejnižší možnou dosažitelnou cenu nakupované elektřiny. Jak

již bylo uvedeno, nákup je tvořen nákupem standardních produktů, které se na trhu a s elektřinou obchodují, a to tak, aby jednak co nejvíce pokryly součtový odběrový diagram a jednak aby dodavatel nakoupil co nejlevněji. Každý produkt má svou cenu a výsledná cena je tedy závislá na cenách jednotlivých produktů a jejich nakupovaného množství.

Obrázek 16.2

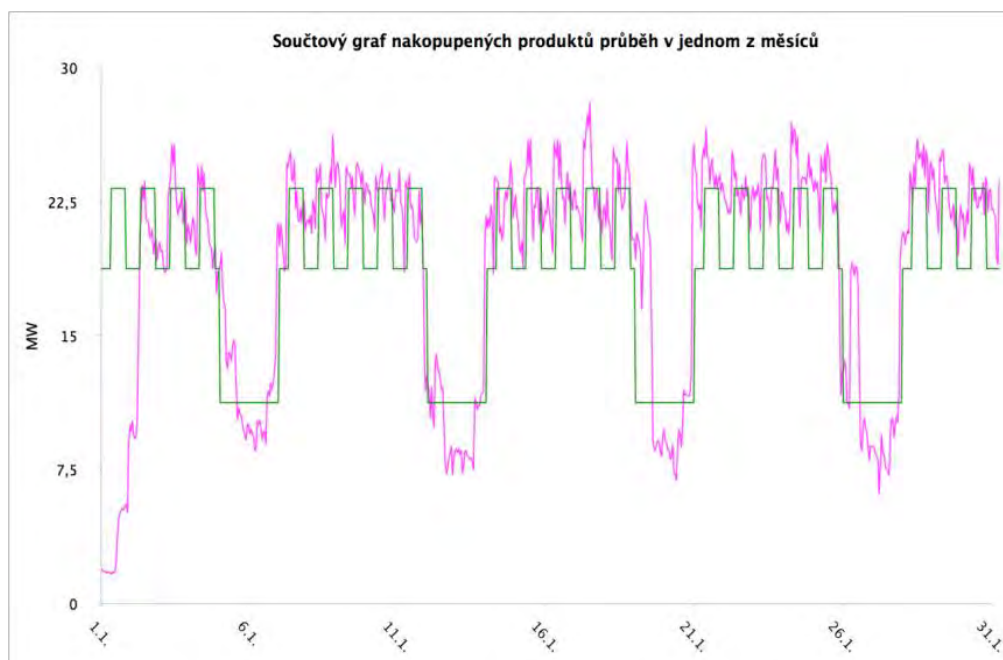


Aby byly průběhy obou diagramů zřetelnější, je možno vidět na grafech obrázku 16.3 průběh pouze v jednom měsíci, a to jak odběrového diagramu, tak diagramu nákupu po jednotlivých produktech.

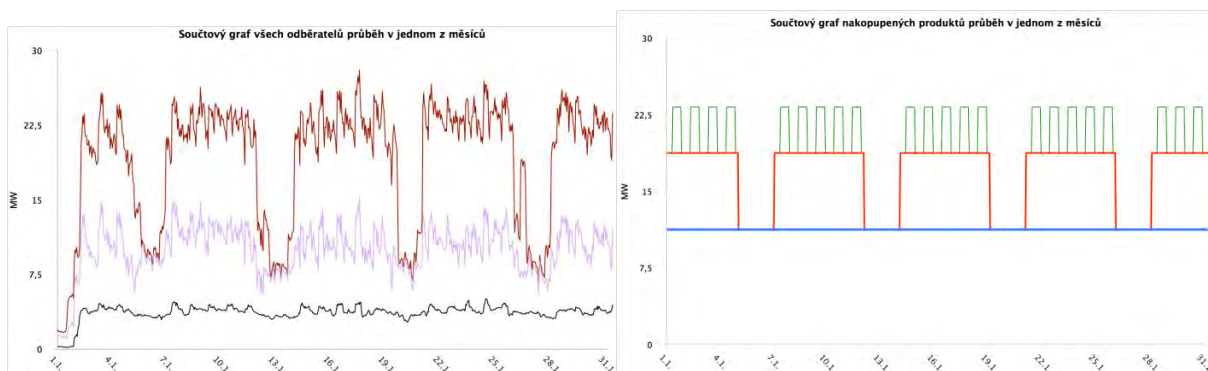
Graf na obrázku 16.4 ukazuje, jak se oba diagramy (prodejní i nákupní) překrývají. Pro lepší přehlednost je zvolen pouze detail jednoho měsíce (leden).

Jak zde můžete vidět, naprosté a úplné pokrytí odběrového diagramu obchodními produkty, které jsou běžně dostupné na trhu s elektřinou, je v podstatě nemožné. Vždy zůstanou hodiny, kdy ještě chybí elektřina pro pokrytí odběru zákazníků, a hodiny, kdy je naopak nakoupeno více elektřiny, než je potřeba pro zákazníky. Zůstane tedy diagram, který se dodavatel bude snažit vyřešit v rámci denního trhu (spotové obchody).

Obrázek 16.3

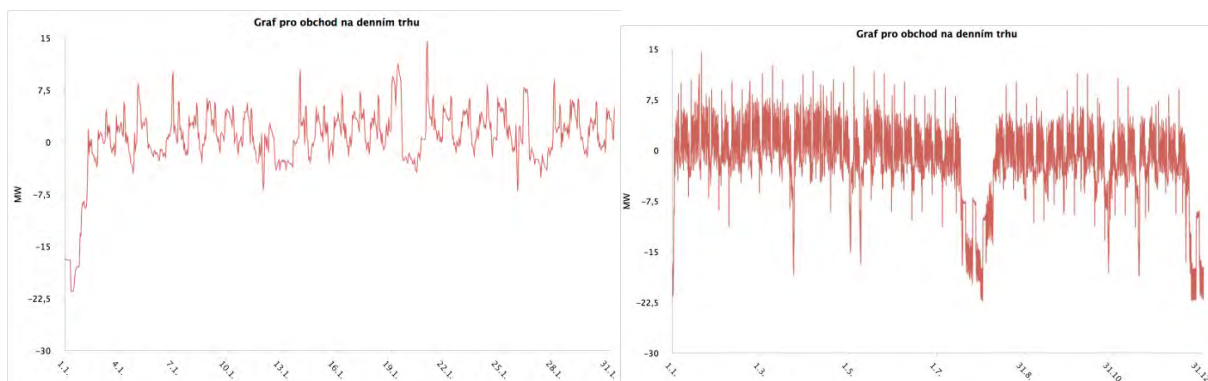


Obrázek 16.4



Grafy na obrázku 16.5 ukazují diagram, který v našem konkrétním případě zbyl dodavateli pro obchod na denním trhu. První graf ukazuje diagram pro celý kalendářní rok a na grafu druhém je možné opět vidět výřez pro jeden měsíc (konkrétně leden).

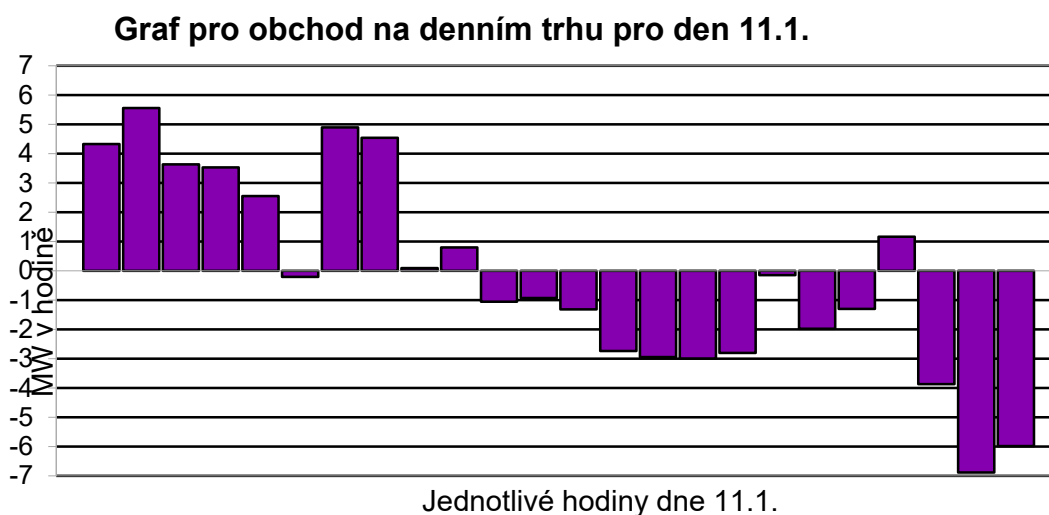
Obrázek 16.5



Dodavatel se na denním trhu s elektřinou musí snažit na jedné straně prodat elektřinu, která mu přebývá (záporné hodnoty v grafu), a na straně druhé koupit elektřinu, která mu pro zákazníky ještě chybí (kladné hodnoty v grafu).

V případě, že odběratel následně v průběhu dodávky upřesňuje své odběrové diagramy, upravuje se tímto i diagram pro denní trh pro dodavatele. Pro lepší zřetelnost je na dalším grafu vynesena diagram pro denní trh pouze jednoho dne (11. 1.), na němž jsou vidět jednotlivé hodinové hodnoty diagramu pro denní obchod.

Obrázek 16.5



Vzhledem k tomu, že se s velkou jistotou dodavateli nepodaří zobchodovat všechny potřebné hodiny na denním trhu v množství, které by potřeboval, a zároveň odběratel nedodrží svůj plánovaný diagram, zbude po skončení obchodního dne dodavateli diagram odchylky, který systém díky poskytování a aktivování různých podpůrných služeb automaticky vyrovná. Dodavatel však za tyto odchylky obdrží zúčtování od operátora trhu a bude už jen záležet na tom, zda svými odchylkami pomohl systému ve vyrovnání anebo šel proti bilanci systému.

16.4 Oceňování diagramu

Z předešlého textu je zřetelné, že výsledná cena nakoupené elektřiny je tvořena součtem všech cen, které dodavatel musel zaplatit při pořízení elektřiny. Tedy nejdříve cena jednotlivých produktů, následně cena za denní trh a nakonec cena odchylky.

Ve výše uvedeném příkladu jsou pouze tři odběratelé, a tedy diagram na denní trh bude hrát v ceně relativně velkou roli. Jeho procentní zastoupení je v jednotlivých hodinách veliké. Pokud ovšem bude diagram složen z většího počtu odběratelů, nebude se diagram pro obchod na denním trhu prosazovat takovou měrou. Proto je cílem všech dodavatelů vybudovat si co možná největší a nejpočetnější portfolio zákazníků. Denní trh je totiž ve chvíli stanovování ceny pro zákazníka (podepisování smlouvy na dodávku) velká neznámá, a tedy i velký risk pro dodavatele. Denní trh je ovlivněn okamžitými náladami trhu, jeho likviditou, vývojem aktuální ceny a chováním ostatních obchodníků na trhu.

Další velmi důležitou roli bude hrát rovnoměrnost výsledného (součtového) odběrového diagramu zákazníků, tedy jeho podobnost se standardními produkty na trhu s elektřinou. Pokud bude diagram rovnoměrný, nezbude tolik elektřiny pro obchod na denním trhu a pro dodavatele roste jistota, že cena pořízení elektřiny bude podle v souladu s plánem při navrhování ceny pro odběratele. Další snahou dodavatelů je proto získat takové zákazníky, kteří jim vyrovnávají součtový odběrový diagram ostatních zákazníků.

Oceňování diagramů jednotlivých zákazníků potom následně vychází z výsledné nákupní ceny. Jsou různé způsoby, jak dodavatelé stanovují ceny pro jednotlivé zákazníky. Většinou mají stanovenou cenu pro své portfolio stálých zákazníků dle postupu, který byl zmíněn výše, a na základě této ceny stanovují jednotlivé individuální ceny odběratelům. Je naprosto logické, že dodavatelé při výpočtu cen pro zákazníky vycházejí z tvaru diagramu jednotlivých zákazníků a cena pak odráží, jaký je podíl drahých nebo nestandardních produktů použit na pokrytí diagramu zákazníka. Na tento výpočet dodavatelé opět používají specializovaný software. Pokud tento problém zjednodušíme, dá se říct, že zmíněný software vypočítá odběrovému diagramu zákazníka jeho poměr ke dvěma produktům – pásmo a špička, tedy kolik je při cenové optimalizaci potřeba nakoupit produktu pásmo (base) v jednotlivých obdobích roku a kolik produktu špička (peak). Na druhé straně zná software, jaký je v celkovém nakupovaném diagramu dodavatele poměr těchto dvou produktů a jaká je průměrná cena nakupovaného diagramu na MWh.

Výsledkem jsou tedy dva koeficienty: jeden pro diagram zákazníka a druhý pro diagram celkového nákupu dodavatele. Poměrem těchto koeficientů a vynásobením celkovou průměrnou nákupní cenou dostaneme cenu odpovídající diagramu zákazníka. K této ceně ještě dodavatel připočte průměrný náklad na odchylku a konečným výsledkem je nákladová cena diagramu zákazníka.

Uvedený postup je jen jedním z možných výpočtů a dá se říct tím nejjednodušším. Každý dodavatel má svůj způsob stanovování ceny (mnohdy relativně složitý) a ten se snaží chránit jako svou konkurenční výhodu.

16.5 Speciální a individuální produkty

V předcházejících odstavcích byly zmíněny produkty standardní a frekventované, které jsou obsahem smlouvy mezi dodavatelem a zákazníkem. Existují však i přání zákazníka (spotřebitele), která se dají označit za ne úplně častá a mnohdy až nestandardní.

Prvním takovým případem je dodávka elektřiny od více dodavatelů. Zákazník má pak podepsány smlouvy na dodávku elektřiny s více dodavateli ve stejnou dobu, přičemž jednotliví dodavatelé musí být o této skutečnosti informováni. Zákazník se buď dohodne s jedním z těchto dodavatelů, že přebírá odpovědnost za odchylky, anebo musí být sám subjektem zúčtování u operátora trhu. Bilancování dodávky a odběru je pak čistě v jeho rukou.

Dalším případem je, pokud má zákazník kromě spotřeby i svou výrobu a díky tomu v některých hodinách namísto odběru elektřiny elektřinu dodává. To se stává tehdy, pokud zákazník nemá možnost regulovat výrobu na svém zdroji, například proto, že vyrábí spolu s elektřinou i teplo a regulovat výrobu elektřiny je buď neekonomické anebo i nemožné. V takovém případě je smlouva uzavřena jak na odběr, tak na dodávku, a ve většině případů dodavatel (není tím myšlen zákazník s vlastní výrobou) přebírá odpovědnost za odchylku.

Zcela speciálním příkladem je situace, kdy zákazník disponuje možností regulovat svůj odběr. Takový zákazník má díky své technologii možnost omezovat spotřebu elektřiny dle potřeb dodavatele. Vykonává jakoby regulaci pro dodavatele a dodavatel za tuto službu může zákazníkovi platit.

Jak již bylo zmíněno dříve, dodavatel má jeden z hlavních úkolů bilancovat diagram svých odběratelů, což na denním trhu (spotovém trhu) není vždy možné. Pokud mu tedy jeden ze zákazníků nabídne možnost regulace, je to pro dodavatele relativně velká výhoda. V takovémto smluvním vztahu je definováno, kdy a za jakých podmínek může dodavatel požádat zákazníka o snížení odběru elektřiny, a zároveň bývají stanoveny přesné podmínky, jak se tato regulace vyhodnocuje. Její vyhodnocování není jednoduchá záležitost, protože je potřeba oddělit snížení odběru dle požadavků dodavatele od snížení odběru z důvodu na straně zákazníka.

17 MĚŘENÍ

Martin Michek

17.1 Historie měření

Dnešní civilizovaný svět se bez elektrické energie neobejde. K jejímu měření slouží elektroměry. Obchodní měření jsou instalována distributorem elektrické energie v elektroměrové skříni odběratele. Hodnoty naměřené elektroměrem jsou pak odečteny pracovníkem distributora nebo jím pověřené firmy. Z údajů měření je zpracováno vyúčtování spotřebované elektrické energie. Konstrukce elektroměrů se v průběhu doby měnila a zdokonalovala. Elektroměr se v minulosti někdy nesprávně označoval jako elektrické hodiny. Tento název pochází z doby, kdy byly elektroměry podobné hodinám. Elektroměry měly číselník s ručičkami a v bytech se umísťovaly na viditelné místo. Druhým důvodem tohoto označení bylo to, že měřily kilowatthodiny.

Prvním historicky využívaným druhem proudu byl stejnosměrný proud. První elektroměry byly galvanického typu. Fungovaly na principu průchodu proudu elektrolytem mezi dvěma přesně zváženými deskami. Množství odebrané energie se potom spočetlo z rozdílu vah desek. Tento elektroměr byl ampérhodinový, pro stejnosměrný proud. Nevýhodou byl kapalný elektrolyt a unikající plyny. Další měřicí přístroje na stejnosměrný proud se nazývaly elektrolytické a pracovaly na principu průchodu prvků rtuti nebo vodíku přes pórovitou přepážku působením elektrického proudu. Existovaly i další elektroměry na stejnosměrný proud svou konstrukcí podobné indukčním elektroměrům, ale jejich nevýhodou byly komutátory s kartáčky, které se poměrně rychle opotřebovávaly. V průběhu několika let se ukázala omezení při použití stejnosměrného proudu, především při jeho distribuci. Stejnosměrný proud se dal efektivně přenášet jen na velmi malou vzdálenost.

Střídavý proud se používá kvůli snadnější výrobě v elektrárnách, jednoduššímu a levnějšímu dálkovému přenosu a v neposlední řadě i kvůli snadnějšímu vypínání. Výhodou je také jednoduché zvyšování a snižování napětí pomocí transformátoru a výrazně menší prvky určené k ochraně a vypínání silových obvodů střídavého proudu. Snížení přenosových ztrát se dosahuje především transformací elektrického napětí na vysoké napětí a nízký proud, čímž se omezuje zahřívání elektrického vedení. Střídavý proud se používá v běžných domácích elektrických spotřebičích. Nevýhodou střídavého proudu je ve srovnání se stejnosměrným složitější rekuperace a nutnost synchronizovat generátory v celé síti. Elektroměry na střídavý proud pracovaly po většinu 20. století téměř výhradně na Ferrarisově principu točivého magnetického pole. Tyto indukční elektroměry se používají pro měření spotřeby elektrické energie ve střídavých jednofázových i třífázových sítích. Indukční elektroměry v průběhu času mírně měnily tvar, rozšiřovaly se jejich funkce a zvyšovala přesnost, ale princip zůstal stejný. Používají se ještě dnes, i když jsou v poslední době postupně nahrazovány elektroměry elektronickými.

17.2 Technologie měření

17.2.1 Technologická řešení měření

17.2.1.1 Mechanické elektroměry

Indukční elektroměry se používají pro měření spotřeby elektrické energie ve střídavých sítích. Třífázový elektroměr má tři magnetická ústrojí působící na tři nebo dva hliníkové kotouče na společné ose. Jedná se v principu o tři jednofázové elektroměry. Pohon střídavého indukčního elektroměru má podobný princip jako asynchronní motor s kotvou nakrátko. Ve vzduchové mezeře se otáčí hliníkový kotouč, poháněný vířivými proudy. Proudovou cívku pod kotoučem na dvouramenném jádře protéká měřený proud. Napěťová cívka má díky uzavřenému železnému jádru oproti proudové cívce velkou indukčnost, a proto je při činné zátěži sítě mezi magnetickými toky obou cívek fázový posun téměř 90° . Tyto magnetické toky vytvářejí točivé magnetické pole, které otáčí kotoučem. Otáčející se kotouč pohání přes hřídel mechanické počítadlo. Dvousazbový, elektroměr má několik počítadel, jejichž pohon se přepíná pomocí diferenciálního soukolí. V minulosti bylo přepínání mezi sazby zajišťováno přepínacími hodinami. V dnešní době je již změna sazby řízena dálkově pomocí signálů hromadného dálkového ovládní s možností operativních zásahů. Tyto elektroměry jsou dnes již na hranici svých technických možností a jejich vlastnosti již nelze výrazně zlepšovat. Dále je tento typ elektroměrů vyráběn z drahých kovů a jeho cena neustále vzrůstá. Mechanické elektroměry jsou postupně nahrazovány novým, elektronickým typem.



17.2.1.2 Statické elektroměry

S rozvojem elektroniky se zhruba před 25 lety začaly používat elektroměry využívající elektronické součástky. Tyto elektroměry nemají žádné pohyblivé součástky, proto se též nazývají statické. S ohledem na své vlastnosti se nejdříve začaly používat především u odběrů vyžadujících velkou přesnost měření. První využívání přesných statických měřidel bylo realizováno z úrovně vysokého a velmi vysokého napětí při nepřímém měření s převodníkem přes transformátory. Elektronické elektroměry jsou přístroje odpovídající současnému stavu

elektroniky a trendu měřicí techniky. S klesající cenou elektronických součástek a zvyšující se spolehlivostí je cena nižší než ceny mechanických elektroměrů, a proto se elektronické elektroměry postupně zavádějí i u maloodběratelů, odebírajících elektřinu z nízkého napětí.

17.2.1.3 Elektronické impulzní elektroměry

Měření spotřeby zde nevychází z počtu otáček kotouče indukčního motorku, ale z počtu impulzů elektronického wattmetru a konstanta elektroměru se udává v impulzech na 1 kWh. Tyto přístroje mají mnoho funkcí, například měření maximální spotřeby, vícesazbové měření, ukládání časového odběrového diagramu do paměti, komunikaci s počítačem či datovou komunikaci po rozvodné síti. Základem technického řešení je mikroprocesor, který zastává všechny hlavní funkce. Ve srovnání s mechanickými indukčními elektroměry mají statické elektroměry mnoho výhod, protože nabízí měření podstatně většího množství veličin. Statické elektroměry mají menší vlastní spotřebu a při velkém množství nasazených elektroměrů se tím sníží technické ztráty. Dále mají menší náběhové proudy a měří s větší přesností při velmi malých proudech a naměří i spotřebu vypnutých domácích spotřebičů, které jsou v pohotovostním režimu.

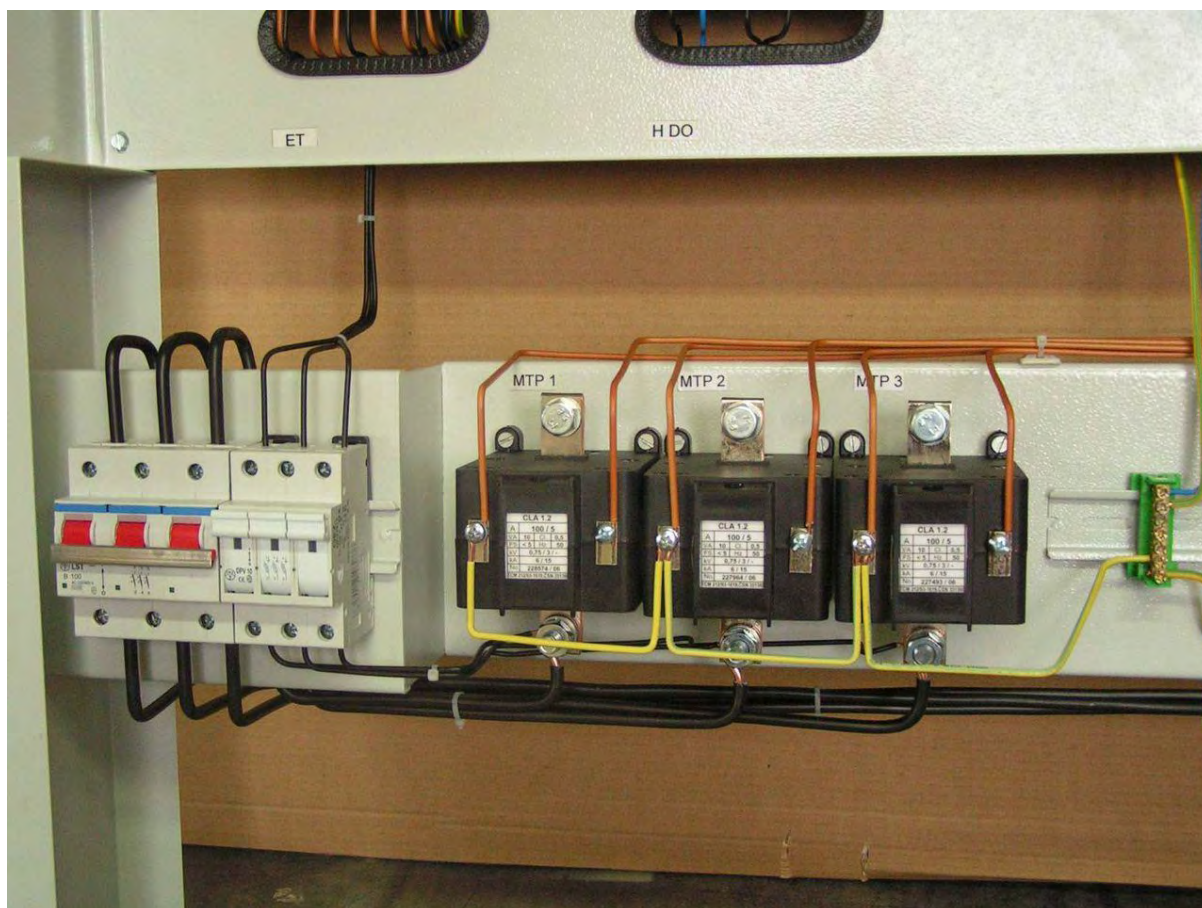


Elektronické elektroměry umožňují automatický odečet měřených veličin s využitím optického komunikačního rozhraní, bez možnosti chyb. Dále podporují softwarové nastavení parametrů měření podle požadavků vlastníka elektroměru. Pro tento typ měřidel je možný dálkový odečet měřených veličin pomocí různých typů komunikačních rozhraní, což v budoucnu umožní centralizovaný sběr dat. Displej měřidla dokáže zobrazovat více údajů než jenom pouze stav spotřebovaného množství elektřiny, ale také měřený tarif, provozní veličiny, vybrané události a alarmy.

17.2.2 Měřicí principy

Měření elektřiny se podle rozsahu měřených příkonů rozlišují na přímá a nepřímá měření. Přímá měření jsou taková měření, kdy elektroměrem prochází veškerá měřená elektřina, a nejsou instalovány měřicí transformátory. Tato měření jsou použita na nízkém napětí pro 99 % odběrných míst maloodběru.

Měření vysokých příkonů, kde je měřený proud nebo i napětí vyšší, není reálné, aby byl elektroměr vyroben na tyto proudy nebo napětí. V těchto případech se používá nepřímé, nebo také převodové měření. Do napájecího měřeného vedení jsou zakomponovány měřicí transformátory, které hodnoty proudu v daném poměru sníží a elektroměrem protéká proud maximálně 5 A. Spotřeba se pak vynásobí, aby byl zjištěn skutečný odběr.



Nepřímé měření jsou tedy taková měření, kdy je elektroměr použit v zapojení s měřicími transformátory proudu, kterými prochází veškerá měřená elektrina, a případně i s měřicími transformátory napětí. Měřicí transformátory napětí jsou používány na vysokém a velmi vysokém napětí. Podle strany transformátoru, na kterou jsou měřicí transformátory připojeny, je měření rozděleno na primární měření na straně vyššího napětí nebo sekundární měření na straně nižšího napětí:

- **přímé měření** – měřený proud i napětí protéká přímo přes elektroměr (používá se u měření NN do 80 A),
- **polopřímé měření** – napětí je měřeno přímo elektroměrem, ale proud je měřen přes měřicí transformátory proudu (používá se u měření NN nad 80 A),
- **nepřímé měření** – napětí i proud je měřen přes měřicí transformátory (používá se u měření VN a VVN).

17.2.3 Přesnost měření

Dle významu a umístění měření rozlišujeme různé požadavky na přesnost měření. Celková přesnost měření je dána součinem přesnosti komponent měřicího zařízení, které slouží pro změření reálných toků. U nepřímých měření jde o přesnost měřicích transformátorů a vlastního měřidla. V případě přímého měření je přesnost daná pouze elektroměrem. Přesnost měření je kontrolována za předem stanovených podmínek u výrobce a v certifikovaných pracovištích.

Pro měření na rozhraní s přenosovou soustavou a mezi distribučními soustavami jsou používána měřidla s přesností 0,2 až 0,5 %, a pro měření spotřeb u konečných zákazníků na NN jsou používána měřidla s přesností 1 až 2 %.



17.2.4 Měřicí místo

Měřicí místo je místem připojení odběratele, výrobce nebo provozovatele sítě k příslušné distribuční případně přenosové soustavě. Zřízení a vybavení měřicího místa je ve většině případů na zákazníkově a provozovatel distribuční sítě, zde osazuje elektroměr na změření odběru/dodávky elektrické energie. Vybavení a zapojení měřicího místa musí vyhovovat připojovacím podmínkám provozovatele sítě.

Měřicí bod je fyzický bod sítě, ve kterém se snímá, měří a registruje elektřina. Podle vyskytujícího se směru toku energie se jedná o dodávající nebo odběrný bod.

Měřicí místo je místem měření elektřiny v zařízeních elektrizační soustavy a odběrných místech konečných zákazníků. Představuje v praxi soubor technických prostředků a měřicích přístrojů připojených k jednomu měřicímu bodu.

Měřicí zařízení sloužící k měření, vyhodnocení a zúčtování obchodu s elektřinou jsou měřicí transformátory, elektroměry a registrační stanice včetně spojovacích vedení pro přenos naměřených hodnot, jistící prvky, nulové a zkušební svorkovnice. Do měřicího zařízení lze dále zahrnout vybavení koncentračních bodů a energy data management systém.

17.2.5 Technologie ovládání

Provozovatelé sítě z důvodu efektivního vynakládání nákladů na provoz, obsluhu a obnovu sítě ovládají vybrané spotřeby, případně i výrobu, k vyrovnaní zatížení v distribučních sítích. Aby distributoři elektrické energie zohlednili odebrání elektrické energie v době, kdy je jí v síti přebytek nebo naopak nedostatek (v době energetických špiček), mají nastaveny pro toto období různé tarify, které měří vícetarifními elektroměry.

V minulých dobách byla příslušná časová období stanovena pouze pevně a elektroměr byl vybaven hodinami, které přepínaly měření pro jednotlivá období. Dnes jsou elektroměry ovládány prostřednictvím hromadného dálkového ovládání, což je mnohem flexibilnější.

Nové inteligentní měřicí technologie v budoucnu umožní rozvoj v oblasti ovládání s možností nastavení vícetarifních systémů a potenciálu lokálního až adresného ovládání v jednotlivých odběrných předacích místech.



17.2.6 Komunikační moduly

Komunikační moduly jsou jedním z nových konstrukčních prvků měřicí soupravy. Slouží pro dálkovou komunikaci, přenos dat a povelů mezi datovou centrálou a elektroměrem. U měřicích souprav na napěťových hladinách VVN a VN jsou moduly až na výjimku již instalovány. Na NN jsou moduly instalovány u převodových měření nebo u OPM s malými zdroji. Moduly mohou být integrovány v měřidle, nebo jsou samostatným technologickým celkem. První používané moduly využívaly pevné telefonní linky. Dnes je využívána komunikace přes GSM, GPRS a na hladině NN výhledově PLC, případně rádio.

Existují tři základní úrovně komunikace:

- Primární slouží pro PDS, zajišťuje komunikaci měřidla směrem k odečtové centrále, případně k datovému centru.
- Sekundární slouží pro PDS, zajišťuje komunikaci dalších měřičů.
- Terciární slouží pro zajištění komunikace od měřiče směrem do domácnosti, provozu nebo výroby.



17.2.7 Zabezpečení proti neoprávněné manipulaci

Měřicí zařízení musí provozovatel měření (příslušný distributor elektrické energie) zabezpečit proti neoprávněné manipulaci.

Dle energetického zákona je neoprávněným odběrem odběr bez uzavřené smlouvy anebo v rozporu s uzavřenou smlouvou, odběr bez měřicího zařízení nebo s neoprávněně upraveným či poškozeným měřicím zařízením včetně poškození plomb a odběr, kdy zákazník opakovaně bez vážného důvodu neumožnil přístup k měřicímu zařízení.



Provozovatel měření musí zajistit všechny prvky měřicího zařízení proti neoprávněné manipulaci. Plomby jsou označeny značkou provozovatele pro případ případného neoprávněného odběru.

17.3 Provoz a obsluha měření

17.3.1 Ověřování platnosti měřidel

Platnost měřidel elektrické energie vyplývá ze zákona o metrologii. Schvalování typu a ověřování podléhají všechny stanovená měřidla. Stanovená měřidla se používají pro obchodní vypořádání dodávek elektrické energie. Ostatní měřidla povinnosti o ověření nepodléhají. Ověření elektroměru zajišťuje provozovatel soustavy. Doba platnosti stanovených měřidel je dána vyhláškou MPO č. 345/2002 Sb. Po uplynutí doby platnosti ověření lze následným ověřením prodloužit dobu platnosti měřidla. Ověření měřicích transformátorů zajišťuje na své náklady provozovatel silového zařízení – uživatel, na jehož OPM jsou měřicí transformátory zapojeny.



Měřidla dle typu mají různé cejchovní lhůty. Průběhová měření na vyšších napěťových hladinách mají cejchovní lhůtu pět let, staré mechanické elektroměry deset let a novější statické elektroměry mají cejchovní lhůtu dvanáct let. Prvotní ověření zajišťuje výrobce a následná ověření (včetně přezkoušení) na vyžádání zajišťují autorizovaná metrologická střediska.

17.3.2 Zodpovědnost za měření

Měření v přenosové soustavě zajišťuje provozovatel přenosové soustavy a v distribuční soustavě příslušný provozovatel distribuční soustavy. Výrobci elektřiny, provozovatelé jiných distribučních soustav a zákazníci jsou povinni na svůj náklad upravit předávací místo nebo odběrné místo pro instalaci měřicího zařízení v souladu se smlouvou o připojení a s podmínkami obsaženými v pravidlech provozování přenosové nebo distribuční soustavy. Dále mohou se souhlasem PPS a PDS pro vlastní potřebu a na svůj náklad osadit vlastní kontrolní měřicí zařízení. Toto měřicí zařízení musí být zřetelně označeno.

Závady na měřicích zařízeních, včetně porušení zajištění proti neoprávněné manipulaci, které zákazníci zjistí, jsou povinni neprodleně oznámit provozovateli měření. Jakýkoliv zásah do měřicího zařízení bez souhlasu provozovatele je zakázán. Je-li pochybnost o správnosti údajů měření nebo byla-li zjištěna závada na měřicím zařízení, je provozovatel měření povinen vyměnit měřicí zařízení a zajistit ověření správnosti měření. Náklady za přezkoušení platí provozovatel měření v případě zjištěné závady, v opačném případě hradí náklady žadatel.

17.3.3 Instalace měřicího zařízení

Provozovatel měření na svůj náklad zajišťuje instalaci vlastního měřicího zařízení, jeho udržování a pravidelné ověřování správnosti měření.

Elektroměry se osazují do elektroměrových rozváděčů. Rozváděče musí vyhovovat elektrotechnickým normám, ale také připojovacím podmínkám distribučních společností, na které je odběrné místo napojeno. Elektroměrový rozváděč je vždy v majetku majitele odběrného místa. Připojovací podmínky specifikuje provozovatel sítě a jsou souborem požadavků, schémat a dalších

podmínek pro provedení, umístění a zapojení měřicích souprav a rozváděčů u odběratelů připojených z distribuční sítě.

Provozovatelé sítí vydávají připojovací podmínky pro osazení měřicích zařízení pro jednotlivé napěťové hladiny a jednotlivé typy odběrných míst připojených do jejich soustavy.

Připojovací podmínky uvádějí:

- specifikaci hlavní domovní skříně, hlavního domovního vedení a odbočky k elektroměrům,
- umístění, provedení a vybavení elektroměrového rozvaděče,
- schéma zapojení elektroměrového rozvaděče,
- specifikaci pro měřicí transformátory proudu a napětí,

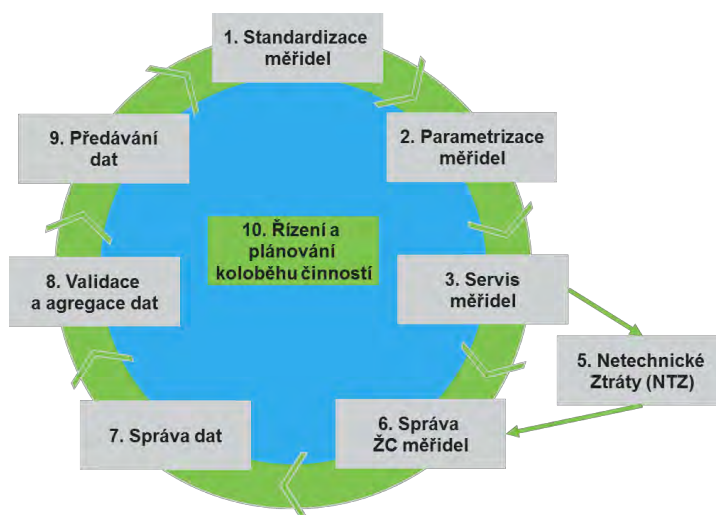


17.3.4 Provoz a obsluha měřicího zařízení

Provozovatel měření je zodpovědný za řádný a bezporuchový provoz měřicího zařízení. Z tohoto důvodu je každý uživatel připojení do PS nebo DS povinen zabezpečit provozovateli měření kdykoliv přístup k měřicímu zařízení. Tato povinnost vyplývá z EZ a bývá navíc upřesněna v příslušných smlouvách. Zajištění časově neomezeného přístupu je důležité pro odstraňování poruch, provádění revizí, údržbu a kontroly měřicího zařízení.

Uzavřený cyklus procesu měření ukazuje jednotlivé činnosti měření a vazby mezi nimi:

- standardizace měřidel,
- parametrizace a ověření měřidel,
- servis měřidel,
- správa netechnických ztrát,
- správa měřidel,
- správa životního cyklu měřidel,
- správa dat,
- zpracování a agregace dat,
- předávání dat,
- řízení a plánování koloběhu činností.



Provozovatel měření zajišťuje pravidelnou údržbu a diagnostiku měřicího zařízení kromě měřicích transformátorů. Provádí výměnu měřidel, spínačů pro ovládání tarifů a vybraných spotřeb, výměny komunikačních modemů.

Uživatel na základě pokynů nebo se souhlasem provozovatele zajišťuje výměnu dalších částí měřicího zařízení. Jedná se zejména o plánované rekonstrukce, poruchy nebo výměny měřicího zařízení včetně měřicích transformátorů. Závady na měřicím zařízení musí být odstraněny v co nejkratším možném termínu.

17.3.5 Změnová řízení

Změnová řízení jsou součástí běžného životního cyklu měření. Dle významu můžeme rozdělit změnová řízení na:

- Změnu dodavatele, při které provozovatel distribuční soustavy zajistí aktualizaci technických kmenových dat v systému Operátora trhu. Ke stanovenému termínu provede odečet měřicí soupravy.
- Změna odběratele, při které PDS zajistí stav elektroměru a výpočet spotřeb pro vypořádání původního a nového odběratele elektřiny.
- Změna technických parametrů, při které zajistí PDS stav elektroměru a zkontroluje měřicí místo, případně zaplombuje měněné části měřicí soupravy.
- Změna sazby, při které provozovatel zajistí odečet elektroměru a případně výměnu měřidla nebo spínače hromadného dálkového ovládání dle aktuálních požadavků zákazníka.

17.3.6 Odečty měřidel

Odečty měřicího zařízení, jejich zpracování a předávání zajišťuje provozovatel distribuční soustavy. V případě potřeby může provozovatel pověřit odečtovou činností jím vybranou firmu, která má stejná přístupová práva k odběrnému místu za účelem odečtu jako provozovatel soustavy. Odečty se mohou provádět fyzicky nebo dálkově přes komunikační rozhraní. Pokud vznikne na komunikačním rozhraní závada, musí provozovatel měření zajistit data náhradním způsobem a bez zbytečného odkladu odstranit vzniklé závady.

Na napěťové hladině VVN a VN jsou řádné odečty prováděny většinou dálkově s měsíční nebo denní periodou, na hladině NN jsou řádné odečty prováděny minimálně jedenkrát za kalendářní rok.



17.3.7 Standardy služeb měření

Základní standardy měření jsou uvedeny ve vyhlášce č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice:

- § 15 Standard výměny měřicího zařízení a vyrovnání plateb,
- § 16 Standard předávání údajů o měření,
- § 17 Standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování distribuce elektřiny,

- § 18 Standard dodržení termínu schůzky se zákazníkem,
- § 20 Standard lhůty pro vyřízení reklamace vyúčtování dodávky elektřiny.

Standardem umožnění přenosu nebo distribuce elektřiny je možnost uskutečnění distribuce elektřiny ve lhůtě pěti pracovních dnů ode dne, kdy byl provozovatel soustavy konečným zákazníkem na základě uzavřené smlouvy o distribuci elektřiny požádán o umožnění distribuce elektřiny, nebo kdy splnil podmínky stanovené ve smlouvě o připojení.

Standardem obnovy distribuce elektřiny po přerušení dodávky z důvodu prodlení zákazníka s úhradou plateb za poskytnuté služby je obnova distribuce elektřiny do předávacího nebo odběrného místa ve lhůtě dvou pracovních dnů následujících po dni, ve kterém zákazník uhradil všechny své závazky včetně nákladů spojených s přerušením a obnovením dodávky elektřiny, nebo uzavřel dohodu o splácení dlužných částek.

Standardem lhůty pro vyřízení reklamace měření dodávky elektřiny je zpracování a zaslání vyřízené reklamace zákazníka do 15 dnů ode dne doručení reklamace provozovateli soustavy. Součástí vypořádání reklamace je vysvětlení příčin a problémů s měřením v jeho odběrném místě.

Sjednání termínu návštěvy a uskutečnění prohlídky odběrného místa za účelem odstranění problémů s měřením, případně výměna měřicího zařízení a zajištění jeho přezkoušení na žádost zákazníka ve lhůtě do 60 kalendářních dnů ode dne doručení reklamace tak, aby provozovatel distribuční soustavy mohl informovat zákazníka o konečném výsledku přezkoušení.

Vypořádání rozdílů v platbách do 10 kalendářních dnů ode dne, ve kterém uplynula lhůta dle výše uvedených ustanovení, jeli na základě vyřízení reklamace měření dodávky zjištěn přeplatek na příslušném odběrném místě.

17.4 Druhy měření

17.4.1 Provozní a obchodní měření

Z hlediska charakteristiky odběrného a předávacího místa můžeme rozdělit oblast měření do dvou základních kategorií. První kategorií měření jsou provozní měření.

Tento typ slouží pouze uživateli měření a nejsou na tento typ měření vztaženy legislativní předpoklady a podmínky provozovatelů sítí. Tento typ měření je určen pro informaci účastníka o tocích energie uvnitř areálů a provozoven, případně pro měření toku v sítích, které neslouží k vypořádání obchodních vztahů.

Druhou kategorií měření je obchodní měření, kde je nutné používat pouze stanovená měřidla a platí zde veškeré právní a provozní předpisy pro měření elektrické energie. Kategorii obchodního měření můžeme dále rozdělit do dvou oblastí:

- fakturační měření – jedná o měření odběrů a dodávek elektrické energie od distribuční společnosti a majitelem elektroměru je v těchto případech distribuční společnost;
- podružné měření – jde o měření spotřeby již za fakturačním měřením. Toto měření pak slouží například pro informaci o spotřebě jednotlivých objektů a případně následnému rozpočítání nákladů na jednotlivé objekty. Tohoto systému se využívá například v chatových nebo zahrádkářských koloniích a garážích. Náklady spojené s dodávkou elektrické

energie jsou pak zatíženy pouze jednou paušální platbou za jeden fakturační elektroměr a spotřeba se rozpočítává dle podružných elektroměrů. Majitelem podružného elektroměru je pak majitel odběrného místa a rozvaděč nemusí být zhotoven dle připojovacích podmínek distribuční společnosti.

17.4.2 Jednotlivé typy měření

Jednotlivé typy měření definuje vyhláška č. 82/2011 Sb. o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny.

Základní typy měření jsou:

- **Měření typu A**
 - průběhové měření elektřiny s dálkovým denním přenosem údajů,
 - základní měřicí interval – jedna čtvrt hodina,
 - základní vyhodnocovací interval – jedna hodina,
 - základní interval pro zpracování a přenos naměřených dat v rámci měřicího zařízení – jeden kalendářní den.
- **Měření typu B**
 - průběhové měření elektřiny s dálkovým jiným než denním přenosem údajů,
 - základní měřicí interval – jedna čtvrt hodina,
 - základní vyhodnocovací interval – jedna hodina,
 - základní interval pro zpracování a přenos naměřených dat v rámci měřicího zařízení – 1 měsíc.
- **Měření typu S**
 - měření elektřiny s dálkovým přenosem údajů, mimo měření typu A a měření typu B,
 - základní interval pro zpracování a přenos dat naměřených v rámci měřicího zařízení – jeden měsíc.
- **Měření typu C**
 - ostatní měření elektřiny,
 - zpracování a přenos údajů prováděn nejméně jedenkrát za rok.

Průběhové měření je takové měření, při kterém je kontinuálně zaznamenávána hodnota energie nebo střední hodnota výkonu v měřicím intervalu. Měřicím přístrojem může být podle provedení měřicího zařízení buď samotný elektroměr, nebo externě připojený registrační přístroj. Velmi často se jedná o kombinaci měření průběhového s měřením ostatním, to znamená, že jsou současně využívány příslušné registry (číselníky) energie a výkonu, často jak tarifní, tak i sumární. Registry mohou být nastaveny pro zobrazování stavů, anebo rovnou pro zobrazování spotřeby v daném účtovacím období. Vždy záleží na konkrétním použitém elektroměru a možnostech jeho uživatelského nastavení, které provádí příslušný provozovatel soustavy.

Dálkovým přenosem nazýváme přenos naměřených hodnot, který se uskutečňuje pomocí klasického telefonního spojení GSM a GPRS, případně též pomocí pevné linky. Dále lze také využít radiosíť, Internet, apod. Dálkový odečet s přenosem naměřených dat do datového centra zajišťuje provozovatel soustavy.

Odečtem pomocí ručního terminálu se rozumí sejmutí uložených hodnot energie a výkonu z paměti elektroměru nebo registračního přístroje přes optické nebo jiné rozhraní do ručního terminálu.

U měření typu C mohou být data odečtena ručně pomocí vizuálního odečtu s následným využitím klávesnice ručního terminálu, nebo bez terminálu zapsáním hodnot do datového centra. Výjimečně lze použít zapsání odečtu do odečtové listu. U novějších typů měřidel se rovněž předpokládá automatizace odečítacího postupu za účelem jeho zkvalitnění a zrychlení. Konkrétní způsob odečtu určuje příslušný provozovatel distribuční soustavy.

17.4.3 Vybavení měřicích míst

Vybavení měřicích míst s ohledem na typ měření A, B, C a S určuje prováděcí legislativa, která pro stanovení konkrétního typu měření vychází z napěťové hladiny a velikosti odběru, dodávky. Stanovení typu vychází z instalovaného výkonu výroby, rezervovaného příkonu konečného zákazníka. Jednotlivá vybavení jsou předepsaná jako minimální takto:

a) **měřením typu A** pro:

- předávací místa mezi jednotlivými distribučními soustavami s napětím vyšším než 52 kV,
- předávací místa výrobců elektřiny s instalovaným výkonem výroby elektřiny nad 1 MW,
- odběrná místa konečných zákazníků s odběrem z distribuční soustavy s napětím vyšším než 52 kV,
- odběrná místa konečných zákazníků s odběrem elektřiny z distribuční soustavy s napětím od 1 kV do 52 kV včetně a s rezervovaným příkonem elektřiny nad 250 kW.

b) **měřením typu B** pro:

- předávací místa výrobců elektřiny s instalovaným výkonem výroby elektřiny od 250 kW do 1 MW,
- odběrná místa konečných zákazníků s odběrem elektřiny z distribuční soustavy s napětím od 1 kV do 52 kV včetně a s rezervovaným příkonem elektřiny do 250 kW.

c) **měřením typu S** pro:

- předávací místa ostatních výrobců elektřiny z distribuční soustavy o napětí do 1 kV,
- odběrná místa ostatních konečných zákazníků s odběrem elektřiny z distribuční soustavy.

d) **měřením typu C** pro:

- předávací místa ostatních výrobců elektřiny,
- odběrná místa ostatních konečných zákazníků s odběrem elektřiny z distribuční soustavy.

Přehled měření dle jednotlivých typů měření, napěťové hladiny, velikosti odběru, účelu apod.				
Typ měření	A	B	S	C
Charakteristika měření dle kategorie zákazníků, napěťové hladiny, velikosti odběru, účelu	Odběr z PS nebo odběr z DS s napětím mezi fázemi vyšším než 52 kV nebo odběr z distribuční soustavy s napětím od 1 do 52 kV včetně se stanoveným rezervovaným příkonem nad	Odběr z DS s napětím od 1 do 52 kV včetně s rezervovaným příkonem elektřiny do 250 kW nebo výrobnách elektřiny připojené k PS nebo DS	Smart metering s dálkovým přenosem údajů pro stanovené kategorie zákazníků na napěťové hladině NN, které není měřením typu A a B	Maloodběr obyvatelstva a podnikatelů
Měřicí interval	15 minut	15 minut	15 minut	-
Minimální frekvence pro přenos dat	denně	měsíčně	měsíčně	ročně
Způsob odečtu	dálkový	dálkový	dálkový	ruční
Možnost samoodečtu	částečně	částečně	částečně	ano
Práce s náhradními hodnotami a odhady	částečně	částečně	částečně	ano
Možnost dálkového ovládání OPM	ano	ano	ano	ano
Předávání dat	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	CDS OTE, odběratel, výrobce, obchodník	Obchodník jednotlivě, OTE komprimovaně
Přístupnost dat v internetovém portálu	ano	ano	na vyžádání	ne
Přístupnost dat on-line	zprostředkovaně	zprostředkovaně	zprostředkovaně	ne

17.4.4 Měření TDD

Typové diagramy dodávky TDD slouží jako náhrada průběhového měření u spotřebních OPM s instalovaným měřením typu C. Typové diagramy pro tvorbu energetických bilancí a vypořádání trhu byly zavedeny v roce 2005.

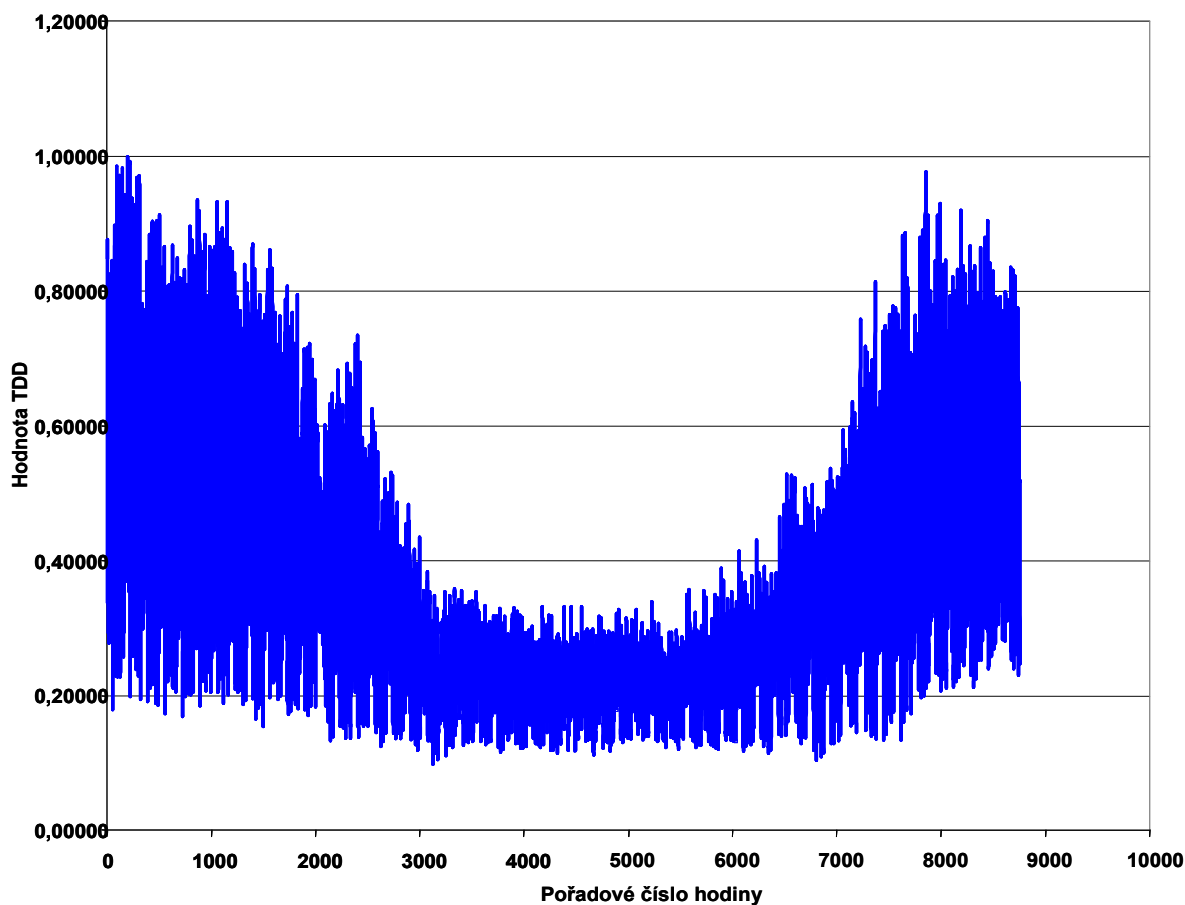
Zavedení TDD vyvolalo další změny v oblasti způsobu výpočtu ztrát v jednotlivých oblastech distribuční sítě a nutnosti vypořádání odchylky energie skutečně spotřebované energie v odběrném místě s měřením typu C při použití TDD pro vypořádání odchylek. Zavedení vypořádání odběrů pomocí TDD přineslo pro konečné zákazníky možnost výběru dodavatele pro odběratele, kteří mají osazeno neprůběhové měření typu C.

Normalizovaný typový diagram dodávky obsahuje 8760 relativních hodnot průměrných hodinových odběrů v roce, které jsou vztaženy k hodnotě ročního maxima průměrných hodinových odběrů určených z měření vzorků TDD v distribuční síti. Průměrné hodinové odběry použité ke stanovení TDD jsou přepočteny na obvyklé klimatické podmínky – teplota, vítr, slvit, srážky. Hodnoty TDD definují tvar zatížení pro danou skupinu konečných zákazníků za normálních klimatických podmínek. Celkový součet relativních hodnot průměrných hodinových odběrů TDD pak vyjadřuje dobu využití maxima.

Clearing vychází z předpokladů, že zúčtování odchylek proběhne v normálních termínech s použitím odhadů na TDD a rozdíl mezi energií skutečných odečtů a energií stanovené podle metody TDD se vypořádá za jednotlivé odběry později tak, jak budou přicházet odečty. Cena pro vyrovnání bude stanovena dle pravidel ERÚ.

Platí, že suma energie použitá pro zúčtování odchylek ve všech odběrných bodech s měřením typu C v jedné síti, se v každé hodině rovná sumě energie všech bodů s měřením typu C skutečně spotřebovaného. Vypořádáním se koriguje zbytková energie v síti.

Normalizované TDD 5



Z vypořádání plyne, že pokud je za jakékoliv období udělána suma rozdílů energie použité pro zúčtování odchylek a energie skutečně odebrané, musí se suma rozdílů rovnat 0. Toto platí pro vypořádání v jedné konkrétní síti.

Vyrovnaní provádíme vždy po odečtu odběrného místa mezi subjektem zúčtování, který má za OM zodpovědnost a příslušným provozovatelem sítě, do které OM patří. Nevypořádaný rozdíl, který se rovná rozdílu mezi odhadem a skutečností sumárních odběrných míst s měřením typu C, zůstane příslušnému subjektu zúčtování distribuční sítě včetně chyby ztrát a neměřených odběrů.

Pro každý obchodní den je Operátorem trhu stanoven zbytkový diagram zatížení. Zbytkový diagram vychází ze součtu dodávek do distribuční soustavy sníženého o naměřené dodávky odběrů osazené měřeními typu A, B a hodnot ztrát v soustavě. Zbytkový diagram se rozpočítá na zákazníky, kteří změnili dodavatele a souhrn zbytku zákazníků, kteří dodavatele nezměnili. Vypočtené hodnoty jsou použity pro vypořádání odchylek.

17.5 Sběr a zpracování dat

17.5.1 Typy hodnot z měření

17.5.1.1 Fakturační údaje

Periodicita zasílání fakturačních údajů z měření je vázána na periodu fakturace. Fakturační údaje jsou data nutná pro fakturaci odběrného místa, pro předávání na OTE. Data jsou předávána denně, měsíčně, ročně a ukládána do datového centra DS včetně časového razítka.

Fakturační údaje pro průběhová měření jsou:

- činná energie +A – denní, měsíční LP 15,
- činná energie +A tarif (tarif 1-4) – denní, měsíční LP 15,
- činná dodávka –A – denní, měsíční LP 15,
- činná dodávka –A tarif (tarif 1-2) – denní, měsíční LP 15,
- jalová energie Qi – denní, LP 15 (pro speciální kategorii zákazníků),
- jalová energie Qc – denní, LP 15 (pro speciální kategorii zákazníků),
- fakturační údaje pro neprůběhová měření,
- činná energie +A – roční, sumární registr.

17.5.1.2 Doplnkové údaje

Doplňující údaje jsou data potřebná pro získání přehledu o odběrném místě, která nejsou nutná pro fakturaci. Jsou zpracovávána na základě požadavku PDS, LDS, tj. denně, týdně, měsíčně, na vyžádání:

- sumační registry odběru a dodávky,
- profil odběru a dodávky 15 min,
- okamžitá hodnota napětí a proudu po fázích,
- maximální výkon,
- registry doby trvání jednotlivých tarifů (odběr a dodávky),
- účinník.

17.5.1.3 Alarmy

Jedná se o kritické události, které jsou přenášeny bez zbytečného prodlení do datové centrály PDS, LDS:

- záznam sejmutí krytu svorkovnice,
- záznam sejmutí krytu elektroměru,
- záznam napadení magnetickým polem,

- záznam napadení elektroměru přes optorozhraní,
- záznam přerušení nulového vodiče.

17.5.1.4 Události

Událostí se rozumí záznam o překročení mezi měřené veličiny. Formátem je záznam: druh události – časové razítko (čas) – hodnota – ID (jednoznačná identifikace události).

Nežádoucí stavy jsou:

- překročení mezí proudu, napětí,
- odchylka data a času.

Historické události jsou:

- historie spínání relé,
- historie spínání tarifů.

17.5.1.5 Data o síti

Data o provozních parametrech sítě souvisejí s monitoringem sítě. Data jsou čtena na základě požadavku PDS, LDS na vybraných OPM:

- počet výpadků po jednotlivých fázích,
- počet výpadků sítě (všech fází současně),
- okamžitý účinník P/S po fázích,
- efektivní hodnota napětí po fázích,
- efektivní hodnota proudu po fázích,
- max. proud po fázích od posledního odečtu,
- max. celkový výkon od posledního odečtu.

17.5.1.6 Servisní data

Servisní data poskytují potvrzení provedení jednotlivých či hromadných příkazů (povelů), informace o nastavení měřicích zařízení, jejich identifikace, při změnách nebo kontrole nastavení.

17.5.2 Kategorizace hodnot z měření

Data z měření můžeme rozdělit do několika základních kategorií podle způsobu a úrovně zpracování dat.

Základní hodnoty měření jsou:

- nevalidovaná (surová) data,
- validovaná data,
- náhradní hodnoty,

- předběžné hodnoty,
- predikční hodnoty.

17.5.2.1 Nevalidovaná, surová data

Surová data jsou data přímo získaná z měřicího zařízení na základě předchozího požadavku nebo podle automatických inicializací bez dalších návazných operací. Zpracování probíhá:

- dle naplánovaných úloh – pravidelné odečty a potřebná fakturační data či deníky událostí,
- na základě manuálního požadavku obsluhy – povelu, například kontrolní odečet, kontrola typu sazby, atd.

17.5.2.2 Zajištění odečtu

Odečet dat bude prováděn různými cestami. V měřicím systému je naplánován sběr dat potřebných pro fakturaci, který bude probíhat denně/měsíčně (dle legislativy a nastavených technologických procesů sběru dat). Zároveň poběží odečet profilových dat. Veškerá odečtená surová data budou ukládána v databázi provozovatele. Nadřazený systém generuje požadavky na odečet dat. Tyto požadavky předá odečtově centrále, která na základě těchto definic vrátí požadovaná data včetně statusu věrohodnosti a časového razítka.

17.5.2.3 Alarmy, události, anomálie

Alarmy, které jsou odesílány od koncových zařízení do centrály, kde jsou filtrovány dle nastavených podmínek a následně zobrazeny jako urgentní alarm, či uloženy v databázi pro pozdější zpracování.

Události o chybě měřicího zařízení jsou automaticky předána nadřazenému systému, kde bude automaticky vygenerován pracovní příkaz na kontrolu měřicího zařízení. Na základě informace z deníku událostí může být spuštěn požadavek na dočasný odečet profilových hodnot, které nejsou potřebné pro fakturaci. Po vyhodnocení těchto hodnot může být přesněji prověřena daná událost a zjednána náprava.

Pro případ havárie musí existovat možnost záchranného odečtu pomocí ručního odečtového terminálu. V takovém případě jsou požadavky na odečet nahrány do terminálu a po odečtu budou data přenesena z terminálu do nadřazeného systému.

17.5.3 Zpracování a agregace dat z měření

Základním funkčním celkem pro zpracování a agregaci dat je datová centrála měření. Datová centrála je tvořena informačním systémem, který řídí odečty, validaci a agregaci změřených dat ve smyslu změny formátů, tvorby sumy za vyhodnocovací období. Datová centrála dále monitoruje, udržuje a řídí síť měřidel, koncentrátorů a předává data dalším IT systémům. Datová centrála bývá zpravidla provozována příslušnou distribuční společností, data jsou poskytována dalším oprávněným účastníkům trhu. Datová centrála je shromaždiště změřených a vypočtených hodnot. Slouží pro ukládání naměřených hodnot a jako datový zdroj pro ostatní přípojné moduly. Obsahuje historické záznamy o měření v síti provozovatele služby.

Dotazy měřidel jsou důležité jak z obchodního hlediska, tak i z hlediska řízení energetické sítě a měření kvality dodávek elektřiny. Systém dálkového sběru dat má v energetice široké uplatnění.

Výhodou je vysoká četnost odečtů nebo možnost monitoringu provozních parametrů dodávky bez nutnosti fyzické přítomnosti pracovníka distribuce. Základní integrační perioda pro načítání činné a jalové složky je 15 min. Z této periody se ukládají naměřené hodnoty, maxima, registry energie a časový průběh do paměti elektroměru. Data z měřidla jsou následovně vyčítána dálkovým přenosem přes komunikační rozhraní mobilních operátorů, pevných linek a LAN do datové centrály. Odběrná místa bez možnosti dálkového odečtu jsou fyzicky odečítána přímo z elektroměru pomocí terminálu. Data z terminálu jsou přes GPRS přenášena přes lokální rozhraní do datové centrály.

17.5.4 Validace dat

Technické validace jsou dle povahy chyb prováděny částečně automaticky a částečně manuálně. Na základě statusu odečítaných dat jsou označena jako věrohodná či nevěrohodná. Neúplná data musí být označena a obsluha rozhodne o dalším postupu jejich zpracování (automatický nebo ruční proces).

Všechny časově orientované výstupní hodnoty jsou zaznamenány. Data jsou dále kontrolována a je ověřena jejich platnost:

- kontrola úplnosti,
- vytvoření pravidel věrohodnosti,
- generování náhradních hodnot,
- vytvoření prognóz ze skutečných hodnot.

Cílem kontroly úplnosti je řízení zaznamenaných hodnot. Například pokud jsou nulové hodnoty způsobeny poruchou měřidla. Na základě protokolů událostí a alarmů, které jsou generovány měřidlem, je ověřeno, zda se jedná o platnou hodnotu či nikoli.

Cílem kontroly věrohodnosti je ověřit zaznamenané hodnoty z hlediska komplexní správnosti. To znamená, že hodnoty musí být správně dimenzovány. Kontrola věrohodnosti rozpozná, zda jsou hodnoty tvaru zatížení věrohodné (tj. zda hodnoty mohou odpovídat skutečnosti). Pomocí kontroly věrohodnosti je možné stanovit neočekávané změny nebo nesrovnalosti ve tvaru zatížení. Z kontroly věrohodnosti vyplývá, že chyby je možné vysledovat v budoucnu.

Pokud je požadováno, bude v programu umístěno sedm různých proporčních pravidel s volně nastavitelnou horní a dolní hranicí.

Náhradní hodnoty slouží pro vyrovnání chybných a nulových hodnot. Jednou z možností, jak nahradit hodnoty, je strategie lineárního vyrovnání, kdy budou chybějící hodnoty nahrazeny proložením lineárním trendem z okolních hodnot. Jinou možností je nahrazení analogickými profily zatížení, případně posledním odečtem. Profil zatížení je uložen pro každé měřidlo odečtové jednotky, takže při vytváření vyrovnávacích dat mohou být náhradní hodnoty vypočteny pro chybějící časy. S pomocí znaku stavu může uživatel vždy identifikovat, zda pracuje s naměřenými nebo nahrazenými hodnotami.

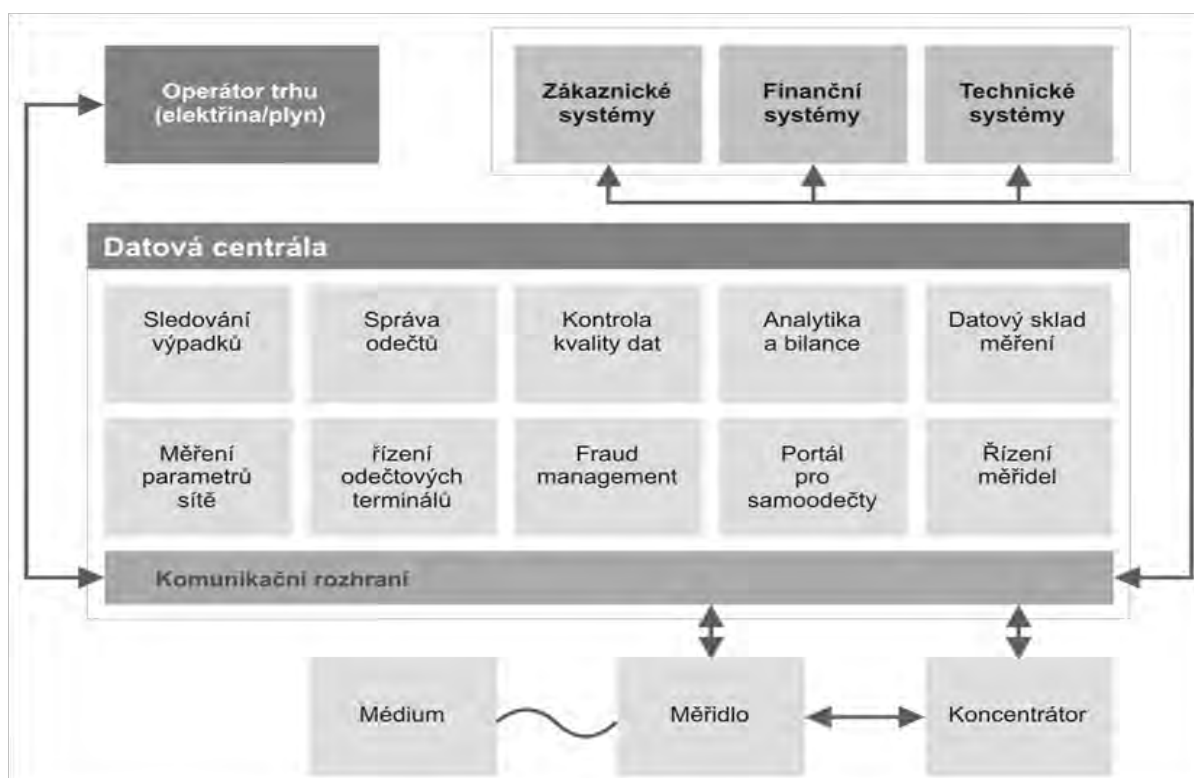
17.5.5 Předávání dat

Naměřené hodnoty z jednotlivých měřicích míst se přenášejí vždy s příslušnými informacemi jednotné identifikace měřicího bodu. K těmto informacím patří označení měřicího bodu, identifikace,

naměřená hodnota a status informace. Provozovatel měření předává informace na příslušné datové rozhraní. K výměně informací dochází zpravidla pomocí typových zpráv. Rozhodující úlohu pro jeho určení má operátor trhu. Přechodně je možné vystačit s provizorními způsoby, k nimž lze počítat např. excelové tabulky, jednoduché poštovní servery apod.

Data z měřicích systémů jsou předávána:

- do CDS OTE,
- provozovatelům sítí,
- obchodníkům,
- výrobcům,
- konečným zákazníkům.



17.5.6 Předávání výsledků měření

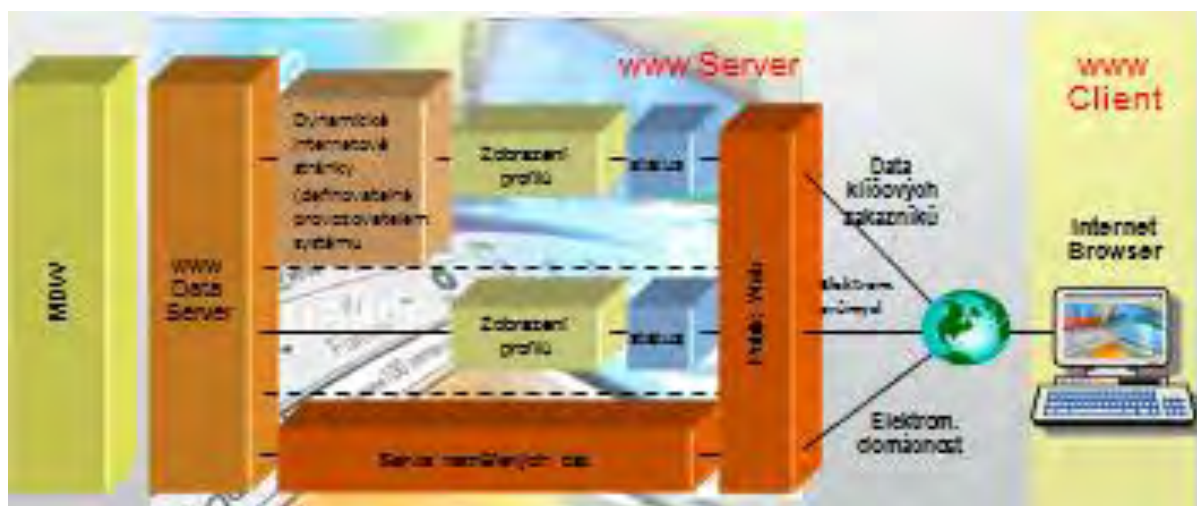
Naměřené údaje dodávek a odběrů elektřiny u měření typu A a měření typu B jsou v měřicím zařízení v odběrném a předávacím místě uchovávány nejméně 40 dnů od data naměření. Údaje z měření nezbytné pro zúčtování dodávek a odběrů elektřiny a skutečné hodnoty dodávek a odběrů elektřiny předávané operátorovi trhu pro vyhodnocení odchylek uchovává provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy, který zajišťuje měření, nejméně 36 měsíců od data naměření.

Operátor trhu vykonává funkci organizátora krátkodobého trhu s elektřinou a funkci centrální protistrany pro vyhodnocování, zúčtování a vypořádání odchylek na trhu s elektřinou. Data z měření typu A jsou předávána do CDS OTE denně do 11.00 hod. Ostatní průběhová měření jsou zpracována a odeslána na OTE do 18.00 hod pátého dne následného po předcházejícím měsíci. Data z průběhových měření jsou přepočtena na hodinový profil, který je základním vyhodnocovacím

intervalem pro energetický trh. Data z měření typu C jsou zpracovávána a předávána minimálně 1× ročně.

Provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy bezplatně poskytuje na vyžádání oprávněnému žadateli jeho údaje do šesti pracovních dnů následujícího měsíce, způsobem umožňujícím dálkový přístup. PPS nebo PDS poskytuje údaje za posledních 12 měsíců.

Poskytované údaje z měření elektřiny jsou pro měření typu A a měření typu B hodnoty činného výkonu v kW, jalového induktivního výkonu v kVAr a jalového kapacitního výkonu v kVAr za měřicí interval. Pro měření typu S hodnoty činné energie v kWh.



17.5.7 Podklady pro fakturaci

Podklady pro fakturaci rozlišujeme podle druhu kategorie odběrů na maloodběr a velkoodběr.

Do kategorie maloodběru patří odběrná místa napojená z distribuční sítě na hladině NN. Skládá se z oblasti obyvatelstva MOO a podnikatelského maloodběru MOP. Fakturace maloodběru probíhá alespoň jedenkrát za rok. Sběr dat je prováděn pomocí terminálových odečtů přímo u zákazníka a data jsou následně odeslána do systému k dalšímu zpracování. Po zpracování dat a vystavení faktury dochází k vytvoření DUF. DUF je elektronicky odeslán do systému OTE. Operátor trhu s elektřinou zpracovává a zveřejňuje měsíční a roční zprávy o trhu s elektřinou.

DUF MO (doplňkový údaj fakturace):

- EAN
- Výrobní číslo elektroměru
- Identifikace faktury
- Množství energie VT, NT
- Platba za energie VT, NT
- Platba za rezervaci kapacity
- Platba za obnovitelné zdroje
- Platba za KVET
- Platba za distribuci

- Platba za systémové služby
- Platba za činnost OTE
- Hodnota hlavního jističe
- Násobitel elektroměru
- Počáteční stav VT, NT
- Koncový stav VT, NT
- Suma práce VT, NT
- Doučtování práce VT, NT
- Počet fází

Do kategorie velkoodběru patří odběrná místa napojená z distribuční soustavy na hladině VVN a VN. Do této kategorie patří velcí spotřebitelé energie, výrobci elektrické energie a předací místa mezi distribučními soustavami. Fakturace velkoodběru probíhá jedenkrát za měsíc. Data tohoto typu jsou odečítána převážně dálkovou komunikací. Hodinový profil je denně odečítán a zpracováván.

DUF VO (doplňkový údaj fakturace):

- EAN
- Rozsah dat
- Množství vyrobené činné energie
- Množství spotřebované činné energie
- Maximální naměřená hodnota spotřebované energie
- Čas naměřené hodnoty spotřebované energie
- $\text{tg } \varphi$
- Jalové ztráty
- Odebraná činná v VT, NT
- Množství jalové induktivní, kapacitní energie
- Hodnota zpětné jalové energie
- $\text{tg } \varphi$ jalové induktivní energie
- $\text{tg } \varphi$ jalové kapacitní energie

17.5.8 Opravy a reklamace dat

Měření je jedna z technologií, u které jako u jiných může dojít k poruše technologie. Provozovatel měření, ale i distributor má za povinnost kontrolovat a vyhodnocovat správné funkce měření. Vyřizování reklamací je jedním z klíčových kroků v budování skutečného vztahu se zákazníkem. Kvalita a rychlost vyřešení reklamace je důležitým faktorem, který výrazně ovlivňuje uvažování zákazníka, jeho rozhodování v setrvání nebo odchodu k jinému obchodníkovi. Spokojení zákazníci

mohou příznivě ovlivnit situaci na trhu. Reklamacím se věnuje zvláštní péče. Kvalita dodávky je dána vyhláškou č. 540/2005 Sb. o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice.

Reklamacce může být podána osobně nebo na kontaktní kanceláři, telefonicky, emailem, dopisem. Výhodou osobního kontaktu je možnost poskytnutí celkového přehledu o odběrném místě zákazníka a bezprostřední pomoc při řešení reklamacce. Pro správné a včasné vyřízení je nutná správná evidence a rozdělení do jednotlivých kategorií odběratelů a oblastí.

TEDOM

KOGENERAČNÍ JEDNOTKY



7 kW – 10 MW

Tisíce instalací v desítkách zemí světa
Tradice od roku 1991

www.tedom.com

18 ŘÍZENÍ RIZIK NA TRHU S ELEKTŘINOU

David Pirner, Lukáš Teklý, Miloslav Kužela

18.1 Kategorizace rizik účastníků na trhu s elektřinou

18.1.1 Co je to riziko

Obchodování na trhu s elektřinou, stejně jako každá činnost, generuje určitá rizika. Teorie říká, že riziko je hrozba, že s určitou pravděpodobností dojde k události, jež se liší od předpokládaného stavu nebo vývoje, přičemž výsledek je nejistý. Existují tedy alespoň dvě varianty řešení, přičemž alespoň jeden z možných výsledků je nežádoucí, čili vede k tomu, že nedosáhneme očekávaných výsledků. Například z pohledu akcionářů energetické společnosti, tedy jejich vlastníků, je riziko vnímáno jako cokoli, co ohrožuje jejich záměry. Jejich hlavní zájem je především finanční, dosažení co nejvyšší výnosnosti vloženého kapitálu, tvorba zisku. Riziko ale vnímají i jako hrozbu nefinanční, jako ztrátu dobrého jména, postavení na trhu apod.

Riziko je možné definovat také jako potencionální ztrátu zapříčiněnou změnou vnějších a/nebo vnitřních faktorů, které nejsou plně pod kontrolou managementu. Jednou z příčin rizika je nejistota, neznalost budoucího vývoje těchto faktorů. Pro rozhodování o možnostech jeho ošetření musí být riziko identifikovatelné, hodnotitelné a uchopitelné. Riziko tedy lze změřit, vyjádřit pravděpodobnost nastání určité škody.

Riziko vzniká v obchodování v situaci, kdy se závazky a pohledávky nerovnejí co do výše a kvality, v současnosti i v budoucnu. Tuto nerovnost nazýváme otevřenou obchodní pozicí. Otevřená pozice vzniká u každého rizika jiným způsobem, tato specifika budou blíže popsána v následujících kapitolách.

18.1.2 Hlavní rizika vyplývající z obchodování

Rizika vyplývající z obchodování na trhu s elektřinou jsou různá, stejně jako přístupy k jejich ošetření. Mohou být členěna například podle firemních procesů, podle podnikatelských aktivit či podle obecně závazných pravidel. Při zvažování, jakými riziky se budeme zabývat, je důležitá zejména frekvence výskytu rizikové události, potencionální dopad rizika na společnost, schopnost vyčíslit riziko a efektivně jej řídit, a nesmíme zapomenout ani na výši nákladů spojených se zavedením systému, který budeme pro jejich řízení využívat.

Z pohledu energetických subjektů řadíme na základě zkušeností mezi primární rizika zejména tato rizika:

- tržní (komoditní) riziko, způsobené povahou elektřiny jako komodity, která je obchodována na specifickém trhu. Toto riziko lze dále rozdělit na:
 - riziko komoditní,
 - finanční riziko;
- kreditní riziko, které vyplývá ze vztahů s obchodními partnery a je spojeno s rizikovostí protistrany – vzniká při nedodání či neodebrání elektřiny;
- operační riziko, které je způsobeno náhlými výpadky systémů, pochybením lidského faktoru, poruchami a jinými neočekávanými provozními komplikacemi.

Za použití standardních či standardizovaných nástrojů a přístupů jsou tato rizika relativně dobře ovlivnitelná a měřitelná. Těmito riziky se proto budeme zabývat dále v textu. Mezi další rizika, se kterými je třeba při obchodování s elektřinou počítat, patří například riziko právní, regulační, riziko lidských zdrojů, PR riziko, riziko vlastní bonity apod.

18.1.2.1 Tržní riziko

Při obchodování s elektřinou vzniká tržní riziko, které plyne z možnosti změny ceny elektřiny a změny cen ostatních komodit, které její cenu ovlivňují. Tržní riziko lze dále rozdělit na riziko komoditní a riziko finanční.

Komoditní riziko

Komoditní riziko vzniká nejen při obchodování samotné komodity, ale také při obchodování podpůrných služeb a kapacit.

Otevřená pozice vzniká, když nakoupené množství komodity na danou hodinu se nerovná předpokládanému prodanému množství na danou hodinu. Tato nerovnost je způsobena likviditou trhu, ale i ostatními faktory, jako například změna počasí či aktuální stav ekonomiky, které mají vliv na spotřebu, tedy poptávku po elektřině.

Riziko je způsobeno jednak pohybem cen na trhu a jejich nepřesnou predikcí (cenové riziko, riziko volatility) a také přirozenou nepřesností predikovaného odběru elektřiny zákazníkem (volumetrické riziko). To je zapříčiněno vlivem počasí, ale také možností odstoupení jednoho nebo více obchodních partnerů nebo zákazníků od smlouvy.

Mezi hlavní faktory, které ovlivňují toto riziko, patří:

- změna ceny vstupů (například uhlí, ropy),
- změna performance zdrojů vlivem klimatických podmínek, kdy v závislosti na změnách počasí se mění objem elektřiny, který v danou chvíli určité zdroje vyrábějí (typicky větrné či fotovoltaické elektrárny).
- neplánované odstávky či poruchy zdrojů,
- změna spotřeby závisující na aktuální ekonomické situaci či počasí,

- změna nákladů na přenos elektřiny náklady na přenosovou síť, kapacitu přeshraničního propojení či regulaci sítě,
- změna legislativy – omezení vývozu, zdanění výnosů z obchodování, zavedení poplatků za transakce (Tobinova daň).

Jak je vidět, některé z těchto vlivů je možné částečně řídit nebo zlepšovat jejich predikci.

Finanční riziko

Finanční (též kurzové nebo měnové) riziko představuje riziko utrpení ztráty v důsledku nepříznivého pohybu tržního kurzu dvou a více měn. Nezbytnou podmínkou pro existenci měnového rizika je vznik tzv. otevřené pozice, tj. nerovnováha mezi příjmy a výdaji vyjádřenými v cizích měnách, případně příjmy a výdaji ve vlastní měně, kdy je cena kotována na komodity obchodované v jiných měnách (např. cena vázána na vývoj ceny olejů). Čím vyšší je otevřená pozice, tím vyšší je měnové riziko.

Takzvaná cizoměnová pozice vzniká, když nakoupené množství za danou cenu se nerovná předpokládané prodejní ceně tohoto množství realizované v jiném čase a v jiné měně. Tím vzniká riziko změny měnového kurzu měn, ve kterých obchody realizují. Tato pozice je stanovena pro každou měnu zvlášť a skládá se z následujících částí:

- plán peněžních toků (cash flow) v cizí měně,
- peněžní zůstatky v cizí měně,
- plán peněžních toků vázaných na komodity, které jsou kotovány v cizích měnách.

Toto riziko je ovlivněno především vývojem na finančních trzích.

18.1.2.2 Kreditní riziko

Kreditní riziko představuje riziko spojené s protistranou a spočívá v „nedostání“ závazků z obchodních vztahů. Jedná se o riziko nezaplacení a také riziko nedodání či neodebrání, které je u elektřiny stejně významné.

Otevřená pozice v tomto případě vzniká v případě nedodržení smluvních podmínek a vychází z potenciálního defaultu (selhání) některého z partnerů, tedy z jeho neschopnosti dostát včas svým závazkům (splacení úvěrů a závazků, dodání zboží, vypořádání finančních kontraktů).

Hrozbu představují nezaplacené pohledávky (ve splatnosti či po splatnosti), dodaná nevyfakturovaná elektřina či nenaplněný závazek protistrany dodat nebo odebrat určité množství elektřiny (tento závazek lze v případě likvidních trhů ocenit rozdílem mezi cenou kontraktu a aktuální tržní cenou). Teoreticky mohou toto riziko ošetřit například započtením opačné pozice protistrany, je to však nutné mít procesně nebo smluvně zajištěné.

Mezi hlavní faktory, které ovlivňují toto riziko, patří:

- vývoj ekonomické situace v jednotlivých odvětvích,
- právní jistota,
- kvalita výběru protistrany,
- kvalita smluvních podmínek.

18.1.2.3 *Operační riziko*

Operační riziko je riziko, které vzniká při samotné činnosti obchodování, a to vlivem chybovosti lidského faktoru nebo selháním podpůrných systémů.

Otevřená pozice vzniká v případě rozdílu mezi skutečným a žádoucím stavem, který nejsme vždy stoprocentně schopni zajistit.

Ztráta tak může vzniknout například v důsledku:

- lidského selhání - např. selhání určitého tradera, chybné fakturace či archivace,
- selhání systémů, např. obchodní systém, připojení na burzu, nahrávací zařízení, telefony, internet,
- selhání interních procesů (konfirmace obchodu, archivace aj.),
- vnějších událostí.

18.1.2.4 *Ostatní rizika*

Mezi ostatní rizika můžeme zařadit například politické riziko, riziko změny regulačního prostředí a podmínek pro podnikání v daném oboru, riziko změny vlastního ratingu, riziko lidských zdrojů, riziko vlastní bonity apod.

Tato rizika jsou pravděpodobně stejně významná jako základní čtyři, bývají však často velmi špatně vyjádřitelná a měřitelná. Většinou jsou charakterem externí, podnikem neovlivnitelná, či jen nepřímo ovlivnitelná. Z toho plyne i jejich špatná říditelnost. Těmito riziky se zabývají spíše jiné disciplíny než risk management, například pojišťovnictví.

Dále je obchodování s elektřinou ovlivněno i spoustou vnějších faktorů, kterými se však nezabýváme, protože je nejsme schopni nijak ovlivnit. Mezi tato rizika patří z pohledu obchodování například i riziko technologické.

18.1.3 **Klíčová rizika účastníků trhu**

Energetický zákon uvádí následující účastníky trhu s elektřinou:

- výrobce – operační riziko,
- provozovatel přenosové soustavy – technologické,
- provozovatelé distribučních soustav – technologické,
- obchodníci s elektřinou – všechny druhy rizika,
- operátor trhu – technologické,
- koneční zákazníci – technologické, operační.

Riziko vnějšího prostředí	Operační riziko obchodu	Operační riziko distribuce	Operační riziko správy a služeb	Operační riziko financí
Regulační riziko	Právní riziko	Riziko neefektivnosti procesů	Riziko nedodržení předpisů z oblasti pracovněprávní	Riziko účetní a daňové
Politické riziko	Vývoj nových služeb nebo produktů	Riziko související s fyzickou životností zařízení	Riziko nedodržení předpisů z oblasti BOZP a OP	Riziko finančních operací
Legislativní riziko	Riziko zavádění nové technologie	Riziko nedodržení stanovené hodnoty obecných standardů kvality dodávky	Riziko nedodržení předpisů z oblasti OŽP	Riziko neprovedení úhrady odvodů z mezd
Riziko odvětví	Riziko špatné technologie	Riziko vadné manipulace	Riziko porušení ochrany osobních údajů	Riziko delegování pravomocí
Riziko vlastnických vztahů	Riziko narušení obchodního jména	Riziko úmyslného a neúmyslného poškození majetku	Riziko delegování pravomocí	
Riziko dostupnosti kapitálu	Riziko delegování pravomocí	Riziko škody na cizím majetku při oprávněných činnostech na cizích nemovitostech		
Riziko finančních trhů		Riziko škody na životním prostředí při oprávněných činnostech		
Riziko přírodních katastrof		Riziko delegování pravomocí		
Riziko poškození zařízení vlivem chemických a fyzikálních jevů				

Tržní riziko	Kreditní riziko	Riziko rozhodovacího procesu	IT/IS riziko	Bezpečnostní riziko
Měnové riziko	Riziko vypořádání	Riziko alokace zdrojů	Riziko ztráty dostupnosti – IT zařízení	Riziko podvodu
Úrokové riziko	Riziko nesplacení	Riziko nesouladu strategických, taktických a operačních cílů	Riziko neautorizovaného přístupu k IT aplikacím a datům	Riziko nelegálního jednání
Riziko likvidity	Riziko nedodání		Riziko narušení integrity (vir)	Riziko neoprávněného užití
	Riziko neodebrání		Riziko narušení integrity (operační, aplikační SW)	Riziko poškození pověsti

18.2 Přístup k řízení rizik

V předchozí kapitole jsme definovali, co je to riziko, a kdy vzniká. Z pohledu obchodování tedy můžeme konstatovat, že rizika existují z podstaty obchodní činnosti a vzhledem k velikosti obchodů a možných dopadů lze předpokládat, že společnosti chtějí rizika řídit.

Takzvaná „Velké revize“ ISO 9001:2015 – kapitola 6.1 Opatření zaměřená na rizika a příležitosti pak dokonce zavádí přímo požadavek na řízení rizik ve společnosti.

V dalších podkapitolách ISO je uvedeno, že při plánování systému managementu kvality musí organizace brát v úvahu externí a interní aspekty a požadavky na externí a interní zainteresované strany a přitom určit rizika a příležitosti, které je potřeba řešit, aby se:

- zajistilo, že systém managementu kvality může dosáhnout svého zamýšleného výsledku;
- zabránilo nežádoucím účinkům nebo jejich snížení a dosáhlo neustálého zlepšování.

Organizace, která chce obdržet ISO 9001:2015, musí plánovat:

- opatření pro řešení rizik a příležitostí úměrná potenciálnímu dopadu na shodu produktů a služeb;
- způsob zavádění těchto opatření do procesů systémů managementu kvality;
- metody hodnocení efektivity provedených opatření.

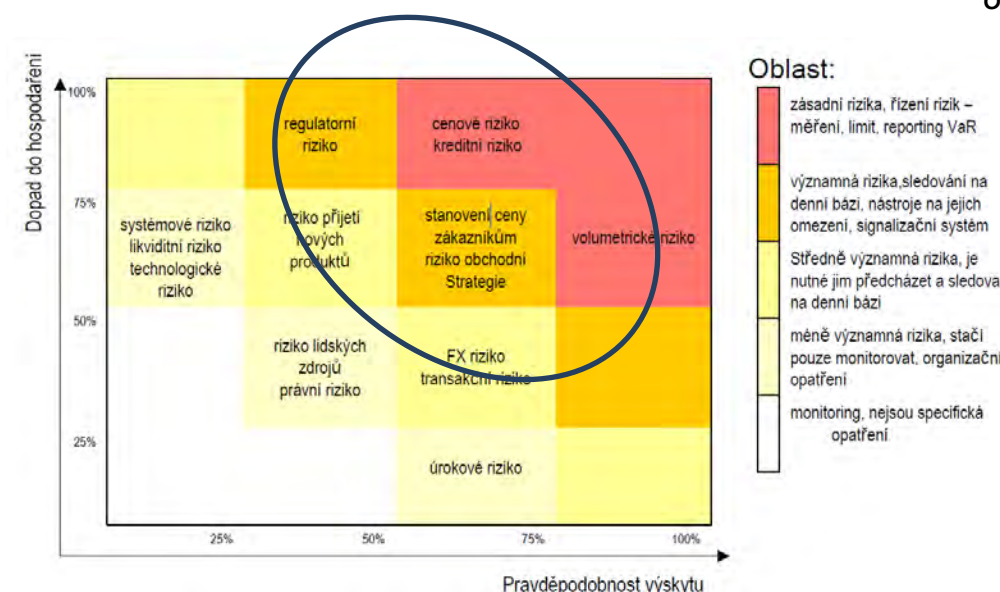
Řešení rizik a příležitostí vzniku rizik pak povede:

- k vyhnutí se rizikům (pozn.: vyhnout se riziku ovšem zcela nepůjde; pokud chceme určitou činnost nebo proces dále realizovat, vždycky budeme muset brát v úvahu tzv. zbytkové riziko);
- k přijetí rizika, aby mohla být využita určitá příležitost (v podstatě na způsob „rizika podnikání“);
- k odstranění zdroje rizika;
- ke snížení pravděpodobnosti výskytu nebo závažnost dopadu uplatněním opatření;
- ke sdílení rizika (a tím relativně snížit dopad);
- k zachování rizika odpovědným rozhodnutím a jeho dalším monitorováním (řízením).

Proto se v této kapitole budeme zabývat řízením rizik, přístupy k jeho řízení a nástroji, kterými lze snižovat případný negativní dopad.

K riziku lze zaujmout několik přístupů, od jejich pouhého registrování, akceptace, nebo přenesení až k jeho aktivnímu řízení. A právě aktivním řízením rizik při obchodování na energetickém trhu v České republice se budeme zabývat v následujícím textu.

Obrázek 18.2



Rizika vznikající při obchodování jsou obecně rozložena podle pravděpodobnosti výskytu a velikosti jejich dopadu rozloženy do tzv. mapy rizik, viz obrázek 18.2.

Risk management společnosti by měl řídit zejména rizika s vysokým dopadem a s vysokou pravděpodobností výskytu. Vždy však musí zohlednit efektivitu řízení těchto rizik, které může znamenat nemalé náklady. Výpočet efektivity řízení rizika je následující:

$$Efektivita = \frac{Dopady - (Náklady\ na\ ošetření + Dopady\ po\ ošetření)}{Dopady} \cdot 100$$

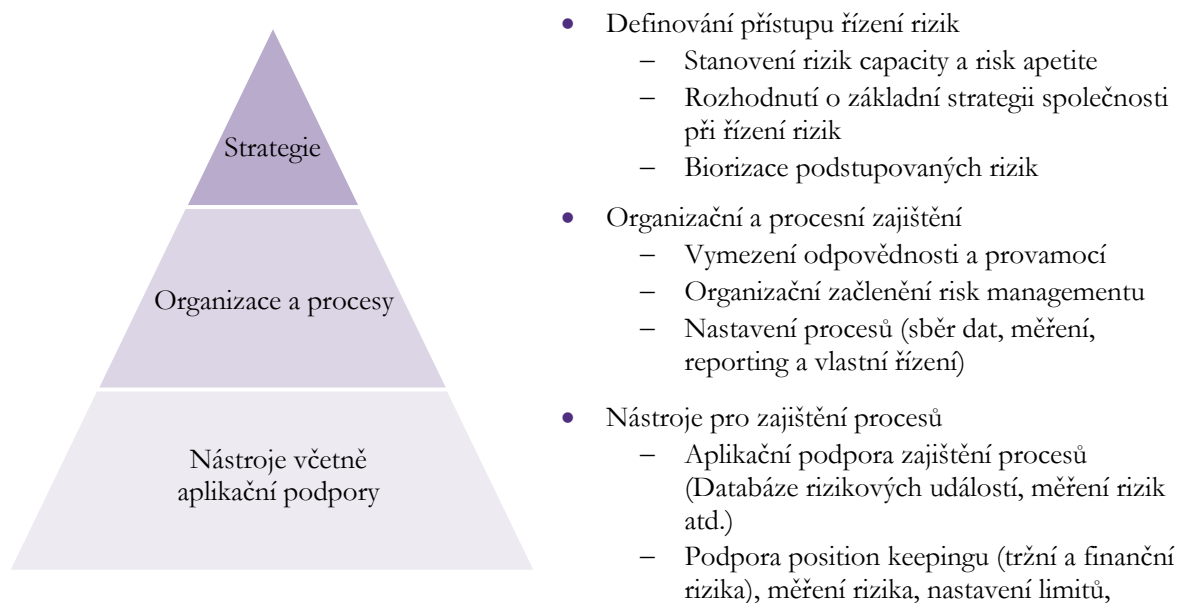
Efektivita řízení rizika je vyjadřována v procentech, dopady a náklady na ošetření rizika se vyjadřují ve finančních jednotkách. V průběhu času se může u konkrétního rizika lišit vzhledem k předpokládaným vyšším nákladům při zahájení řízení rizika a následným udržovacími náklady.

Při řízení rizik se zapojují všechny úrovně společnosti, od vrcholového vedení, které definuje strategii jejich řízení, přes nastavení organizační struktury, až po implementaci aplikačních nástrojů a nastavení reportingu.

Strategie řízení rizik mohou být různé, podle nastavených cílů společnosti:

- snižovat celkové podstupované riziko (napříč firmou, nebo se zaměřit na snižování vybraných klíčových rizik – nejvyšších, nejcitlivějších pro vlastníka/management);
- zvyšovat podstupované riziko a cílit na vyšší výnos respektive snížení nákladů na ošetření rizik;
- zachovat celkové riziko, ale lépe jej alokovat s cílem zvýšit výnosnost respektive snížit náklady.

Obrázek 18.3

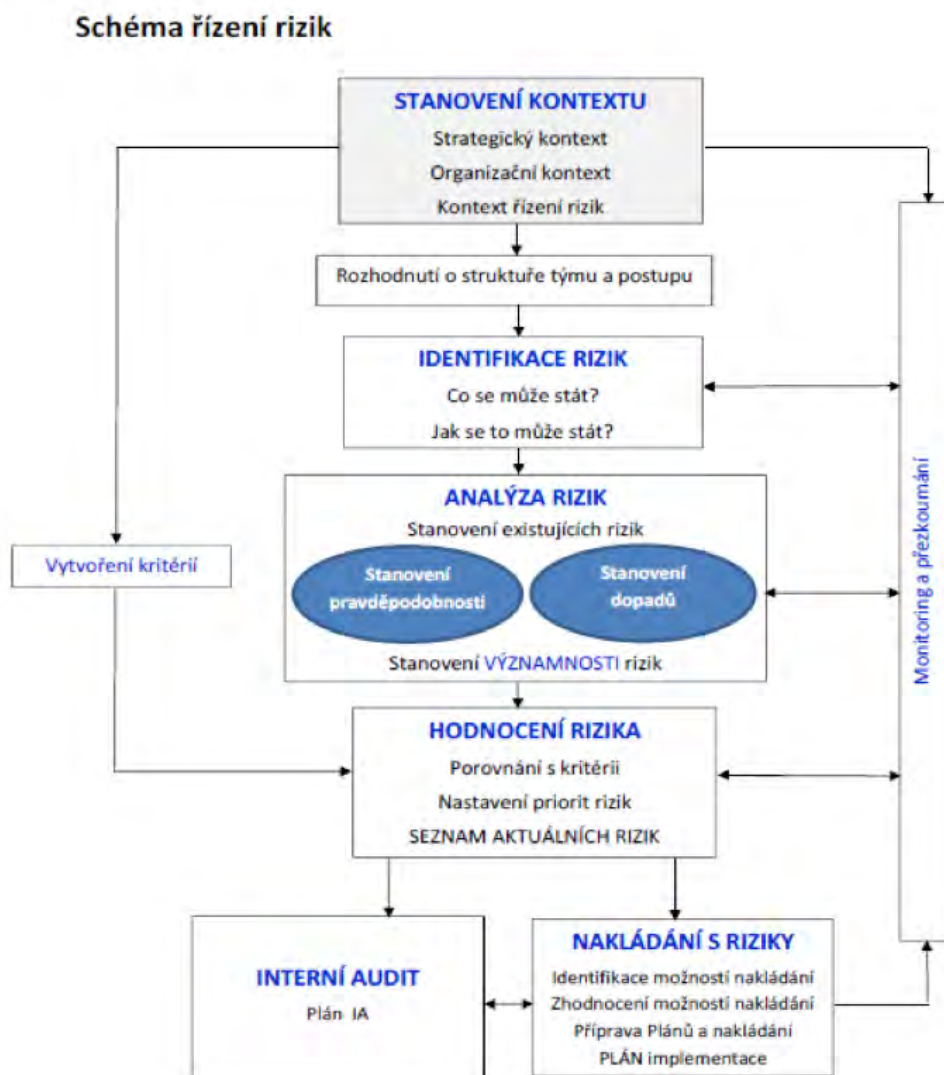


Cílem každé společnosti je tvorba zisku, která je zejména v obchodování přímo závislá na míře rizika, kterou je obchodník ochoten podstoupit. Míra expozice k riziku je stanovena velikostí risk appetite.

Risk appetite představuje hodnotu maximální očekávané ztráty, kterou je společnost ochotna podstoupit. Na denní bázi je tato ztráta průběžně řízena limitem VaR (value at risk) na hladině pravděpodobnosti 95 %, který zajišťuje nepřekročení maximální očekávané ztráty. Konkrétní hodnoty jsou obvykle navrženy risk manažerem a schváleny vedením společnosti, která tím potvrzuje, že si je vědoma podstupovaného rizika a omezuje jeho maximální výši daným limitem.

Příklad schématu řízení rizik ve společnosti je znázorněn na obrázku 18.4.

Obrázek 18.4



Nejčastějšími riziky vznikajícími obchodováním na energetickém trhu jsou tržní, kreditní a operační riziko. Těmto rizikům a jejich řízení se budeme věnovat v následujících kapitolách.

18.2.1 Nástroje pro řízení portfolia a obchodní pozice

18.2.1.1 Řízení tržního rizika

Řízení komoditního rizika

Jak již víme, riziko při obchodování vzniká vždy, když dojde k nerovnosti mezi závazky a pohledávkami z pohledu ceny, ale také kvality, a to jak v současnosti, tak v budoucnosti.

Pro potřeby hodnocení výkonnosti obchodního portfolia (vyjádření zisku nebo ztráty plynoucí z obchodování, tzn. z činnosti obchodníků), je vhodné provádět měření ziskovosti této pozice. Ziskovost pozice vyjadřuje očekávaný zisk (nebo ztrátu) v souvislosti s vyjádřením ceny uzavřených pozic a tržní ceny otevřené pozice. Skládá se ze dvou základních komponent: ziskovosti uzavřené pozice (realizovaný zisk/ztráta) a tržní hodnoty otevřené pozice.

Velikost otevřené pozice sledujeme pomocí ukazatele Market Value (MV). Ukazatel nám říká, jaká by byla cena otevřené pozice v současné chvíli na daném trhu, kdyby došlo k jejímu okamžitému uzavření.

Market Value je používána pro výpočet hodnoty rizika této pozice. Riziko otevřené pozice je rovno násobku množství fyzických jednotek a odhadu ceny pro kalkulovaný čas.

Ukazatel Mark to Market (MtM) otevřené pozice oceňuje potenciální zisk, respektive ztrátu z uzavření otevřené pozice za současných tržních podmínek. Ukazatel sleduje nerealizovaný zisk, respektive ztrátu, kdyby byla pozice okamžitě uzavřena.

Naopak realizovaný zisk, respektive ztráta k dnešnímu dni vyjadřuje ukazatel Profit & Loss (P&L). Kalkuluje se jako suma P&L z historických pozic (realizovaný objem nákupů a prodejů od počátku aktuálního roku po dnešní den) a P&L pokryté pozice (realizovaný objem nakoupené a prodané pozice ve shodné výši od zítřka do budoucnosti).

Pokud tedy sečteme ukazatele P&L a MtM, známe hodnotu celé obchodní pozice v současnosti.

Velikost rizika je závislá především na velikosti otevřené pozice a volatilitě sledované ceny. Abychom mohli riziko řídit pomocí omezování velikosti otevřené pozice, sledujeme ukazatel Value at Risk (VaR), který říká, jaká je největší možná ztráta realizovatelná do druhého dne při určité pravděpodobnosti (standardně 95 %).

Hodnotu ročního VaR omezujeme shora tak, abychom nepřesáhli maximální očekávanou ztrátu, která se rovná risk appetite společnosti pro danou obchodní aktivitu.

V případě generování ztráty je Value at Risk snižován o hodnotu realizované a nerealizované ztráty na obchodních pozicích. Limit by však neměl znemožňovat podstupování přijatelného rizika odpovídajícího požadované tvorbě zisku v rámci stanoveného risk appetite.

Agregované otevřené pozice a realizované obchody lze sledovat po jednotlivých obchodnících, skupinách obchodníků, protistranách a podobně. Agregace umožňuje rozložení celkového risk appetite v čase na dílčí části, které dále omezujeme dílčími limity. Například můžeme řídit jednotlivé obchodníky a nastavením limitů na maximální otevřenou pozici za den, měsíc, rok. Nebo nastavit limit na nákupní a prodejní cenu pro určitý produkt a podobně.

Účinným nástrojem pro řízení velikosti otevřené pozice jsou nástroje Profit take a Stop loss. Pomocí Profit take lze nastavit výši maximální otevřené pozice, čímž omezujeme riziko shora. Nastavením limitu pro Stop loss naopak omezujeme riziko zdola, kdy říkáme, jaká může být maximální

generovaná ztráta v daný čas. Jakmile by otevřená pozice přesáhla nastavené limity, kontrolní systém hlásí upozornění, případně automaticky zavírá otevřenou pozici do velikosti nastaveného rozpětí mezi Profit take a Stop loss.

Při každodenním sledování vývoje obchodování je však nejčastěji sledován mezidenní vývoj všech zmíněných ukazatelů, nejvíce ukazatele VaR – tedy velikosti nejhorší možné ztráty, kterou můžeme realizovat do druhého dne.

Řízení měnového rizika (FX rizika)

Následným krokem po sestavení plánu cash flow (pozice) je nutnost zvolit vhodný přístup k řízení FX rizika. Společnost může přistoupit k řízení FX rizika jedním z níže uvedených způsobů:

- **Neomezovat FX riziko:** Společnost z pohledu FX nezajišťuje žádným způsobem plánované ani kontrahované obchody. Tím lze pouze spekulovat na změnu výše směnných kurzů. Tuto strategii lze přijmout v případě předpokladu pozitivního trendu vývoje kurzu (z pohledu plánované pozice).
- **Plně zajišťovat kontrahovanou část otevřené pozice/FX riziko:** V momentě kontraktace obchodní úsek uvědomí úsek financí, který neprodleně přesně na kontrahovaný objem v cizí měně a na datum splatnosti obchodu uzavře forwardový obchod na aktuální úrovni kurzu.
- **Plně zajišťovat FX riziko pro obchody které probíhají v cizí měně, ale neřídit riziko plynoucí z kotací v jiných měnách.**
- **Řídit riziko pomocí limitů VaR:** Zjištěná hodnota VaR na základě výpočtu se každodenně porovnává s povoleným limitem VaR. Pokud hodnota VaR překročí nastavený limit, pak je třeba uzavřít, resp. zajistit příslušnou část FX pozice. Obvykle je uzavírána pozice od cash flow s nejbližší splatností, které dosahuje minimálního objemu pro zajištění.

Pro důvěryhodnost a správnost veškerých výpočtů je nutné používat věrohodné zdroje dat. Pro každý zdroj dat je specifikována jejich struktura, frekvence aktualizace a proces, jakým jsou přístupná pro účely kalkulace, čímž se již dostáváme k operačním rizikům, která budou řešena samostatně.

18.2.1.2 Řízení kreditního rizika

Kreditní riziko představuje riziko selhání protistrany. Defaultem je míněno jakékoli nedodržení smluvních, nebo jinak sjednaných podmínek. V praxi se setkáváme nejvíce s rizikem nezaplacení, ať ve splatnosti, nebo po splatnosti, s rizikem nedodání a neodebrání komodity, kapacity, a podobně.

Vzhledem k obchodovaným objemům a ne příliš početné množině protistran je expozice kreditního rizika významná a proto zde uvádíme hlavní nástroje pro jeho řízení.

Hlavními nástroji řízení kreditního rizika jsou kreditní rating, limit angažovanosti, a přípustná očekávaná ztráta, kterým je věnován největší prostor. Další nástroje lze označit za doplňkové či navazující na hlavní.

Kreditní rating je stanoven každé protistraně individuálně na základě analýzy dostupných informací o protistraně. Analýza probíhá ve třech oblastech. První oblast je finanční zdraví, které hodnotíme pomocí nástrojů finanční analýzy. Dále jsou analyzovány informace o plnění závazků (pla-

tební morálka odběratele a hodnocení plnění závazků dodavatelské protistrany) a poslední oblastí je hodnocení informací o důvěře k protistraně. Důvěra k protistraně je hodnocena na základě analýzy informací nefinančního charakteru.

Postup kreditního ratingu je schematicky znázorněn na obrázku 18.5.

Obrázek 18.5



Limit angažovanosti je základní nástroj řízení kreditního rizika. Pomocí tohoto nástroje omezuje rizikovou expozici způsobenou defaultem protistrany, tedy ztrátu způsobenou nezaplacením, nedodáním nebo neodebráním elektřiny. Limit angažovanosti je stanoven individuálně pro každou protistranu na základě provedeného kreditního ratingu a její finanční síly a podílu na přípustné očekávané ztrátě. Maximální limit protistrany je dále omezen hodnotou přípustné očekávané ztráty, resp. určitým maximálním podílem protistrany na přípustné očekávané ztrátě.

Aktuální očekávaná ztráta z titulu kreditního rizika vyjadřuje hodnotu maximální ztráty, kterou bude PRE v rámci sekce Obchodování s elektřinou realizovat, přípustná očekávaná ztráta je hodnota maximální ztráty, kterou je společnost ochotna podstoupit. Aktuální očekávaná ztráta je vyčíslena z hodnoty aktuálního čerpání limitů angažovanosti. Hodnota aktuální očekávané ztráty nesmí být nikdy větší než hodnota přípustné očekávané ztráty, která je schválena Výborem pro řízení obchodních rizik.

18.2.1.3 Řízení operačního rizika

Operační riziko při obchodování vzniká zejména pochybením lidského faktoru, nebo defaultem podpůrných systémů.

Řízení těchto rizik lze zejména nastavením záložních systémů, kontrolních mechanismů, nebo reorganizací procesů a odpovědností.

Pro zvýšení kontrolovatelnosti činností a tím snížení možných chyb využíváme pravidlo čtyř očí, kdy jeden pracovník činnost vykonává, a druhý jeho činnost nezávisle kontroluje.

V organizaci obchodního útvaru se rozloží kontrolní mechanismy do standardních rolí, viz obrázek 18.6.

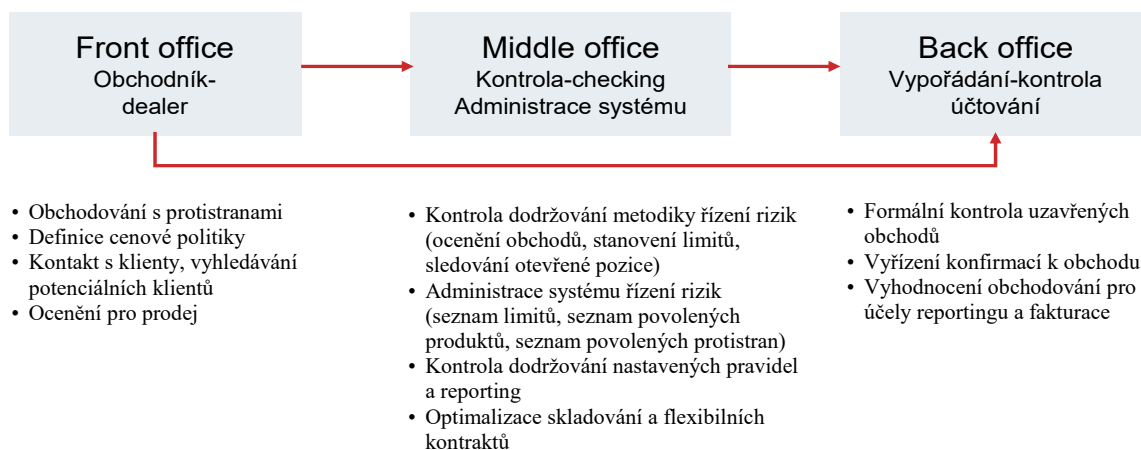
S reorganizací rolí a vzniku nových útvarů souvisí také změna některých procesů, případně potřeba implementace dodatečné aplikační podpory, která může sloužit nejen jako nástroj pro samotné řízení rizik, ale také jako podpora organizačních změn, či jejich úplná náhrada.

Aplikační podpora zajišťuje možnost aktualizace dat online, nebo v krátkých časových horizontech. Poskytuje uživatelsky přívětivý systém možné kontroly pomocí reportingu dle potřeb uživatele jak v řadách obchodníků, tak na vyšších úrovních.

Aplikace umožňuje řízení rizik z pohledu legislativních nařízení, kdy eliminuje pochybení z pohledu zákonných lhůt a věrohodnosti dat a podobně.

Naopak s ICT technologiemi souvisí riziko jejich defaultu, které řídíme záložními mechanismy, ukládáním dat na více míst, omezování přístupových oprávnění a podobně.

Obrázek 18.6



18.3 Zajišťovací nástroje

18.3.1 Zajištění otevřené pozice

Zajištění rizika se obecně provádí uzavřením otevřené obchodní pozice. To v praxi znamená snížením rozdílu mezi nakoupeným a prodaným množstvím daného instrumentu nebo komodity.

Existují dva základní způsoby řízení rizika – zajišťování otevřených pozic, tzv. hedging:

- Přirozený (přímý) hedging – snažím se získat stejné množství daného instrumentu tak, aby množství/objem nakoupených a prodaných kusů bylo totožné.
- Nepřímý hedging – snažím se vyrovnat pozici v daném instrumentu pomocí jiných instrumentů závislých na stejném tržním parametru (derivativy).

18.3.2 Zajišťovací a obchodní kniha

Obchodní kniha je záznam – obvykle ve formě SW aplikace – který registruje všechny za účelem spekulativního zisku uzavřené obchody se všemi náležitostmi (datum uzavření obchodu, datum splatnosti, instrument, objem, cena, protistrana).

Zajišťovací kniha:

- Zaznamenává obchody, které byly uzavřeny pro zajištění podnikatelských záměrů společnosti.
- Obchody v této knize byly uzavřeny za účelem zajištění rizik a jsou nedílnou součástí hlavní knihy obsahující obchody s klienty.
- Oceňování obchodů v této knize nemusí být striktně vázáno na aktuální tržní cenu.

Obchodní kniha:

- Pro tu část bilance, která je určena pro spekulativní obchodování, resp. kde společnost vědomě podstupuje přiměřené riziko za účelem zisku.
- Oceňování obchodů v této knize obvykle plně odráží aktuální výnosnost portfolia ve srovnání s tržní cenou.
- Zajišťovacími nástroji jsou zejména deriváty, avšak mohou jimi být i jiné finanční nástroje (např. půjčky v cizích měnách). Tyto nástroje zajišťují hodnotu zajišťovaných položek.

V případě společnosti IPO je uvažováno použití následujících finančních derivátů:

- FX Forward,
- FX Swap.

Zajišťovanou položkou pro potřeby tohoto dokumentu uvažujeme libovolný budoucí cizoměnový tok, např. finanční tok v EUR plynoucí z obchodu uzavřeného na PXE.

Kritéria zajišťovacího účetnictví:

- IFRS stanovily přesné podmínky, aby derivát mohl být považován za zajišťovací.
- Je požadována dokumentace cílů a strategií řízení rizik a způsobu hodnocení účinnosti zajištění.
- Zajištění musí být vysoce účinné v kompenzaci změny hodnoty zajištěné položky nebo peněžních toků a účinnost zajištění musí být nepřetržitě spolehlivě měřitelná.
- To, zda derivát je či není zajišťovací, je patrné z dokumentace vypracované účetní jednotkou.

Dokumentace zajišťovacího vztahu musí splňovat následující požadavky:

- vymezení strategie,
- identifikace zajišťovaných položek,
- identifikace zajišťovacích derivátů,
- přesné vymezení rizika, které je předmětem zajištění,
- způsob výpočtu efektivnosti zajištění.

Přesnou podobu dokumentace schvaluje auditor.

Derivát se považuje za zajišťovací pouze tehdy, pokud splňuje následující podmínky:

- na počátku zajištění je zajišťovací vztah zdokumentován,
- zajištění je efektivní,
- efektivnost je spolehlivě měřitelná a průběžně posuzovaná.

Deriváty jsou oceňovány pomocí Fair Value, za kterou je nejčastěji považována tržní cena.

Zajištění je efektivní, pokud na počátku a v průběhu zajišťovacího vztahu je poměr mezi změnami reálné hodnoty nebo peněžních toků zajišťovaných položek z titulu zajišťovaného rizika a změnami reálné hodnoty nebo peněžních toků zajišťovacího derivátu odpovídající zajišťovanému riziku v intervalu 80–125 %.

Účetní jednotka zjišťuje, zda zajištění je efektivní, na počátku zajištění a dále nejméně k okamžiku sestavení účetní závěrky. Přestane-li splňovat zajišťovací derivát podmínky zajištění, účtuje se o něm od tohoto okamžiku jako o derivátu k obchodování.

19 ÚVOD DO OBLASTI ENVIROMENTÁLNÍ REGULACE V OBLASTI ENERGETIKY

Jan Kanta

Environmentální regulace v oblasti energetiky v průběhu posledních let výrazně zvýšila svoji důležitost a stala se jednou z dominantních politik EU a dalších států západního světa. Došlo také k zásadnímu posunu rozsahu témat, která jsou předmětem regulace.

Od regulace převážně lokálního znečištění škodlivých látek se do centra zájmu dostala tři zásadní nová témata:

- omezení růstu koncentrace „globálních“ skleníkových plynů,
- podporu OZE a
- zvyšování energetické účinnosti s cílem snížení spotřeby primárních zdrojů energie.

Obecně lze nástroje environmentální regulace rozdělit na přímé administrativní nástroje typu nařízení a předpisů a nepřímé tržní nástroje v podobě ekologických daní, obchodovatelných emisních povolení, dotací či dotovaných cen obnovitelné energie nebo například dobrovolných dohod mezi průmyslem a regulátorem o snížení emisí. Druhá skupina nástrojů má pomocí různých mechanismů stimulovat působení trhu, aby našel optimální řešení při co možná nejnižších nákladech systému.

Volba formy regulace závisí na závažnosti a typu daného environmentálního problému/cíle a možnostech jeho řešení. Výhodou využití administrativních nástrojů je lepší předpověditelnost výsledků (např. dosažení maximálního povoleného limitu znečištění) a jistota reakce znečišťovatelů a tedy i snížení rizika, že cíl nebude splněn. Jedná se ovšem o statické nástroje regulace, které nestimulují znečišťovatele k dalšímu snížení znečištění, jakmile je dosažen stanovený limit. Často také dochází k neefektivnímu dosažení cíle za vyšších mezních nákladů producentů znečištění. Důvodem je informační asymetrie, kdy regulátor nemůže mít objektivní informace o reálných mezních nákladech producentů znečištění a nemůže tedy efektivně nastavit splnění cílů regulace.

Zmiňované problémy „krátkozrakého regulátora“ se snaží řešit ekonomické nástroje environmentální regulace. Na rozdíl od rigidních nařízení motivují znečišťovatele k neustálému snižování znečištění i za mez, která by byla stanovena nařízením. Regulátor stanoví obecná pravidla hry buď formou regulace celkového množství znečištění (např. pomocí zavedení systému emisního obchodování) nebo formou regulace ceny za jednotku znečištění (pomocí zavedení systému ekologických daní). Regulátor pak nechá znečišťovatele optimalizovat jejich podíl k dosažení cíle v závislosti na jejich mezních nákladech na snížení znečištění. Je zde tak nastolena míra flexibility dosažení daného environmentálního cíle.

V oblasti energetiky a změny klimatu byly v EU na období do roku 2020 stanoveny konkrétní a ambiciózní cíle. Při naplňování cílů EU v oblasti snižování emisí skleníkových plynů, energie z OZE a energetické účinnosti, které mají být v plném rozsahu splněny do roku 2020, bylo podle posledních hodnocení EU dosaženo značného pokroku. Evropská rada se proto 24. října 2014 na základě zásad stanovených v jejich závěrech ze zasedání v březnu 2014 dohodla na rámci politiky EU v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030.

Motivací ke schválení cílů pro rok 2020 a zvláště pak politikou v oblasti regulace skleníkových plynů není pro EU pouze snaha přispět ke zpomalení procesu rostoucí koncentrace skleníkových plynů v ovzduší a z něho plynoucí vědci diskutované možné důsledky na globální klima. Aktuálnějším tématem, které je také implicitně řešené regulací skleníkových plynů je bezpečnost a stabilita dodávky energetických surovin a s ní spojená snaha snížit závislost EU na importu dodávek primárních zdrojů energie a diverzifikace energetického mixu EU. Podobnou sekundární motivaci v cíli zvýšení podílu OZE je záměr EU podpořit vznik nových odvětví čistých technologií, kterým by dominovali evropští výrobci.

Nově stanovené cíle pro rok 2030 vycházejí z Energetického plánu EU do roku 2050. Aby mohlo být dosaženo cíle snížení emisí o více než 80 % do roku 2050, nesmí podle záměrů EU při výrobě energie v Evropě vznikat téměř žádné emise sloučenin uhlíku. Jak toho dosáhnout, aniž by se narušily dodávky energie a konkurenceschopnost, je otázka, na niž odpovídá právě energetický plán do roku 2050, který si EU přijala.

Energetický plán do roku 2050 přináší více prvků, které mají pozitivní účinky za všech okolností, a tudíž jsou klíčové pro výsledky, jako právě například:

- **Dekarbonizace energetického systému**, která je podle Evropské Komise technicky a ekonomicky proveditelná. Všechny scénáře dekarbonizace umožňují dosáhnout cíle snížení emisí a mohou být z dlouhodobého pohledu méně nákladné než současné politiky.
- **Rozhodující je však energetická účinnost a OZE.** Bez ohledu na konkrétní zvolenou skladbu zdrojů energie je podle Evropské Komise pro splnění cíle ohledně CO₂ v roce 2050 nezbytná vyšší energetická účinnost a významné zvýšení podílu OZE. Scénáře, se kterými Evropská Komise pracovala, rovněž ukazují, že elektřina bude hrát větší úlohu než nyní.

Hlavní body cílů pro rok 2030 přijatých Evropskou radou 24. října 2014 lze shrnout takto:

- **Minimálně 40 % snížení emisí skleníkových plynů** v porovnání s rokem 1990. Nabídka povolenek v EU ETS bude ročně klesat o 2,2 % ročně namísto současných 1,74 %. **Cíl je závazný na EU úrovni.**
- **Minimálně 27 % podíl OZE** na spotřebě energie v EU. **Cíl je závazný na EU úrovni.** Znamená to ale prakticky 47 % podíl OZE na výrobě elektřiny.
- **Zlepšení energetické účinnosti** tak, aby spotřeba energie v EU byla v roce 2030 minimálně o 27 % nižší v porovnání s historickými predikcemi. **Cíl je indikativní na EU úrovni.** Cíl bude přezkoumán v roce 2020 s možností navýšení na 30 %. Evropská Komise určí prioritní sektory pro tyto úspory.

K dosažení výše uvedených cílů EU prakticky používá několik nástrojů. Jedná se o:

- IPPC směrnici,
- regulaci skleníkových plynů prostřednictvím Evropského systému obchodování EU ETS,
- daně z energií a
- podporu OZE a Národní akční plány pro energii z OZE.

Nyní ještě něco málo úvah k novým cílům pro rok 2030. Cíle pro OZE i pro energetickou účinnost jsou definovány na EU. Text závěrů Evropské rady obsahuje explicitní vyjádření, že nebudou překlopeny na národní. Volba konkrétních nástrojů pro jejich splnění je zcela otevřená a rozhodnutí Evropské rady, které je v zásadě politickým rozhodnutím, ji neřeší. Že se ale nakonec z indikativního cíle na EU úrovni nakonec může stát cíl povinný pro jednotlivé členské státy, můžeme vidět

například na případě energetické účinnosti v období do roku 2020. Tento cíl byl původně indikativní na EU úrovni. Když ale Evropská komise zjistila, že tento cíl není na EU úrovni plněn, tak prostřednictvím směrnice 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES uložila členským státům členský vytvořit systém povinného zvyšování energetické účinnosti.

K plnění cílů stanovených na EU úrovni bude nyní na Komisi, jaké nástroje zvolí. Obvykle má Evropská Komise k dispozici širší výběr, který může mít v daném konkrétním případě různé dopady na členské státy. Příkladem nám může být například oblast OZE, kde si pro jeho naplnění lze představit několik následujících cest s různým dopadem na ČR:

- **Zelené certifikáty na celoevropské úrovni:** Prodejci energií by měli povinnost kupovat určitý podíl (podle jednotlivých sektorových podílů, jako např. 47 % v energetice) zelených certifikátů od výrobců z OZE. Opatření by opět vedlo k prioritní výstavbě OZE v klimaticky nejprůzračnějších oblastech, tj. čeští spotřebitelé by platili za certifikáty, ale samotná energie by ve skutečnosti vznikala jinde. Tato cesta by byla pro ČR velmi nevýhodná. Český spotřebitel by platil výrobu elektřiny z OZE v zemích EU s klimaticky příznivějšími podmínkami pro její výrobu. Elektřina by však do ČR fyzicky dodávána nebyla, takže tato varianta by k zajištění bezpečnosti dodávek v ČR nevedla. Tu by si ČR musela zajistit jinými způsoby, což by znamenalo další náklady pro českého spotřebitele. Navíc by z peněz českého spotřebitele nebyly vytvářeny pracovní příležitosti v ČR, ale v těch státech s klimaticky příznivějšími podmínkami pro výrobu elektřiny z OZE.
- **Zelené certifikáty na celoevropské úrovni s garancí dodání:** Prodejci energií by opět museli nakupovat zelené certifikáty, ovšem producenti OZE by museli tuto energii zároveň fyzicky dodat. Kumulace výroby v klimaticky nejprůzračnějších oblastech by vedla k velkému tlaku na přenos, přeshraniční kapacity a tedy výrazné zvýšení nákladů na fyzické dodání, což by nakonec zvýhodňovalo domácí/regionální producenty. Na druhou stranu to však vede k omezení přeshraničních kapacit pro ostatní obchodování. Pro ČR poměrně dobrá cesta, nicméně v krizové situaci může být pro dodavatelskou zemi lákavé zajistit především svoje potřeby.
- **Financování feed-in premium z evropského rozpočtu:** Otázka je, jestli by v takovém případě byla podpora stejná pro celou EU (což by vedlo k výstavbě OZE v klimaticky nejprůzračnějších oblastech) nebo odstupňovaná podle přírodních podmínek, což zároveň bere ohled i na bezpečnost dodávek. První možnost by se ve svém výsledku pro ČR mohla přiblížit výsledku cesty prostřednictvím zelených certifikátů, tedy byla by pro ČR nevýhodná. Druhá možnost by byla pro ČR poměrně výhodná, tím spíše, že do rozpočtu EU přispívají státy proporcionalně podle HDP.
- **Nepřímý tlak na členské státy:** Státy sice nebudou mít cíle explicitně stanovené, ale Evropská komise je může „motivovat“ k jejich „dobrovolnému“ nastavení (např. blokováním peněz z evropských fondů).
- **Dobrovolné závazky členských zemí:** Některé státy už mají své jednostranné cíle pro OZE a i závěry Evropské rady umožňují stanovení ambicióznějších jednostranných cílů. Podle některých názorů by tyto dobrovolné závazky mohly ke splnění cíle stačit. Tento předpoklad lze ale považovat spíše za příliš optimistický. Například i zelené Německo tak akorát splní cíle EU.

Jak to nakonec s celoevropskými cíli a indikativním cílem nakonec dopadne, teprve uvidíme. Jen doufejme, že budou zvoleny takové nástroje, které ČR alespoň nepoškodí, když už to pro ČR nepřinese nějakou konkurenční výhodu.

20 SYSTÉM OBCHODOVÁNÍ S EMISNÍMI POVOLENKAMI

Jan Fousek

20.1 Teorie

V posledních letech dochází k zásadnímu posunu v důležitosti environmentální politiky v rámci Evropské unie a jiných států. Cílem je přispět ke zpomalení procesu rostoucí koncentrace skleníkových plynů v ovzduší a z něho plynoucích důsledků na globální klima. Emisní obchodování představuje nástroj environmentální politiky, který prostřednictvím nastavení tržních mechanismů chce dosáhnout cílů v oblasti snížení emisí.

Budování zelené ekonomiky přispívá pozitivním vlivem nejenom na životní prostředí, ale přináší i několik vedlejších výhod. Pro státy, které směřují ke snižování emisí, to má ekonomické důsledky. Přijaté závazky představují investice do energeticky úsporných technologií, čímž se vytvářejí nová pracovní místa, dochází k podpoře úspor energie v obytném sektoru nebo energeticky méně náročných forem dopravy. Ekologicky šetrný růst s nízkými emisemi CO₂ přispívá k udržitelnému ekonomickému rozvoji a posílení energetické bezpečnosti.

Systém obchodu s povolenkami zavedla Evropská unie v roce 2005 v reakci na schválení tzv. Kjótského protokolu s cílem snižovat objem vypuštěných skleníkových plynů. Primárním cílem Kjótského protokolu bylo motivovat k redukci skleníkových plynů na národní úrovni. Členské země EU si tehdy rozdělily emisní kvóty na vypouštění uhlíkových emisí, po jejichž překročení se musí povolenky kupovat. Ekonomická krize poté snížila průmyslovou výrobu a tím i emise, povolenek byl na trhu nadbytek a jejich cena tudíž padala. Právě přebytek povolenek a jejich klesající cena přinutila v letech 2013–2015 Evropskou unii k jednáním o reformě celého trhu s nimi.

Obchodování s emisními povolenkami je ekonomický nástroj regulace trhu, kdy regulátor (v případě EU je regulátorem Evropská komise) určí celkovou hodnotu znečištění na relevantním trhu a skrze jednotlivá národní ministerstva životního prostředí nastaví míru snížení znečištění jednotlivým podnikům. V momentě přidělení povolenek se povolenky stávají majetkem podniku, který je může volně prodávat či nakupovat. Pokud má podnik přebytek povolenek, znamená to pro něj dodatečný zdroj finančních prostředků a nevyužité povolenky může výhodně prodat na trhu. Emisní povolenky mají formu elektronického zápisu na účtu podniku vedeném v národním registru povolenek (v ČR tento registr spravuje společnost OTE).

20.2 Systém cap-and-trade

Nejběžněji využívaný systém v oblasti emisního obchodování se nazývá cap-and-trade. Ten je nejšetrnější k životnímu prostředí a zároveň se nejvíce blíží (*nebo by se alespoň blížít měl, což byla původní idea unijních zákonodárců, pozn. autora*) čistě tržnímu mechanismu. Tzv. „cap“ stanoví

limit pro emise – určí celkové množství emisí za určité období. Emisní povolenky jsou mezi jednotlivé účastníky předem alokovány. Každý znečišťovatel emituje takové množství emisí, které odpovídá množství emisních práv, která vlastní. Systém cap-and-trade stanoví maximální přípustnou míru znečištění a postihuje společnosti, které limit překračují. Pokud společnost emituje více, vystavuje se sankcím. Čím méně emituje, tím méně musí zaplatit. Tato ekonomická výhoda pobízí znečišťovatele emitovat méně.

Systém obchodování cap-and-trade umožňuje společnostem nakupovat a prodávat povolenky, což vede k efektivnějšímu snižování znečištění, a zároveň je pobídkou k investicím do čistších technologií. Pokud má společnost nadbytek povolenek, může je prodat na burze nebo dalším společností na OTC trhu, což se pro ni stává ekonomicky výhodné. Prodej přebytečných povolenek by měl být silnou motivací k získání prostředků např. na úspory energií, realizaci úsporných opatření, zvyšování energetické účinnosti a další zelené investice. Nízké ceny evropských povolenek EUA (*v roce 2015 stály v průměru okolo 7 eur, v předchozích letech dokonce ještě o několik eur méně*), způsobené masivním přebytkem povolenek na trhu, však sílu této motivace výrazně snižují. Možnost koupit povolenky dává společnostem flexibilitu. Zatímco společnosti mohou obchodovat povolenky navzájem (OTC a na burzách), celkový počet povolenek zůstává stejný a každý rok je stanoven pevný limit.

Výhody cap-and-trade jsou:

- větší ochrana životního prostředí s nižšími náklady,
- výrazné regionální snížení znečištění,
- integrita životního prostředí a relativně transparentní výsledky,
- nižší administrativní náklady pro vládu a průmysl,
- efektivita a investiční pobídky.

20.3 Celosvětový trh s emisemi

Největší evropské ropné a plynárenské společnosti v červnu 2015 vyzvaly vlády po celém světě, aby zavedly cenový systém pro emise skleníkových plynů. Zatímco jednotný mezinárodní trh s emisními povolenkami zůstává v nedohlednu, Světová banka ve své zprávě uvádí 40 zemí a více než 20 měst, regionů či států, které zpoplatnily emise CO₂. To pokrývá přibližně 12 % světových emisí skleníkových plynů.

Systémy obchodování s emisemi ve světě

Evropská unie – povinný systém pro všech 28 členů EU, dále Island, Lichtenštejnsko a Norsko – 1. fáze zahájena v roce 2005. Pokrývá elektrárny, těžký průmysl, letectví a energeticky náročná odvětví. Cena v srpnu 2015 cca 8 euro za povolenku EUA.

Čína – v dubnu 2013 spustila pilotní systémy v sedmi provinciích a městech - Peking, Chongqing, Guangdong, Hubei, Šanghaj, Shenzhen a Tianjin. Pokrývají výrobu energie a další energeticky náročná průmyslová odvětví. Vláda by měla spustit celonárodní systém ETS v letech 2016/2017. Poté by se mělo jednat o zdaleka největší cap-and-trade systém na světě, postihující minimálně 4 miliardy tun průmyslových emisí ročně. Cena 2 až 6 euro za tunu.

USA, Kalifornie - s prvními aukcemi začala v roce 2013. Pokrývá emise z elektráren, výrobních společností, od roku 2015 pohonné hmoty. Od ledna 2014 byl systém propojen s kanadským ETS v Quebecu. Cena 11 euro za tunu.

Severovýchod USA - vznikla Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI), do které se zapojilo 9 států - Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island, Vermont - první aukce v roce 2008, pokrývá elektrárny, cena 5,5 euro za tunu.

Nový Zéland - systém zahájila v roce 2008. Pokrývá generátory elektřiny, výrobní sektor a sektor dopravy. Cena 3,5 euro za tunu.

Kazachstán - systém zahájen v roce 2014 po pilotní fázi v roce 2013. Pokrývá odvětví energetiky, hornictví a chemický průmysl. Cena 3 eura za tunu.

Jižní Korea - systém byl zahájen v roce 2015. Pokrývá zhruba 500 největších producentů emisí v zemi. Cena 8 euro za tunu.

Quebec - systém zahájen v roce 2013, pokrývá elektřinu a energeticky náročná průmyslová odvětví. 8 euro za tunu.

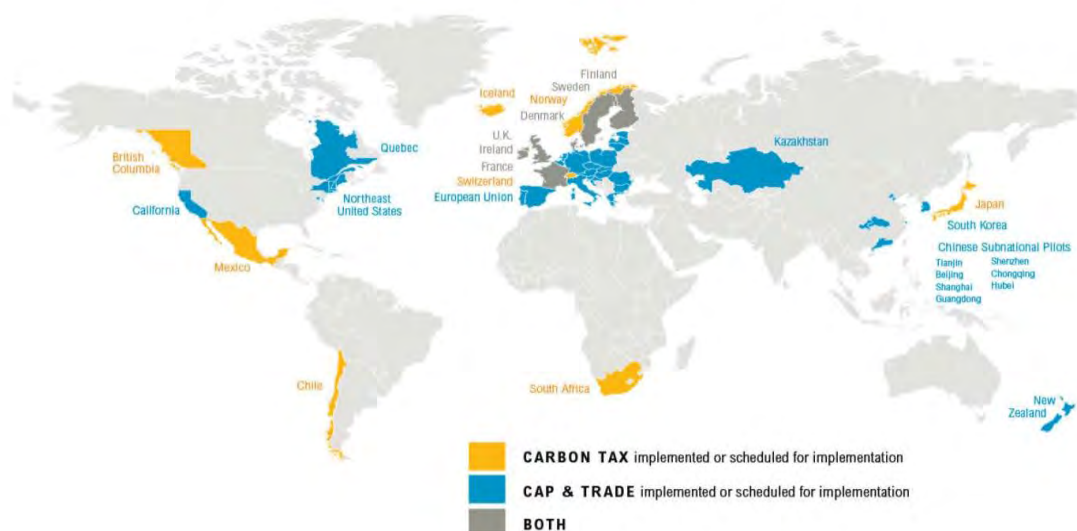
Švýcarsko - systém zahájen v roce 2013, pokrývá energetická náročná odvětví, cena 8 euro za tunu.

Austrálie - měla v plánu spustit celonárodní ETS systém od roku 2015, ale nakonec zvítězilo zavedení uhlíkové daně.

(Zdroj: Thomson Reuters, srpen 2015)

Obrázek 20.1 (zdroj: World Resources Institute, červen 2015)

Carbon Pricing Programs Around the World



20.4 Redukce skleníkových plynů ve světě

Od přijetí Kjótského protokolu, který měl zajistit kontrolu nad emisemi skleníkových plynů, uplynulo deset let. Průmyslové země jako např. Austrálie, Norsko nebo státy EU se v něm zavázaly snížit emise skleníkových plynů o 5 procent s cílem předejít nebezpečnému narušení klimatického systému vlivem lidské činnosti. Největší producenti skleníkových plynů – Čína, Indie a USA se k přijetí tehdy nepřipojili. Přitom Peking a Washington patří mezi největší znečišťovatele ovzduší na světě. Řada zemí považovala Kjótský protokol za neefektivní, a buď ho nepodpořily vůbec, jako např. Čína, Indie a USA, nebo od něj v minulosti ustoupily, jako např. Kanada. Dohromady tak na spolupracující státy připadlo pouze 15 procent celosvětových emisí CO₂, čímž nebyl naplněn původní smysl. Naopak celosvětové emise skleníkových plynů zvýšily od roku 1990 do roku 2013 svůj vliv na oteplování dohromady asi o 34 procent.

Letos v prosinci (2015) se v Paříži sejdou signatáři Rámcové úmluvy OSN (UNFCCC), kterou k únoru 2015 ratifikovalo 196 států s cílem inventarizovat své emise skleníkových plynů a realizovat národní programy zaměřené na redukci emisí. V Paříži má dojít k projednání dohody o globálním snížení emisí, která má stanovit nové cíle pro období po roce 2020. Očekává se přijetí zásadní listiny. Ta však může obsahovat sporné závazky, se kterými už nyní mají některé státy potíže. Rozvíjející se země již delší dobu proklamují, že pokud rozvinuté ekonomiky jako USA nesplní slib a nepřispějí na boj proti klimatickým změnám ročně částkou 100 miliard USD do roku 2020, nebudou chudší země ochotné přistoupit na snižování svých emisí – zejména Čína, která má nejvyšší emise na světě s výrazným rostoucím tempem. Čína to však dosud odmítala a požadovala, aby se Západ více podílel na odstraňování následků klimatických změn jako zhoršující se sucha, stoupající hladiny moří či povodně.

Poslední ženevská konference v únoru 2015 o globálním klimatu, která předcházela pařížskému summitu, však proběhla v nadějně atmosféře. USA a Čína již ohlásily konkrétní závazky a na prosincovém jednání v Paříži se dá očekávat posun v globální ochraně klimatu.

Největší znečišťovatelé ovzduší a jejich postoj k politice snižování kvót:

- Čína – od roku 2030 začne snižovat své vlastní emise,
- Indie – se stanovením závazků váhá,
- USA – americký prezident Barack Obama v srpnu 2015 oznámil, že emise mají být do roku 2030 oproti úrovni z roku 2005 sníženy o 32 procent. Každý z 50 amerických států dostane nařízený strop pro emise CO₂ a bude na něm, jak ho splní,
- Rusko – se stanovením závazků váhá,
- EU – dlouhodobý světový lídr ve snižování emisí, nejodvážnější co do závazků na snížení emisí.

Pomalou se také rozjíždí nově vznikající systém obchodování s povolenkami v Číně, která v únoru 2015 ohlásila konkrétní závazek – snižovat své vlastní emise od roku 2030. Obchod s emisními povolenkami, podobný evropskému systému emisního obchodování (EU ETS), Čína rozpohybovala již v sedmi regionech. Nejpozději prý v roce 2016 by měla rozhodnout o podobě celonárodního systému obchodování. Přestože má Čína jiná pravidla obchodování i přidělování povolenek podnikům, zatím přebírá systém evropského obchodování i se všemi jeho nedostatky. Čínský trh je nadalokovaný, stejně jako byl v počátku systém evropský. Obáváme se, že pokud čínská vláda nezmění způsob emisního obchodování, dojde ke krachu cen povolenek. Důležité je, jak se nyní čínská vláda postaví k národnímu systému obchodování a jakou roli v tom bude hrát stávajících

sedm provincií, kde každá má vlastní burzu, zcela odlišná pravidla, druhy emisních povolenek i legislativu. Čína bude čelit stejným výzvám jako ostatní – musí shromáždit relevantní údaje, vyvážit rovnováhu mezi nabídkou a poptávkou, vyhnout se zájmu lobbistických skupin a zavést solidní a důvěryhodný systém s pravidly. V plánu je vytvořit transparentní trh, kde má centrální vláda celkovou odpovědnost za trh, ale každá provincie vypracuje místní alokační plány založené na principech provincie. V postoji Číny bude jasněji až v březnu roku 2016, kdy bude politbyro schvalovat další pětiletý plán.

20.5 Evropský systém emisního obchodování (EU ETS)

20.5.1 Historie systému

Evropská unie zavedla v roce 2005 systém obchodu s povolenkami, kdy se mezi členské státy rozdělily emisní kvóty na vypouštění uhlíkových emisí. Po jejich překročení se musí povolenky kupovat. Cena povolenek ovlivňuje i cenu elektřiny i motivaci podniků využívat šetrné technologie. Např. uhelné elektrárny mají díky levným povolenkám méně nákladný provoz, zatímco plynové elektrárny jsou v posledních letech zcela prodělečné. V únoru 2005 vstoupil v platnost Kjótský protokol, který byl prvním praktickým výsledkem snah o řešení globálních klimatických změn na celosvětové úrovni. Signatářské státy této mezinárodní dohody se zavázaly snížit své emise skleníkových plynů v období 2008–2012 v průměru o 5,2 % v porovnání se stavem v roce 1990. Konkrétní závazek České republiky představoval snížení emisí o 8 %. Utvrzením ve směřování EU cestou snižování emisí CO₂ a dalších skleníkových plynů pak bylo schválení legislativního balíčku směrnic v roce 2009. Balíček stanovil povinné cíle do roku 2020 v oblasti snížení emisí CO₂, zvýšení výroby a spotřeby z obnovitelných zdrojů energie a zvýšení celkové energetické účinnosti. Systém obchodování byl rozdělen do tří obchodovacích období. Pilotní fáze trvala v letech 2005–2007, druhá v letech 2008–2012. V současné době probíhá třetí obchodovací fáze (do roku 2020) a jednání o čtvrtém obchodovacím období (tj. po roku 2020) už jsou ve velmi pokročilém stádiu, v podstatě je již jisté, že systém bude pokračovat.

Do systému EU ETS jsou zahrnuta průmyslová odvětví, která se výrazně podílejí na produkci skleníkových plynů v EU. Před zahájením obchodovacího období jsou emisní povolenky rozděleny mezi provozovatele alokačním plánem. V současné době je v systému EU ETS evidováno přes 12 000 zařízení z odvětví energetiky, rafinérie, výroby oceli a železa a koksu, cementu, výroby papíru a výroby skla. Největší počet zařízení je v sektoru energetiky, tedy v sektoru s nejvyšším objemem emisí. Díky evropského systému obchodování s emisemi vznikl likvidní trh, který přiměl provozovatele zařízení uvažovat o nákladech spojených s produkcí skleníkových plynů. Pro udržení efektivnosti systému je však třeba dlouhodobá stabilita pravidel a jasné dlouhodobé cíle celé politiky.

20.5.2 Fáze obchodovacích období v EU ETS

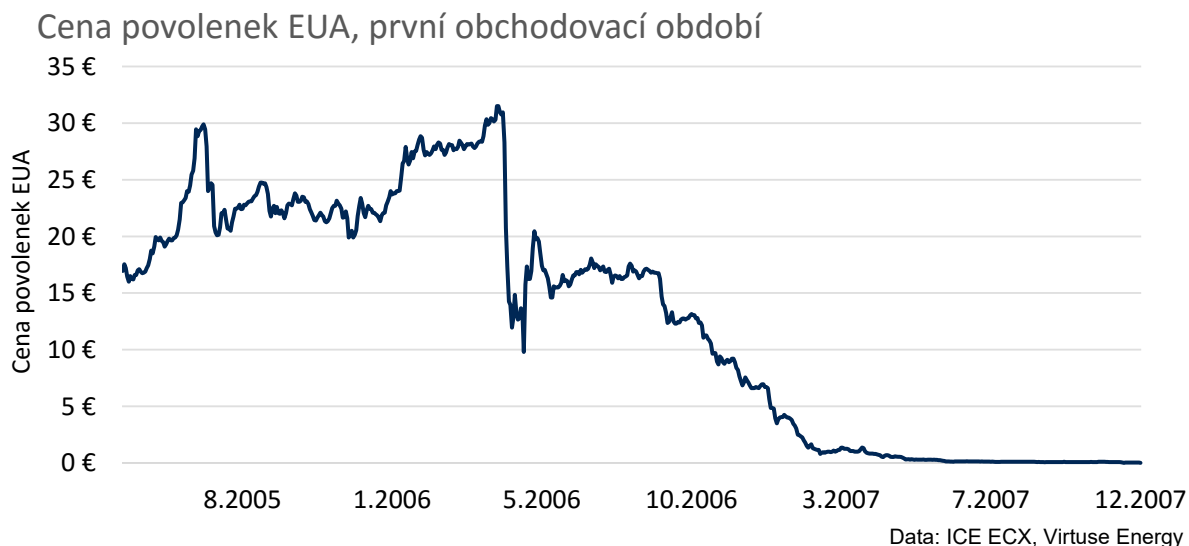
20.5.2.1 1. období (2005–2007)

První fáze v letech 2005–2007 byla testovacím obdobím a účastnilo se jí více než 12 000 zařízení z 15 zemí (nyní 28). Systém se na počátku vyrovnával se zmatenou legislativou a jednotlivé národní registry nefungovaly. V Evropě cena povolenek dosáhla maximální úrovně 30 euro v dubnu

roku 2006. V květnu 2006 se ukázalo, že trh je přezásobený nejméně o 4 procenta. Systém se ukázal jako neefektivní a ceny v březnu 2007 klesly na 1,2 eura. Došlo ke zmatku na trhu a zákazu přenosu povolenek mezi první a druhou fází systému. V září 2007 již byla cena 0,10 euro a na konci fáze klesla na nulu. Na vině bylo příliš mnoho povolenek, které firmy dostaly.

Tento problém způsobila nejenom nadalokace samotná, ale také neumožnění tzv. bankingu povolenek (přenos povolenek z jedné periody do druhé), tedy v přechodu mezi první a druhou fází EU ETS v letech 2005–2007 a lety 2008 a 2012. Z toho důvodu došlo k vydání povolenek rovnou na druhou fázi. Povolenky nemohly být převeditelné do dalšího období, na trhu bylo o dvě miliardy povolenek víc a tím klesala cena. Jediným důvodem, proč se cena nedostala až na nulu, byla možnost převedení povolenek do třetí fáze, ve které se nacházíme nyní (roky 2013–2020) a kdy došlo k implementaci tzv. backloadingu (dočasnému stažení povolenek z trhu). V červenci 2015 schválila Evropská komise plán na nevratné stažení stovek milionů přebytečných emisních povolenek do tzv. tržní stabilizační rezervy (MSR). Tam budou od ledna roku 2019 mířit nadbytečné povolenky.

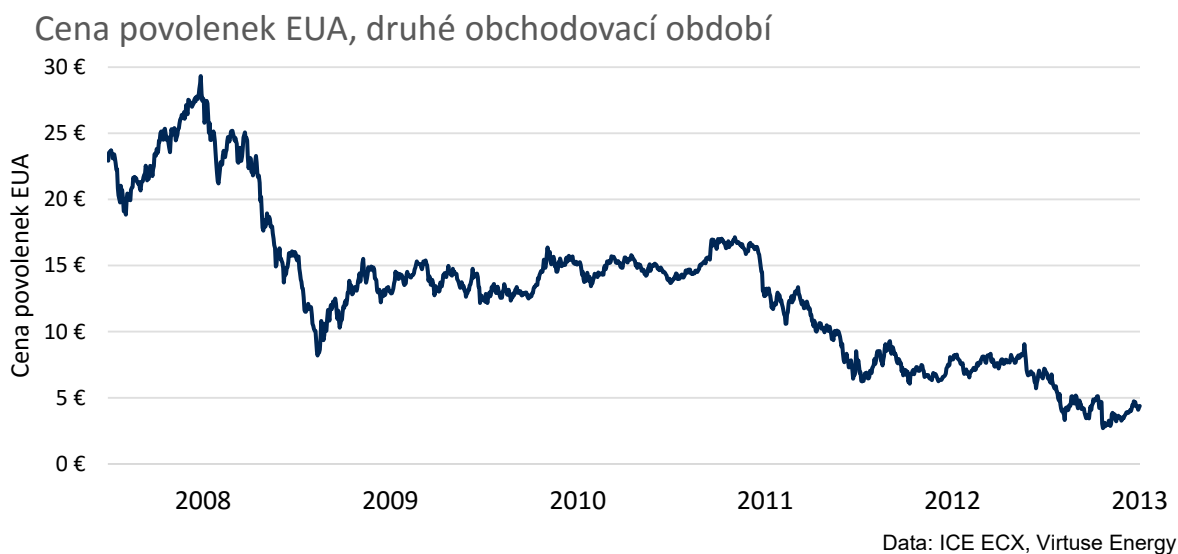
Obrázek 20.2: Cena povolenek v první fázi (2005–2007)



20.5.2.2 2. období (2008–2012)

Z chyb a nedostatků prvního alokačního období se částečně poučilo právě druhé období v letech 2008–2012. V první polovině roku 2008 dosáhla cena více než 25 eur, ale brzy se projevila ekonomická krize i se všemi důsledky. Stále více podniků redukovalo či zavíralo svoji výrobu, což vedlo k dalšímu nadbytku povolenek. V roce 2009 cena klesla na 13 eur a v první polovině roku 2012 klesla pod 10 euro. V tu dobu bylo zřejmé, že trh potřebuje striktní regulaci a pravidla, jak se vyrovnat s nadbytkem povolenek a zastavit pád ceny. Regulace měla přijít ve formě backloadingu, díky němuž by došlo k dočasnému stažení 900 milionů povolenek z trhu. Místo toho, aby tento systém přinesl stabilitu, pocítil silné lobby ze strany různých průmyslových odvětví a zapříčinil obrovskou volatilitu. Cena povolenek klesla pod 8 euro.

Obrázek 20.3: Cena povolenek v druhé fázi (2008–2012)



20.5.2.3 3. období (2013–2020)

Třetí fázi zahájil prudký pokles ceny důsledkem politických turbulencí. Nejistota ohledně budoucího vývoje EU ETS udržovala volatilitu na vysoké úrovni, v roce 2013 se cena běžně měnila o desítky procent na denní bázi. Na svoji minimální hodnotu cena povolenek klesla čtyři měsíce od počátku obchodovacího období, v dubnu 2013 cena spadla pod 3 eura za tunu po zamítnutí backloadingu v Evropském parlamentu. Celý začátek třetí fáze lze označit jako politický boj s přebytkem emisních povolenek.

BACKLOADING. jedná se o krátkodobé řešení, přesun 900 mil. tun povolenek ze začátku na konec obchodovacího období. K přesunu došlo snížením ročních aukčních objemů v letech 2014, 2015 a 2016 o 400, 300 a 200 mil. tun EUA. Současně se plánovalo navýšení aukčních objemů v letech 2019 a 2020, nakonec však byl schválen přesun backloadovaných povolenek do rezervy tržní stability (MSR). Politický proces schválení backloadingu proběhl na přelomu druhého a třetího obchodovacího období. Jednalo se o více možnostech, mezi které patřilo například původně navrhané set-aside (snížení množství povolenek v rámci evropského systému obchodování s emisemi skleníkových plynů s cílem zvýšit cenu povolenek) nebo stanovení minimální ceny.

TRŽNÍ STABILIZAČNÍ REFORMA (MSR). Jde o strukturální reformu obchodování s povolenkami – dlouhodobé řešení trvalého přebytku v systému. MSR představuje systém postupného odčerpávání přebytku, případně vrácení povolenek na trh z rezervy v případě deficitu. Rezerva začne plnohodnotně fungovat od ledna 2019, ale již v roce 2018 dojde k přesunu backloadovaných povolenek. Na konci obchodovacího období se přesunou i nadalokované povolenky. Od roku 2019 se bude z trhu odebírat 12 % přebytku vypočítaného pro rok minulý v případě, že přebytek je větší než 833 mil. tun. V případě, že přebytek je menší než 400 mil. tun a rezerva není vyčerpaná, dojde k vrácení 100 milionů tun na trh. Rychlost vrácení povolenek bude 100 mil. tun ročně. Způsob výpočtu přebytku pro rok X je následující: alokované povolenky (do roku X včetně) + využití mezinárodní kredity (do roku X včetně) – ověřené emise (suma za všechny roky včetně X).

20.5.2.4 4. období (2021–2030)

Čtvrté období začne v roce 2021 a skončí v roce 2030. Evropská komise připravila v červenci 2015 návrh, jehož aspektem bude zvýšené tempo, kterým se část povolenek každoročně odebírá z trhu.

To podniky a výrobce energie nutí k dalšímu snižování emisí. V současném období je roční snižování nastaveno na 1,74 procent z celkového počtu povolenek. Podle nových pravidel by to měly být 2,2 procenta. Z trhu tak během deseti let zmizí dalších 556 milionů povolenek. Komise předpokládá, že celkově se má během období 2021–2030 zpřístupnit 15,5 miliard povolenek v hodnotě asi 387 miliard eur a počítá s cenou 25 eur na povolenku. Energeticky náročná odvětví budou i nadále dostávat bezplatné emisní povolenky. Nárok na ně ovšem bude mít méně podniků než dosud a výrazně se také zkrátí seznam odvětví, na která se bude ochrana vztahovat. V současné době na ni má nárok téměř 180 sektorů. V příštím desetiletí by to mělo být jen přibližně 50 nejhroženějších odvětví.

20.5.3 Co ovlivňuje cenu povolenek

Na libovolném trhu se cena tvoří v závislosti na nabídce a poptávce. V této části se zaměříme na faktory, které zmíněné dvě strany trhu ovlivňují.

Obrázek 20.4: Vliv politických událostí na cenu povolenek



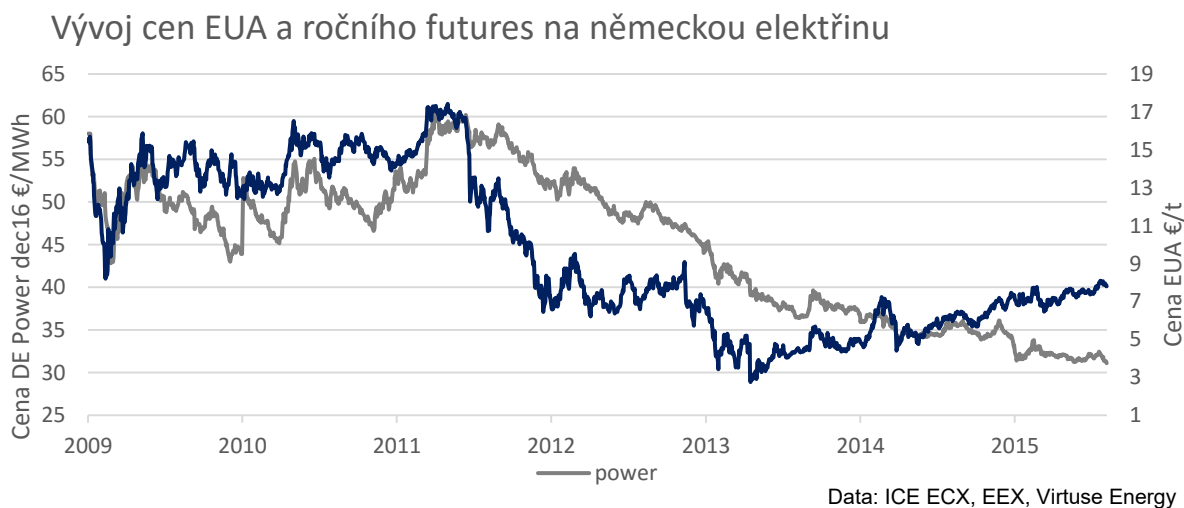
1. ITRE představuje nový návrh – spuštění Tržní stabilizační rezervy (MSR) v roce 2019
2. ITRE stáhla svůj návrh na rok 2019
3. Výbor ENVI podpořil návrh pro rok 2017
4. Hlasování ITRE, rok 2017 zamítnut dvěma hlasy
5. Pozitivní vývoj před hlasováním druhý den
6. Hlasování ENVI
7. MEP prohlásil přiblížení dohody v polovině roku 2015
8. Nový návrh Lotyšska (start MSR v roce 2021)
9. Německý návrh – sankcionování starých uhelných elektráren
10. Jednání COREPER, stále silná blokační menšina (mezi nimi také Česká republika)
11. Lotyšsko uvedlo, že dřívější start MSR bude obtížný
12. Nový návrh Lotyšska – převést přebytečné povolenky přímo do rezervy, nezmínilo však termín startu MSR
13. Na trhu se objevily informace, že Lotyšsko bude požadovat termín startu rok 2019
14. Česká republika opustila blokační menšinu a podpořila start v roce 2019
15. Jednání COREPERu, Evropská komise se finálně dohodla na MSR (start v roce 2019)

Na straně nabídky to jsou:

- **Prvotní přidělení povolenek.** Jeden z důvodů přebytků na trhu je nadalokace, nadhodnocení objemu emisí produkovaných ekonomikou.
- **Politická rozhodnutí** o budoucím vývoji systému EU ETS. Nedůležitějšími změnami v poslední době byly implementace backloadingu, schválení tržní stabilizační rezervy a rozhodnutí, která regulují čtvrté obchodovací období.
- **Aukční kalendář a podíl bezplatné alokace** na celkovém objemu ročních emisí.

Na straně poptávky to jsou:

- **Výkonnost ekonomiky a hospodářský růst.** Objem emisí CO₂ v ekonomice jde ruku v ruce s jejím hospodářským vývojem. Finanční krize z roku 2008 a následná hospodářská recese se bezesporu podílejí na současném přebytku, který se odhaduje na 2,4 miliardy povolenek.
- **Poptávka elektráren po hedgingu** (zajištění variabilní marže do budoucna). Elektrárna, která využívá fosilní paliva a tím pádem i emituje CO₂ má možnost zajistit budoucí zisk na produkovanou jednotku elektřiny. Udělá to prodejem elektřiny na forwardovém trhu a současným nákupem paliv a povolenek v odpovídajícím množství. V souvislosti s tím se nejčastěji mluví o clean dark spreadu a clean spark spreadu, které ukazují variabilní forwardovou marži uhelných a plynových elektráren. V teorii, větší forwardová marže motivuje elektrárny k zajištění, při kterém nákup povolenek tlačí jejich cenu nahoru. Co ovlivňuje dark a spark spready?

Obrázek 20.5

- **Forwardová cena elektřiny.** Za ostatních neměnných podmínek vyšší cena elektřiny na futures znamená potenciálně vyšší budoucí marži v případě její fixace. Obvykle sledujeme ceny ročních futures na německou elektřinu na následující jeden až tři roky. Vývoj forwardové ceny elektřiny na příští rok a EUA je představen na následujícím grafu. Od roku 2013 pozorujeme opačný trend na těchto komoditách. Korelace na denní bázi je však stabilně pozitivní, od roku 2010 korelační koeficient kolísá kolem hodnoty 0,5.

Vývoj korelačního koeficientu EUA a forwardové ceny elektřiny



Source: Virtuse Energy

- **Cena fosilních paliv.** Největší vliv má **uhlí**, ale sledujeme i **plyn**, který má význam například ve Velké Británii kvůli dodatečnému zpoplatnění CO₂. Kvůli provázanosti cen ropy a plynu vykazuje nepravidelný vliv na cenu EUA i **ropa**. Dražší uhlí tlačí cenu povolenek dolů přes užší dark spread. Cena plynu má teoreticky opačný vliv, jelikož se jedná o relativně čisté palivo, ale jeho současný podíl v energetickém mixu je malý. Za zmínku stojí i fakt, že korelace EUA s energetickým komplexem se snižuje v období politických změn a turbulencí.
- **Měnové kurzy EUA/USD.** Vztah evropské měny k dolaru se promítá do ceny povolenek přes vliv na eurovou cenu uhlí, které se jinak kotuje v dolarech. Společně s povolenkami odráží měnový kurz očekávání vývoje hospodářského růstu. Teoreticky může nastat i období negativní korelace v případě vysoké inflace.
- **Spotová cena elektřiny** a objem její produkce, na kterou se váže „okamžitá“ spotřeba povolenek. Zde sledujeme průměrné spotové ceny elektřiny za uplynulé období a předpovědi **počasí**. Tlak na růst ceny vyvíjí nízká produkce elektřiny z obnovitelných zdrojů, extrémní horka v létě a abnormálně nízké teploty v zimě.
- **Další faktory.** Do této kategorie zahrnujeme neočekávané události různé podstaty.
 - Mohou to být přírodní či technologické katastrofy, které zredukovat produkční kapacity a omezí tak objem emisí. Zajímavým příkladem je katastrofa jaderné elektrárny Fukušima, která zapříčinila unáhlené změny v současném a plánovaném výrobním mixu ve prospěch fosilních paliv a obnovitelných zdrojů energie.
 - Politická či geopolitická rizika. Cena povolenek je těsně spjata s politikou Evropské unie, proto je citlivá na rizika spjatá se stabilitou unie.

20.5.4 Typy obchodování

Existuje několik způsobů, jak mohou společnosti obchodovat na trhu s emisními povolenkami:

- Nejběžnějším způsobem pro malé a středně velké společnosti je mimoburzovní trh OTC (Over The Counter). V takovém případě požádá společnost brokera, aby našel efektivní a profitabilní způsob, jak obchod uskutečnit. Hlavní výhodou obchodu s brokerem je ten,

že společnost neplatí žádné poplatky, získá okamžité peníze nebo převod povolenek, ale také přístup k know-how brokera, průběžné analýzy a predikce vývoje.

- *Obchod na burze* – Nejdůležitějšími burzami na trhu s emisemi je ICE, část NYSE, a EEX. Na burze lze obchodovat přímo, zprostředkovat spotové a futures transakce, opce nebo se účastnit aukcí v dalších zemích. Výhodou obchodování přímo na burze je rychlá reakce na pohyby trhu, přístup k různým produktům atd. Nevýhodou mohou být obchodovací poplatky, členské příspěvky či pomalé poskytování peněz nebo povolenek (až 4 dny čekání na peníze nebo převod povolenek).

20.6 Predikce cen povolenek

Ceny emisních povolenek se momentálně (leden 2016) pohybují mezi sedmi a osmi eury za tunu. Většina predikcí v roce 2015 předpokládala ukončení roku na úrovních okolo 8,50–9 €/t. Cena rostla ve stejném rostoucím trendovém kanálu od začátku roku 2014 i vlivem spekulativního chování účastníků kvůli očekávání vyšší ceny, skutečná fyzická poptávka po povolenkách ale začala zaostávat. Ke slabé poptávce přispěl mimořádně teplý podzim a začátek prosince, tepelná sezóna se posunula a v teplárnách začaly akumulovat přebytky povolenek. 11. prosince 2015 došlo k prolomení dlouhodobého rostoucího trendu a následné uzavírání dlouhých pozic mělo za následek to, že se rok 2015 uzavřel na (podle většiny prognóz překvapivě) ceně 8,29 €.

Začátek roku 2016 pokračoval v prudce klesajícím trendu nastoleném po prolomení trendového kanálu v prosinci. První týden cena padla o neobvyklých (pro minulé období) 87 centů, tedy o 10 %.

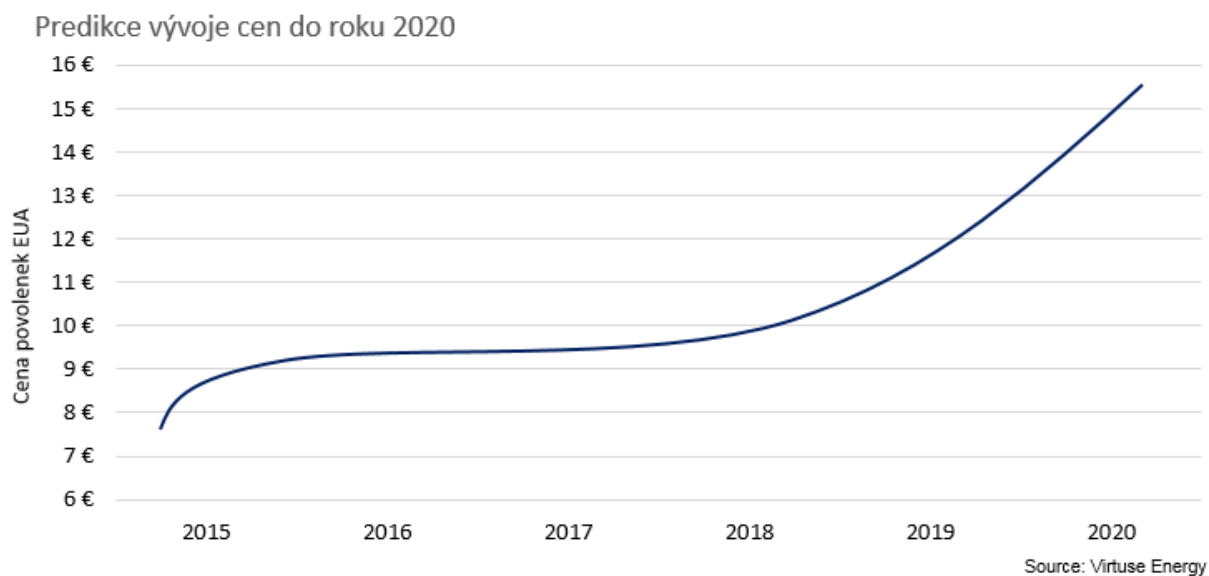
Postupem času v roce 2016 předpokládáme stabilizování a odraz ceny ropy, která se momentálně nachází na několikaletém minimu. To by mohlo vést k posílení cen uhlí a plynu, které jsou s cenou ropy úzce zkorelovány. Cena uhlí by měla posílit také v případě bankrotů některých uhelných dolů způsobených nízkou cenou a tím spojeným snížením nabídky uhlí. Růst ceny plynu by však mohl být omezen očekávaným zvýšením globální nabídky LNG. Nízká cena plynu ho činí více konkurenceschopným vůči uhlí pro produkci elektřiny, v Británii se například při minimální ceně emisních povolenek na úrovni 20 € vyplatí elektrárnám zaměnit uhlí za plyn (tzv. fuel switching) už při ceně plynu na úrovni 12 €/MWh, za aktuálních cen uhlí. Pro momentální cenu povolenky v EU je tato hodnota kolem 35 € a během posledního roku se neustále snižuje. Jelikož při spalování plynu místo uhlí se produkuje přibližně o dvě třetiny méně emisí, následkem fuel switchingu by byl pokles emisí a tím způsobený pokles poptávky po emisních povolenkách. Hodnota fuel switchingu tedy tvoří přirozený strop pro cenu povolenky, dokud objem produkce elektřiny z fosilních paliv zůstane beze změny.

Rok 2016 je také posledním rokem, kdy backloading odebere část povolenek z aukcí. V letech 2017 a 2018 už budou státní aukce probíhat s běžným objemem až do nástupu MSR v roce 2019.

Pro rok 2016 odhadujeme průměrnou cenu povolenek kolem 8,20 €, cenu ke konci roku 8,80 €. Jelikož se v roce 2017 zvýší objem povolenek prodávaných v aukcích a rezerva tržní stability MSR začne odebírat přebytky až od roku 2019, v roce 2017 by to mohlo způsobit zpomalení cenového růstu. Cenu na konci roku 2017 očekáváme kolem 10 €.

V roce 2018 se přiblíží nástup MSR, což může poskytnout prostor k rychlejšímu růstu ceny v následujících letech 2018–2020. Pro rok 2018 předpokládáme průměrnou cenu kolem 10,60 €, cenu na konci roku kolem hodnoty 11,30 €.

Obrázek 20.7: Predikce vývoje cen povolenek v letech 2015–2020 dle Virtuse Energy



21 DANĚ Z ENERGIÍ

Jan Kanta

Daně z energie jsou tradičně uloženy z řady důvodů, zejména k získání příjmů, avšak rovněž k ovlivnění chování spotřebitelů směrem k účinnějšímu využívání energie a čistším zdrojům energie. Jak již bylo napsáno v subkapitole k oblasti environmentální regulace v oblasti energetiky, daně z energií jsou jedním z nástrojů environmentální regulace, který má přispět k naplnění schválených cílů EU pro rok 2020. V zájmu zajištění řádného fungování vnitřního trhu je na úrovni EU upravena řada hlavních aspektů zdanění energie v rámci směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003, kterou se mění struktura rámcových předpisů Společenství o zdanění energetických produktů a elektřiny (dále jen „směrnice ES“).

Jedná se konkrétně o daň ze zemního plynu a některých dalších plynů, daň z pevných paliv a daň z elektřiny, které jsou dost často v ČR souhrnně označovány jako tzv. ekologické daně. V žádném případě se nejedná o daň z tepelné energie nebo na teplo, jak se v řadě případů mylně vykládá. Primárním důvodem k zavedení těchto daní v ČR byla povinnost ČR implementovat výše uvedenou směrnici ES. ČR svoji povinnost splnila vydáním zákona č. 261 ze dne 19. září 2007 o stabilizaci veřejných rozpočtů, který byl zveřejněn v části 85 sbírky zákonů pro rok 2007.

21.1 Geneze zákonné úpravy

Jak již bylo uvedeno, zmíněné daně jsou součástí poměrně rozsáhlého zákona č. 261. Konkrétně jsou v něm obsaženy v samostatných částech 45–47 (část 45 daň ze zemního plynu a některých dalších plynů, část 46 daň z pevných paliv a část 47 daň z elektřiny) a nabyly účinnosti k 1. lednu 2008. Soubor těchto všech daní je často také nazýván jako tzv. ekologická daňová reforma (dále jen „EDR“). Přestože skutečně původní záměr předkladatelů zákona (vláda ČR) byl zřejmě využít implementaci směrnice ES k dosažení cíle stimulovat ekonomické subjekty k takovému chování, které povede ke snížení poškození životního prostředí a jeho dopadů na zdraví obyvatelstva včetně provedení reformy ekologických daní, tak když se podíváme na výsledek, musíme konstatovat, že ten má k dosažení uvedeného cíle velice daleko. Už z obsahu výrazu „reforma“ vyplývá, že by mělo být něco již existujícího měněno (reformováno), což se o prostém zavedení nových daní bez dopadu na jiné již existující daně v řešené oblasti (ekologie) v žádném případě tvrdit nedá. Proto je potřeba velké opatrnosti s používáním shrnujícího pojmu EDR pro zavedené daně z energií.

Tyto daně podle vládních materiálů měly být první etapou EDR, která se měla celkem skládat ze tří etap. Celá EDR měla být postavena na následujících principech:

- EDR měla probíhat postupně ve třech etapách do roku 2017 s cílem poskytnout dotčeným subjektům dostatečný čas na přizpůsobení.
- EDR měla ve všech etapách výnosově neutrální, nevést ke zvýšení celkové daňové zátěže.
- EDR měla být navržena tak, aby byla prakticky účinná z hlediska naplňování jejích cílů.

- EDR měla brát v úvahu vyvolané transakční náklady. Zejména reflektovat požadavek na minimální administrativní náklady zdanění.
- První etapa EDR vychází z úplné transpozice směrnice ES.
- Druhá etapa EDR měla být věcně a legislativně připravena do konce roku 2008, s předpokládanou realizací v letech 2010 až 2013. Měla se týkat zdanění energetických produktů a elektřiny, revize stávajících poplatků a dalších nástrojů regulace v oblasti životního prostředí a opatření v oblasti dopravy. Měla být zvažována transformace vybraných environmentálních poplatků na „ekologické“ daně. Příprava druhé etapy EDR měla proběhnout na základě široké odborné a meziresortní diskuse a řádně oponovaných vědeckých a odborných prací, které se měly týkat kvantifikace sociálních, ekonomických a ekologických dopadů zdanění a kvantifikace externích nákladů předmětu zdanění.
- Třetí etapa EDR měla být připravena do konce roku 2012, s předpokládanou realizací v letech 2014 až 2017. Na základě vyhodnocení působení a účinků první a druhé etapy reformy mělo být zváženo další prohloubení reformy a rozšíření na další surovinové zdroje, výroby a služby a užití přírody.

Zda zaváděná první etapa EDR splnila zmíněné základní principy, necht' si vážený čtenář vyhodnotí sám. V současné době lze konstatovat, že při implementaci jsme narazili na rozsáhlou řadu problémů, které nám v praxi přinesla. Taktéž lze konstatovat, že celá řada principů naplněna nebyla. Co se týká dalších etap, tak na ty již nedošlo a lze říci, že vláda na dokončení ekologické daňové reformy, jako uceleného komplexu nástrojů vzájemně kompatibilního a doplňujícího se v oblasti ochrany životního prostředí, rezignovala.

21.2 Směrnice ES a její implementace

Chceme-li konkrétně hodnotit, jak je naplněn jeden z principů první etapy EDR, kterým je úplná transpozice směrnice ES, musíme se mimo jiné podívat, za jakých podmínek tento zákonný akt ES vznikl. V době přípravy směrnice ES již v řadě států EU nějaké zdanění energetických produktů existovalo. Současně to byla doba, kdy k přijetí zákonné úpravy na úrovni EU byl nutný souhlas všech členských států. Proto směrnice ES obsahuje jednak poměrně velké možnosti v oblasti osvobození od placení daní a současně také veliké množství výjimek pro jednotlivé členské státy (ty jsou, vyjádřeno v délce textu, de facto rozsáhlejší než samotné základní zákonné ustanovení). Pokud by členský stát při implementaci směrnice ES do národní legislativy využil všechny možnosti osvobození, tak by v zásadě téměř nikdo žádné daně neplatil.

Srovnáme-li obsah příslušných částí zákona č. 261 se směrnicí ES, můžeme konstatovat, že

- směrnice ES je implementována,
- byly použity ve většině případů minimální možné sazby zdanění,
- z celkového množství možných osvobození byla využita jen jejich malá část.

21.3 Základní principy zákonné úpravy zaváděných daní

Principy zákonné úpravy pro všechny tři daně jsou na první pohled jednoduché a v zásadě shodné. Cílem zákonodárského sboru zřejmě bylo vydat jednoduchý zákon. Bohužel v tomto případě se,

minimálně u zemního plynu a elektřiny, dostáváme s daněmi a jejich aplikací v praxi do výrazně odlišného a složitějšího prostředí v porovnání s ostatními běžnými komoditami. Zde totiž musí, mimo jiné, platit a fungovat fyzikální zákony. Proto v těchto oblastech normy a předpisy musí být poměrně exaktně definované, často s podrobným popisem fungování procesů. Když se podíváme na energetickou legislativu, tak většinou uvedené podmínky splňuje. Má-li daňový systém v oblasti energetických komodit fungovat a splňovat podmínky jednoduchosti a minimalizace souvisejících administrativních nákladů, musí respektovat fungování fyziky a fungování trhů spojených s uvedenými komoditami, tedy i určité minimální principy při tvorbě potřebné legislativy. Že je realita v řadě případů vydáním zákona č. 261 zcela opačná lze například ukázat na skutečnosti, že zákon v částech 45 – 47 neobsahuje jediné zmocnění pro vydání prováděcích právních předpisů (vyhlášek), které by mohly poměrně složité procesy popsat do daleko většího detailu, než je možné v samotném zákoně.

21.4 Stručný obsah a řešení zákonné úpravy zaváděných daní

Jak již bylo zmíněno, základní principy jsou pro všechny 3 daně v zásadě shodné:

- Plátcem daně je
 - ve většině případů dodavatel dané komodity,
 - fyzická nebo právnická osoba, která použila komoditu osvobozenou od daně k jiným účelům, než na které se osvobození vztahuje,
 - fyzická nebo právnická osoba, která spotřebovala nezdaněnou komoditu s výjimkou komodity osvobozené od daně,
 - v případě elektřiny a plynu provozovatelé příslušných soustav a
 - v případě plynu také fyzická nebo právnická osoba, která použila plyn zdaněný nižší sazbou daně k účelu, kterému odpovídá vyšší sazba daně.
- Poplatníkem, který není explicitně v zákoně pojmenován, je konečný spotřebitel dané komodity.
- Povinnost daň přiznat a zaplatit vzniká v návaznosti na jednotlivé skupiny plátců buď dnem dodání nebo spotřebou osvobozené nebo nezdaněné komodity, když v zásadě platí, že se ve většině případů daň platí až na konci celého obchodního řetězce s danou komoditou.
- Sazba daně je u všech tří komodit vyjádřena v Kč na energetickou jednotku, když
 - u plynu je daň při jeho využití pro výrobu tepla, stacionární motory, stavebních pracích a pohon vozidel mimo veřejné cesty 30,60 Kč/MWh spalného tepla, při ostatním využití je náběh od 0 Kč/MWh spalného tepla od roku 2011 až po 264,80 Kč/MWh spalného tepla od roku 2020,
 - u pevných paliv je daň 8,50 Kč/GJ spalného tepla v původním vzorku a
 - u elektřiny je daň 28,30 Kč/MWh.

- Uvedené daně jsou u všech tří komodit de facto obdobou spotřební daně, které svým charakterem odpovídají, z čehož vyplývá, že se zaváděné daně stávají součástí základny pro výpočet DPH.
- Pro definované způsoby použití dané komodity je možné získat osvobození, pokud spotřebitel bude držitelem povolení k osvobození dané komodity od daně, které vydává při splnění zákonných náležitostí správce daně.
- Pro účely obchodování s danou komoditou bez daně je nutné získat povolení k nabytí dané komodity bez daně, které vydává při splnění zákonných náležitostí také správce daně.
- Obsahové náležitosti daňového dokladu a dokladu o prodeji jsou pro všechny zdaňované komodity nadefinovány tak, že je možné uloženou zákonnou povinnost naplnit doplněním chybějících položek do již existujících daňových dokladů pro účely DPH.
- Jak dodavatelé, tak i ostatní plátcí daně, jsou povinni vést pro daňové účely evidence, které jsou v zásadě bilancí vyjadřující shodu objemu pořízené komodity a sumy objemů jednotlivých způsobů jejího užití (spotřeba nebo další prodej) za zdaňovací období.
- Zdaňovacím obdobím je u všech tří komodit měsíc.
- Odvod daně plátcem jejímu správci je stanoven na 25. den následující po ukončení zdaňovacího období, což je shodný termín jako pro odvod DPH a dodatečné daňové přiznání na nižší hodnotu daně je možno uplatnit u správce daně do 6 měsíců ode dne, kdy uplynula lhůta pro podání daňového přiznání za zdaňovací období.
- Správcem daně jsou sídla plátce daně místně příslušné celní úřady.
- U všech tří zdaňovaných komodit (zemní plyn, uhlí, a elektřina) jsou některé účely použití dané komodity od daně osvobozeny. Detailněji o osvobození je uvedeno v následujících podkapitolách.

21.4.1 Osvobození elektřiny od daně

Od daně je podle § 8 části 47 zákona č. 261 osvobozena elektřina

- ekologicky šetrná,
- vyrobená v dopravních prostředcích, pokud je tam spotřebována,
- vyrobená ze zdaněných výrobků, které jsou předmětem daně ze zemního plynu, daně z pevných paliv nebo spotřební daně, v zařízeních se jmenovitým elektrickým výkonem do 2 MW, pokud je taková elektřina spotřebována přímo nebo je dodávána prostřednictvím vedení, kterým je dodávána výhradně taková elektřina.

Od daně je podle § 8 části 47 zákona č. 261 osvobozena také elektřina určená k použití nebo použita

- k technologickým účelům nezbytným pro výrobu elektřiny nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla,
- k technologickým účelům nezbytným k udržení schopnosti vyrábět elektřinu nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla,
- ke krytí ztrát v přenosové nebo distribuční soustavě,

- při provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové,
- při elektrolytických nebo metalurgických procesech, nebo
- k mineralogickým postupům.

Nabýt elektřinu osvobozenou od daně podle druhého odstavce této podkapitoly jinak než výrobou může pouze konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně.

Je-li elektřina uvedená v druhém odstavci této podkapitoly odebírána konečným spotřebitelem od dodavatele, je taková elektřina osvobozena od daně pouze tehdy, pokud byla odebrána do odběrného místa určeného pro odběr elektřiny osvobozené od daně, jehož registrační číslo je uvedeno v povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně.

21.4.2 Osvobození zemního plynu od daně

Od daně je podle § 8 části 45 zákona č. 261 osvobozen plyn určený k použití, nabízený k prodeji, nebo použitý

- a) pro výrobu tepla v domácnostech a v domovních kotelnách uvedený pod kódem nomenklatury 2711 11 (zemní plyn zkapalněný) a 2711 21 (zemní plyn v plynném stavu),
- b) k výrobě elektřiny,
- c) pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v generátorech s minimální stanovenou účinností podle zvláštního právního předpisu, pokud je teplo z kombinované výroby elektřiny a tepla dodáváno domácnostem,
- d) jako pohonná hmota pro plavby po vodách na daňovém území; toto osvobození se netýká plynu použitého jako pohonná hmota pro soukromá rekreační plavidla vymezená v zákoně o spotřebních daních,
- e) v metalurgických procesech,
- f) k mineralogickým postupům, nebo
- g) k jinému účelu než pro pohon motorů nebo pro výrobu tepla, i když při takovém použití vzniká technologické teplo.

Od daně je dále osvobozen plyn, který se v okamžiku vstupu na daňové území nachází v běžných nádržích motorových dopravních prostředků, pracovních strojů, klimatizačních, chladírenských a jiných podobných zařízení a slouží k jejich vlastnímu pohonu a provozu. Běžnou nádrží se pro účely této části rozumí nádrž, která umožňuje přímé použití plynu.

Od daně je také osvobozen plyn použitý při výrobě nebo zpracování plynu a výrobků, které jsou předmětem daně z minerálních olejů a daně z pevných paliv v prostorách podniku, ve kterém byl tento plyn vyroben. Toto osvobození od daně se však nevztahuje na spotřebu plynu pro účely nesusouvisející s výrobou nebo zpracováním uvedených výrobků, zejména pak pro pohon vozidel.

Nabýt plyn osvobozený od daně podle písmen b) až g) výše jinak než výrobou může pouze konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně.

Plyn nabytý prostřednictvím plynárenského zařízení je podle písmen b) až g) výše osvobozen pouze tehdy, pokud je odebrán prostřednictvím plynárenského zařízení do odběrného místa vybaveného měřidlem, jehož typ a výrobní číslo je uvedeno v povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně.

Od daně je osvobozen plyn maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování. Celní úřad je oprávněn posoudit, zda vzniklé ztráty plynu odpovídají charakteru činnosti plátce daně a obvyklé výši ztrát jiných plátců daně při stejné nebo obdobné činnosti, a o zjištěný rozdíl upravit základ daně.

21.4.3 Osvobození pevných paliv (uhlí) od daně

Od daně jsou podle § 8 části 46 zákona č. 261 osvobozena pevná paliva určená k použití, nabízená k prodeji nebo použita

- a) k výrobě elektřiny,
- b) pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v generátorech s minimální stanovenou účinností podle zvláštního právního předpisu, pokud je teplo z kombinované výroby elektřiny a tepla dodáváno domácnostem,
- c) jako pohonná hmota nebo palivo pro plavby po vodách na daňovém území. Toto osvobození se netýká pevných paliv používaných pro soukromá rekreační plavidla vymezená v zákoně o spotřebních daních,
- d) v chemických redukčních procesech ve vysokých pecích,
- e) v metalurgických procesech,
- f) k mineralogickým postupům,
- g) k výrobě koksu,
- h) k jinému účelu než pro pohon motorů nebo pro výrobu tepla, i když při takovém použití vzniká technologické teplo, nebo
- i) k technologickým účelům v podniku, ve kterém byla pevná paliva vyrobena.

Nabytí pevná paliva osvobozená od daně podle odstavce výše jinak než výrobou může pouze konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí pevných paliv osvobozených od daně.

Od daně jsou dále osvobozena pevná paliva maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování. Celní úřad je oprávněn posoudit, zda vzniklé ztráty pevných paliv odpovídají charakteru činnosti plátce daně a obvyklé výši ztrát jiných plátců daně při stejné nebo obdobné činnosti, a o zjištěný rozdíl upravit základ daně.

21.5 Nejasnosti a problémy při aplikaci zákonné úpravy daní v praxi

Uvedené daně a především způsob, jakým jsou upraveny zákonem č. 261 všechny náležitosti s těmito daněmi související, jednak evokují řadu nejasných a nezodpovězených otázek a celou řadu praktických problémů při implementaci uvedeného zákona do praxe. Aby se ta řada nejasných

a nezodpovězených otázek a celá řada praktických problémů při implementaci uvedeného zákona do praxe vyřešila, tak generální ředitelství cel zpracovalo svůj interní předpis (vnitřní pokyn), vydalo a celý, v plném znění, jej zveřejnilo na svých webových stránkách na adrese <https://www.celnisprava.cz/cz/dane/ekologicke-dane/Stranky/default.aspx>, kde může čtenář nalézt celou řadu dalších i aktuálnějších informací a výkladů k problematice ekologických daní. Zmíněný předpis, ku prospěchu věci a praktické implementaci příslušných částí zákona č. 261, skutečně řadu nejasností a problémů uvádí do praktičtější logiky. V následujících řádcích je uveden výklad k těm nejméně jasným problémům implementace příslušných částí zákona č. 261.

21.5.1 Obecně ke všem komoditám

Plátcem daně je i dodavatel, který nakoupil energetické produkty v zahraničí a dodal je na daňovém území konečnému spotřebiteli.

Plátcem daně je také dodavatel, kterému zaniklo nebo bylo zrušeno povolení k nabytí energetických produktů bez daně, a který má v držení zásoby energetických produktů, které nabyl jako dodavatel. Zánikem nebo zrušením povolení k nabytí energetických produktů bez daně se dodavatel stává konečným spotřebitelem a vzniká mu povinnost daň přiznat a zaplatit dle § 5 odst. 1 písm. a) části 45, 46 a 47 zákona č. 261.

Plátcem daně je i dodavatel, který podle přechodných ustanovení dodal na daňovém území energetické produkty konečnému spotřebiteli, který sice podal návrh na vydání povolení do 15. 1. 2008, ale návrh byl zamítnut. Vznik povinnosti daň přiznat a zaplatit v těchto případech vznikla dodavateli dnem dodání konečnému spotřebiteli.

Dnem dodání den odečtu z měřicího zařízení, popřípadě den zjištění skutečné spotřeby elektřiny. V den odečtu zpravidla nebude hned známo množství dodané elektřiny, teprve v den porovnání předchozího stavu elektroměru nebo plynoměru se stavem zjištěným v den odečtu (při výpočtu) dojde ke zjištění skutečné spotřeby.

Spotřebované množství např. elektřiny nebo plynu osvobozených pro jiné účely, u které vznikla povinnost daň přiznat a zaplatit lze prokázat např. měřením podružným nebo jiným měřidlem nebo odborným odhadem (např. výpočtem dle příkonu zapojených spotřebičů a jejich průměrného využití).

Vliv existence/neexistence povolení v den dodání energetických produktů na jejich zdanění. Část 47 zákona č. 261 v případě daně z elektřiny definuje den dodání jako den odečtu z měřicího zařízení, popřípadě den zjištění skutečné spotřeby elektřiny (viz §2 odst. 2 písm. b) části 47 zákona č. 261). V tento den je dodáno a z hlediska části 47 zákona č. 261 se jedná o den rozhodný jak pro vznik povinnosti daň přiznat a zaplatit, tak i pro uplatnění oprávnění k nabytí elektřiny osvobozené od daně nebo elektřiny bez daně. Pro dodavatele elektřiny je tedy rozhodující, zda konečný spotřebitel nebo odebírající dodavatel jsou v den dodání držiteli příslušných povolení. Držitelům příslušných povolení dodavatel dodá veškerou elektřinu za celé fakturační období od daně osvobozenou nebo bez daně. Pokud držiteli povolení během fakturačního cyklu povolení zanikne nebo mu jej celní úřad zruší, dodavatel v den dodání dodá veškerou elektřinu zdaněnou bez ohledu na to, jak dlouho byl v průběhu fakturačního období dotčený subjekt držitelem příslušných povolení. Zde uvedené pro elektřinu platí i pro dodání plynu potrubím.

Dodavatel je povinen vystavit **daňový doklad, resp. doklad o prodeji** do 15 dnů ode dne dodání. Za dodávky energetických produktů uskutečněné v určitém období, které nesmí být delší než 15 dnů, lze vystavit konečnému spotřebiteli jeden daňový doklad, resp. dodavateli jeden doklad o prodeji.

Na daňovém dokladu, resp. dokladu o prodeji, musí být uvedeny veškeré náležitosti tak, jak jsou stanoveny v § 17 části 45, 46 a 47 zákona č. 261, a to podle jednotlivých dnů dodání.

Daňové přiznání na zjištěný rozdíl, dobropis a vrubopis. Pokud dodavatel chybně provedl původní odečet, resp. chybně zjistil skutečnou spotřebu plynu nebo elektřiny, vystaví do 15 dnů daňový doklad na zjištěný množstevní rozdíl a podá daňové přiznání, protože den zjištění množstevního rozdílu se považuje za den jeho dodání. Pokud rozdíl vznikl před nabytím účinnosti zákona, ale ke zjištění rozdílu došlo po nabytí účinnosti zákona, použijí se přiměřeně ustanovení § 30 odst. 3 části 45 a 47 zákona č. 261.

V případě, že dodavatel zjistí, že základ daně byl v daňovém dokladu uveden chybně z důvodu chyby v psaní či počítání (např. u plynu v lahvích, pevných paliv), lze provést opravu původního daňového dokladu dobropisem nebo vrubopisem. Daňová povinnost bude vypořádána podáním dodatečného daňového přiznání na vyšší nebo nižší daň.

V případě zjištění vyšší daňové povinnosti je dodavatel povinen předložit dodatečné daňové přiznání na daň vyšší do konce měsíce následujícího po tomto zjištění.

V případě zjištění nižší daňové povinnosti může být dodatečné daňové přiznání podáno ve lhůtě 6 měsíců za podmínek uvedených v § 26 odst. 3 části 45 a 47 zákona č. 261 nebo § 25 odst. 3 části 46 zákona č. 261.

Porušení povinnosti oznámit změny. Pokud držitel povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně neoznámí podle § 11 odst. 1 části 45, 46 a 47 zákona č. 261 změny do 15 dnů ode dne jejich vzniku, může mu celní úřad uložit i opakovaně pořádkovou pokutu za nesplnění povinnosti nepeněžité povahy.

Uvádění účelu použití do daňových dokladů. V souladu s § 17 odst. 3 části 45, 46 a 47 zákona č. 261 je dodavatel povinen při dodávkách konečnému spotřebiteli, který je držitelem povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně, vystavit daňový doklad s uvedením, že se jedná o produkt osvobozený od daně a s odkazem na příslušné ustanovení části 45, 46 a 47 zákona č. 261, podle něhož jsou dodávané produkty osvobozeny od daně. Povinnost uvést na daňovém dokladu tento údaj splní dodavatel tím, že uvede např. „osvobozeno podle ustanovení § 8 odst. 1 příslušné části 45, 46 a 47 zákona č. 261“.

Osvobození pevných paliv nebo plynu pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla je možné podle § 8 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 a § 8 odst. 1 písm. b) části 46 zákona č. 261. Podle těchto ustanovení lze osvobodit všechny plyn a pevná paliva použitá pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla v generátorech s minimální stanovenou účinností podle zvláštního právního předpisu, pokud je teplo z kombinované výroby dodáváno domácnostem. Aby mohlo být osvobození uplatněno, musí být splněny následující podmínky:

- generátor pro kombinovanou výrobu tepla a elektřiny (výrobní zařízení, soustrojí),
- minimální účinnost, tj. efektivnost energetických procesů, vyjádřená poměrem mezi úhrnnými energetickými výstupy a vstupy téhož procesu, vyjádřená v procentech, stanovená podle § 32 energetického zákona,
- teplo je dodáno více než jedné domácnosti.

Pokud je teplo fyzicky dodáváno domácnostem přes obchodníka, bytové družstvo nebo jinou právnickou osobu, musí být smluvně zaručeno, nebo jinak prokázáno, že teplo je skutečně fyzicky dodáno domácnostem.

Minimální stanovenou účinnost kombinované výroby elektřiny a tepla lze prokázat např. osvědčením o původu elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla, které vydává Ministerstvo průmyslu a obchodu (v souladu s § 32 odst. 7 energetického zákona, přičemž splnění minimální stanovené účinnosti je podmínkou vydání osvědčení). Na základě tohoto osvědčení lze považovat KVET za splňující podmínku minimální účinnosti bez ohledu na případné odstávky ve výrobě.

Osvobození pevných paliv nebo plynu pro výrobu elektřiny je umožněno podle § 8 odst. 1 písm. b) části 45 zákona č. 261 a § 8 odst. 1 písm. a) části 46 zákona č. 261. Pokud konečný spotřebitel nespĺňuje podmínky osvobození pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla podle § 8 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 a § 8 odst. 1 písm. b) části 46 zákona č. 261, může uplatnit osvobození u energetických produktů použitých pro výrobu elektřiny, tj. z té části energetických produktů, které byly použity k výrobě elektřiny v generátorech pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.

Osvobození plynu, resp. pevných paliv určených k použití, nabízených k prodeji nebo použitých k jinému účelu než pro pohon motorů nebo pro výrobu tepla, i když při takovém použití vzniká technologické teplo podle § 8 odst. 1 písm. g) části 45 zákona č. 261, resp. § 8 odst. 1 písm. h) části 46 zákona č. 261) se vztahuje na plyn a pevná paliva používaná např. při chemických reakcích, při nichž se uvolňuje teplo jako sekundární efekt. Naopak se nevztahuje např. na spalovny nebezpečného odpadu a spalovny odpadu obecně, byť by se jednalo o spalovny označované jako ekologické, na krematoria, sušárny, sušičky, jídelny, pekárny, cukrárny, atd.

Zdanění elektřiny/plynu užitá v průběhu fakturačního období pro neosvobozené účely. Ke dni dodání (den odečtu, resp. den zjištění) fakturuje dodavatel odběrateli celkové množství osvobozené elektřiny a plynu, které byly odběratelem (konečným spotřebitelem) odebrány za celé fakturační období. Byla-li takto odebraná osvobozená elektřina a plyn v průběhu fakturačního období užitá odběratelem (konečným spotřebitelem) pro neosvobozené účely, je povinen sám tuto elektřinu a plyn zdanit podle § 5 odst. 1 písm. b) částí 45 a 47 zákona č. 261. Celkové množství elektřiny a plynu, které bylo v průběhu jednoho fakturačního období užitá pro neosvobozený účel, přizná odběratel (konečný spotřebitel) ve svém daňovém přiznání.

Dnem spotřeby elektřiny a plynu osvobozené od daně je den zjištění skutečné spotřeby elektřiny a plynu podle § 2 odst. 2 písm. b) částí 45 a 47 zákona č. 261. Z uvedeného vyplývá, že den spotřeby u konečného spotřebitele (odběratele) bude totožný se dnem dodání u dodavatele. Den dodání dodavatel povinně uvádí na vystaveném daňovém dokladu (faktuře). Daňové přiznání za elektřinu a plyn použité v průběhu celého fakturačního období pro neosvobozený účel konečný spotřebitel podá a daň zaplatí do 25. dne měsíce následujícího po dni dodání, tj. zjištění skutečné spotřeby.

Dodání energetických produktů osvobozených od daně. Pro uplatnění osvobození na straně dodavatele je rozhodující, zda v den dodání (§ 2 odst. 2 písm. b) částí 45 zákona č. 261, § 2 odst. 2 písm. b) části 46 zákona č. 261 a § 2 odst. 2 písm. b) části 47 zákona č. 261) je nabyvatel držitelem povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně. Pokud je nabyvatel držitelem povolení k nabytí energetických produktů osvobozených od daně, je celý objem dodaného (fakturovaného) energetického produktu fakturován jako osvobozený od daně. Za držitele povolení od počátku roku 2008 se podle § 30 odst. 2 části 45 zákona č. 261, § 29 odst. 2 části 46 zákona č. 261 a § 30 odst. 2 části 45 zákona č. 261 považuje i navrhovatel, který podal návrh na vydání povolení nejpozději do 15. ledna 2008, bylo-li návrhu vyhověno. Obě podmínky tedy musí být splněny kumulativně.

Dodavatel nabývá nezdaněné energetické produkty na základě povolení k nabytí energetických produktů bez daně. Nabývá-li energetické produkty pouze výrobou, je dodavatelem, který nemusí

být držitelem povolení. Nabyt zdaněný energetický produkt (pro který je držitelem povolení k nabytí bez daně) může pouze dodáním od fyzické nebo právnické osoby, která sama tento energetický produkt nabyla již zdaněný (§ 5 odst. 2 části 45, 46 a 47 zákona č. 261).

Dodání osvobozené elektřiny další právnické nebo fyzické osobě (lze aplikovat i na plyn a pevná paliva). Pokud je subjekt držitelem licence na obchod s elektřinou, ovšem obchod s nabytou elektřinou tvoří méně jak 50 % dodávek elektřiny, celní úřad povolení k nabytí elektřiny bez daně zruší, protože tento subjekt nemůže být dodavatelem s povolením k nabytí elektřiny bez daně, což vyplývá z § 15 odst. 2 písm. b) části 47 zákona č. 261. Poté má talový obchodník postavení konečného spotřebitele.

Bude-li tento subjekt jako konečný spotřebitel držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně a část osvobozené elektřiny dodá jiné fyzické nebo právnické osobě, pak v souladu s § 5 odst. 2 části 47 zákona č. 261 mu nevzniká povinnost daň přiznat a zaplatit, ani se nestává dodavatelem ve smyslu části 47 zákona č. 261. Osoba nabyvatele osvobozené elektřiny však v těchto případech musí být držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně podle § 8 odst. 3 části 47 zákona č. 261 stejně jako subjekt, který osvobozenou elektřinu této osobě dodává. Pokud nový nabyvatel spotřebuje osvobozenou elektřinu pro neosvobozený účel, pak tomuto novému nabyvateli osvobozené elektřiny vznikne podle § 5 odst. 1 písm. b) části 47 zákona č. 261 povinnost daň přiznat a zaplatit.

Je-li osvobozená elektřina ve výše uvedených případech dodávána od jednoho konečného spotřebitele, držitele povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně druhému, musí i tento druhý konečný spotřebitel být držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně v souladu s ustanovením § 8 odst. 3 části 47 zákona č. 261. Vzhledem k tomu, že tento druhý konečný spotřebitel je ve většině případů v nájmu prvního konečného spotřebitele, nemůže do návrhu uvést registrační číslo odběrného místa ve smyslu § 9 odst. 2 písm. c) části 47 zákona č. 261, protože sám vlastní registrační číslo nemá a nenakupuje přímo od dodavatele. V těchto případech podá celnímu úřadu návrh na vydání povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně podle zákonem stanovených náležitostí, ovšem bez uvedení registračního čísla. V povolení vydaném celním úřadem nebude uváděno registrační číslo odběrného místa, neboť takový údaj je nezbytný pouze, je-li elektřina odebírána konečným spotřebitelem od dodavatele podle § 8 odst. 4 části 47 zákona č. 261.

NEOPRÁVNĚNÉ ODBĚRY ELEKTŘINY A PLYNU. Jak u elektřiny, tak i u plynu vzniká, v souladu s ustanovením § 5 odst. 1 písm. a) části 45 zákona č. 261 a § 5 odst. 1 písm. a) části 47 zákona č. 261, povinnost daň přiznat a zaplatit dnem dodání elektřiny nebo plynu na daňovém území konečnému spotřebiteli, tedy i subjektu, který odebral nezdaněnou elektřinu nebo plyn. Při neoprávněném odběru elektřiny a plynu dochází k odběru z distribuční soustavy provozované subjektem, který nemusí být totožný s držitelem licence na obchod s elektřinou nebo na obchod s plynem. Neoprávněný odběr je však, v souladu s ustanovením např. § 51 odst. 1 písm. a), d) až h) energetického zákona nebo § 74 odst. 1 a), c) až f) energetického zákona, nutné považovat za dodání bez ohledu na to, zda byla nebo nebyla uzavřena smlouva nebo bylo odebráno v rozporu s uzavřenou smlouvou.

Dnem dodání je den zjištění skutečné spotřeby elektřiny nebo plynu, v případě neoprávněných odběrů tedy den zjištění množství neoprávněně odebrané elektřiny nebo plynu. Množství neoprávněně odebrané elektřiny se stanoví v souladu s ustanoveními § 13 a § 14 vyhlášky č. 51/2006 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, množství neoprávněně odebraného plynu se stanoví v souladu s ustanovením § 8 vyhlášky č. 251/2001 Sb., kterou se stanoví Pravidla provozu přepravní soustavy a distribučních soustav v plynárenství.

Plátcem daně je v souladu s ustanoveními § 3 odst. 1 písm. b) části 45 zákona č. 261 a § 3 odst. 1 písm. b) části 47 zákona č. 261 provozovatel distribuční soustavy, který ale není v těchto případech dodavatelem a nemusí proto plnit ustanovení části 45 a 46 zákona č. 261 vztahující se na dodavatele (např. ustanovení o povinných náležitostech daňového dokladu).

Metalurgické procesy zahrnují procesy bezprostředně související s

- veškerým tepelným zpracováním rud (železná ruda, manganová ruda, bauxit, atd.) a jejich koncentrátů (surové železo a litiny železa a oceli, mangan, hliník, atd.) jako výstupního produktu z této činnosti a
- veškerou výrobou a zpracováním kovů, včetně výroby hutních a kovárenských výrobků tak, jak je uvedeno v klasifikaci NACE pod kódem (subsekcí) DJ 27 „výroba základních kovů, hutních a kovárenských výrobků“.

Mineralogické postupy zahrnují postupy bezprostředně související s výrobou produktů tak, jak jsou uvedeny v klasifikaci NACE pod kódem (subsekcí) DI 26 „výroba ostatních nekovových minerálních výrobků“.

Operátor trhu, dodává-li elektřinu nebo plyn konečnému spotřebiteli, který má více odběrných míst, ale jen pro některá je držitelem povolení k nabytí elektřiny nebo plynu osvobozené od daně, musí pro účely možného osvobození konečný spotřebitel OTE prokázat množství elektřiny nebo plynu dodané OTE do odběrného místa, které má pro účely osvobození uvedeno v povolení k nabytí elektřiny nebo plynu osvobozených od daně. V případě, že se prokáže, že takto deklarované množství neodpovídá skutečnosti, je povinen daň přiznat a zaplatit konečný spotřebitel.

Z deklarovaného množství vychází OTE i při zúčtování odchylek a dodání elektřiny nebo plynu prostřednictvím OTE organizovaných trhů konečnému spotřebiteli, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny nebo plynu osvobozených od daně.

21.5.2 K elektřině

Konečným spotřebitelem elektřiny jsou podle § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 všechny osoby, které nejsou držiteli povolení k nabytí elektřiny bez daně. Konečným spotřebitelem není v souladu s § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 provozovatel distribuční soustavy, provozovatel přenosové soustavy, byť tyto osoby nakládají s elektřinou a nemají povolení k nabytí elektřiny bez daně. Konečný spotřebitel, který nabývá elektřinu pro účely uvedené v ustanovení § 8 odst. 2 části 45 zákona č. 261 (osvobození ke stanovenému účelu použití) jinak než výrobou, musí být držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně. Povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně je vydáváno i provozovateli distribuční soustavy a provozovateli přenosové soustavy.

Konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně, nabývá veškerou dodávanou elektřinu do odběrného místa, pro které mu bylo povolení vydáno, osvobozenou od daně. Pokud tomuto konečnému spotřebiteli nevznikne povinnost daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1 písm. b) části 47 zákona č. 261, nemá tato osoba postavení plátce daně s povinností se registrovat (§ 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261). Registrační povinnost nastane pouze v případě vzniku povinnosti daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1, písm. b) části 47 zákona č. 261, tj. dnem spotřeby elektřiny osvobozené od daně podle § 8 odst. 2 části 47 zákona č. 261 k jiným účelům, než na které se osvobození od daně vztahuje.

Povinnost daň přiznat a zaplatit nevzniká, pokud konečný spotřebitel dodal osvobozenou elektřinu jinému konečnému spotřebiteli (§ 5 odst. 2 části 47 zákona č. 261), který nemá vlastní odběrné místo s registračním číslem.

Zároveň může tentýž konečný spotřebitel nabývat elektřinu zdaněnou, ovšem pouze do odběrného místa, či odběrných míst, pro která mu povolení k nabytí elektřiny osvobozené od daně vydáno nebylo. Fyzická nebo právnická osoba (konečný odběratel) může mít i více odběrných míst.

Dodavatel, který je držitelem povolení k nabytí elektřiny bez daně, musí být současně konečným spotřebitelem s povolením k nabytí elektřiny osvobozené od daně, pokud alespoň část elektřiny spotřebovává k účelu, který je uveden v § 8 odst. 2 části 47 zákona č. 261.

Vysvětlení pojmů nutných pro posuzování nároku na osvobození elektřiny od daně:

- **Výroba elektřiny** je prováděna ve výrobě elektřiny (§ 23 odst. 1 písm. d) energetického zákona), kterou se ve smyslu § 2 odst. 2 písm. a) bod 29 energetického zákona rozumí energetické zařízení pro přeměnu různých forem energie na elektřinu, zahrnující technologické zařízení pro přeměnu energie, stavební část a všechna nezbytná pomocná zařízení. Nezbytnými jsou zcela zřejmě např. i skladovací zařízení, dopravníky, kanceláře obsluhy energetických zařízení apod. Nepatří sem „administrativní“ kanceláře, kantýna apod.
- **K udržení schopnosti vyrábět elektřinu nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla** patří např. i vynaložená energie na přečerpání vody do horní nádrže u vodních přečerpávacích elektráren. Naopak sem nepatří např. spotřeba elektřiny v předávacích a čerpacích stanicích (např. při zajišťování dodávek a dopravy tepla z kombinovaných zdrojů).
- **Výši ztrát v přenosové nebo distribuční soustavě**, k jejichž krytí má být elektřina osvobozena od daně, je subjekt povinen prokázat. Určitým vodítkem správci daně při posuzování jejich přiměřenosti může být povolená výše ztrát ERÚ pro stanovení regulované ceny za přenos nebo distribuci elektřiny.
- **Provozováním dráhy** se rozumí činnosti, kterými se zabezpečuje a obsluhuje dráha a organizuje drážní doprava (§ 2 odst. 3 zákona č. 266/1994 Sb., o drahách). Provozování dráhy a drážní dopravy pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové nezahrnuje lyžařské vleky, lanové dráhy (ani pozemní či městské), dráhy důlní, průmyslové a přenosné. Železniční dráhy se člení na čtyři kategorie: 1. dráhy celostátní, 2. dráhy regionální, 3. dráhy, které jsou vlečkami a 4. speciální dráhy (metro). O zařazení železniční dráhy do jedné ze čtyř kategorií a o změnách tohoto zařazení rozhoduje drážní správní úřad.
- **Vlečka** je podle ustanovení § 3 odst. 1 písm. c) zákona č. 266/1994 Sb., o drahách, dráha, která slouží vlastní potřebě provozovatele nebo jiného podnikatele a je zaústěná do celostátní nebo regionální dráhy, nebo jiné vlečky.
- **Rozsah osvobození pro vlastníka dráhy, nebo jejího provozovatele při provozování dráhy a drážní dopravy** pro přepravu osob a věcí na dráze železniční, tramvajové a trolejbusové je dán zejména technickými podmínkami a požadavky, které jsou stanoveny vyhláškou č. 177/1995 Sb., kterou se vydává stavební a technický řád drah.
- **Elektrolytické procesy** – Elektrolýza je fyzikálně-chemický jev, způsobený průchodem elektrického proudu kapalinou, při kterém dochází k chemickým změnám na elektrodách. Příklady využití elektrolýzy:
 - rozklad různých chemických látek (elektrolýza vody),

- elektrometalurgie – výroba čistých kovů (hliník),
- elektrolytické čištění kovů – rafinace (měď, zinek, nikl),
- galvanické pokovování (chromování, niklování, zlacení) – pokrývání předmětů vrstvou kovu,
- galvanoplastika – kovové obtisky předmětů, např. pro výrobu odlévacích forem,
- galvanické leptání – kovová elektroda se v některých místech pokryje nevodivou vrstvou, nepokrytá část se průchodem proudu elektrolytem vyleptá, apod.

Co lze považovat za technologické účely nezbytné k udržení schopnosti vyrábět elektřinu nebo kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Výroba elektřiny je prováděna ve výrobě elektřiny (viz § 23 odst. 1 písm. d) energetického zákona), kterou se ve smyslu § 2 odst. 2 písm. a) bod 29 energetického zákona rozumí energetické zařízení pro přeměnu různých forem energie na elektřinu, zahrnující technologické zařízení pro přeměnu energie, stavební část a všechna nezbytná pomocná zařízení. Nezbytnými pomocnými zařízeními jsou zcela zřejmě např. i skladovací zařízení, dopravníky, kanceláře obsluhy energetických zařízení apod. Technologickými účely se rozumí např. elektřina spotřebovaná na přečerpání vody do horní nádrže vodní elektrárny, elektřina nutná na „roztočení“ vrtule větrné elektrárny apod.

Nepatří sem ale „administrativní“ kanceláře, kantýna apod. Elektřinu spotřebovanou pro osvětlení areálů nelze zahrnout do osvobození elektřiny použité k technologickým účelům.

21.5.3 K zemnímu plynu

Výrobou plynu podle ustanovení § 2 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261 se rozumí jakákoliv výroba plynů i vtláčení plynu do podzemního zásobníku nebo těžba. Těžbou se rozumí i vytlačení plynu z podzemního zásobníku plynu.

Konečným spotřebitelem plynu jsou podle § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 všechny osoby, které nejsou držiteli povolení k nabytí plynu bez daně. Konečným spotřebitelem není v souladu s § 2 odst. 1 písm. c) části 45 zákona č. 261 provozovatel distribuční soustavy, provozovatel přepravní soustavy a provozovatel podzemního zásobníku plynu, byť tyto osoby nakládají s nezdařeným plynem a nemají povinnost být držiteli povolení k nabytí plynu bez daně.

Spotřebované množství plynu osvobozeného od daně, u kterého vznikla povinnost daň přiznat a zaplatit lze prokázat např. měřením podružným nebo jiným měřidlem nebo odborným odhadem (např. výpočtem dle příkonu zapojených spotřebičů a jejich průměrného využití).

Konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, nabývá veškerý dodavatelem dodaný plyn do odběrného místa, pro které mu bylo povolení vydáno, osvobozený od daně. Pokud tomuto konečnému spotřebiteli nevznikne povinnost daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261, nemá povinnost se registrovat (§ 3 odst. 2 části 45 zákona č. 261). Registrační povinnost nastane pouze v případě vzniku povinnosti daň přiznat a zaplatit podle § 5 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261, tj. dnem spotřeby plynu osvobozeného od daně podle § 8 odst. 1 písm. b) až g) části 45 zákona č. 261 k jiným účelům, než na které se osvobození od daně vztahuje.

Povinnost daň přiznat a zaplatit nevzniká, pokud konečný spotřebitel dodal osvobozený plyn jinému konečnému spotřebiteli (§ 5 odst. 2 části 45 zákona č. 261), který nemá vlastní odběrné místo vybavené měřicím zařízením.

Konečný spotřebitel, který je držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, zároveň může nabývat plyn zdaněný, ovšem pouze do odběrného místa, či odběrných míst, pro která mu povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně vydáno nebylo. Fyzická nebo právnická osoba (konečný zákazník) může mít i více odběrných míst. Součástí jednoho odběrného místa může být více měřicích zařízení.

Dodavatel, který je držitelem povolení k nabytí plynu bez daně, musí být současně konečným spotřebitelem s povolením k nabytí plynu osvobozeného od daně, pokud alespoň část plynu spotřebuje k účelu, který je uveden v § 8 odst. 1 písm. b) až g) části 45 zákona č. 261.

Vysvětlení pojmů nutných pro posuzování nároku na osvobození plynu od daně:

- **Domácnost** se rozumí pro účely posouzení nároku na osvobození plynu od daně konečný zákazník, který neodebírá plyn pro jiné účely než pro svou vlastní spotřebu v domácnosti. Dodatek takto osvobozený plyn lze pouze konečnému spotřebiteli, který ve smluvním vztahu s dodavatelem plynu vystupuje jako fyzická nepodnikající osoba, která dodavateli pro účely dodávky neposkytlá IČ nebo DIČ, přestože by konečnému spotřebiteli mohlo být IČ nebo DIČ přiděleno. V individuálních případech může dodavatel dodat plyn osvobozený od daně podle § 8 odst. 1 písm. a) části 45 zákona č. 261 i např. Společenství vlastníků nebo bytovému družstvu, provozovatelům chráněných bytů, pokud je plyn jejich prostřednictvím dodán přímo pro výrobu tepla v domácnosti. Odběratel je povinen nárok na osvobození od daně dodavateli prokázat.
- **Domovní kotelna** je decentralizovaný zdroj umístěný v bytovém domě, ve kterém více než polovina podlahové plochy odpovídá požadavkům na trvalé bydlení a je k tomuto účelu určena. Domovní kotelna může dodávat teplo i do jiných bytových domů, pokud v každém z vytápěných bytových domů více než polovina podlahové plochy odpovídá požadavkům na trvalé bydlení a je k tomuto účelu určena. Jedná se o stavby, u nichž je předpoklad kontinuálního, dlouhodobého bydlení, nikoliv přechodného rázu.
- Aby byla splněna podmínka umístění kotelny v bytovém domě, musí se jednat skutečně o původní jednu stavbu (bytový dům) jako celek (bytová část + kotelna) nebo o přístavbu, ve smyslu § 2 odst. 5 písm. b) zákona č. 183/2006 Sb., o územním plánování a stavebním řádu (stavební zákon), ve znění pozdějších předpisů, kterou se stavba půdorysně rozšiřuje a která je vzájemně provozně propojena s dosavadní stavbou, a na kterou bylo vydáno rozhodnutí o změně stavby. V jednotlivých případech bude zřejmě nutné při posouzení „umístění v bytovém domě“ vycházet ze stavebně technické dokumentace, kolaudačního rozhodnutí a případně rozhodnutí o změně stavby.
- Za bytový dům, ve kterém podlahová plocha odpovídá požadavkům trvalého bydlení a je tomuto účelu určená, lze považovat (kromě bytových domů určených k běžnému bydlení) také
 - domov pro osoby se zdravotním postižením, domov pro seniory, chráněné bydlení a dům na půl cesty, jak jsou vymezeny v zákoně č. 108/2006 Sb., o sociálních službách;
 - dětský domov, dětský domov se školou a výchovný ústav, jak jsou vymezeny v zákoně č. 109/2002 Sb., o výkonu ústavní výchovy nebo ochranné výchovy ve školských zařízeních a o preventivně výchovné péči ve školských zařízeních a o změně dalších zákonů;
 - kojenecký ústav a dětský domov pro děti do tří let věku, jak jsou vymezeny v zákoně č. 20/1966 Sb., o péči o zdraví lidu;

- zařízení pro výkon pěstounské péče poskytující péči podle zákona o sociálně-právní ochraně dětí, jak jsou vymezeny v zákoně č. 359/1999 Sb., o sociálně-právní ochraně dětí;
- sociální lůžková zařízení hospicového typu, jak jsou vymezeny v zákoně č. 48/1997 Sb., o veřejném zdravotním pojištění;
- kláštery a obdobné církevní budovy sloužící pro trvalé bydlení.

Za domovní kotelnu se nepovažuje zdroj tepla, který neslouží k vytápění alespoň jedné domácnosti. Současně nelze za domovní kotelnu považovat kotelny využívané pro věznice, psychiatrické léčebny, léčebny dlouhodobě nemocných, nemocnice, ubytovny, hotely, koleje, internáty atp.

- Pokud je zemní plyn použit k výrobě tepla v domovních prádelnách, bez ohledu na to, zda se jedná o bytový dům nebo o ubytovnu (není tedy použit pro vytápění domácnosti), nelze osvobození od daně ze zemního plynu aplikovat.
- **Osvobození plynu maximálně do výše technicky zdůvodněných skutečných ztrát při dopravě a skladování.** Určitým vodítkem správci daně při posuzování jejich přiměřenosti může být povolená výše ztrát ERÚ pro stanovení regulované ceny za přepravu nebo distribuci plynu.

Provozování podzemního zásobníku plynu Pokud osoba nabývá plyn bez daně výrobou a tato osoba hodlá vyrobený plyn prodat další osobě, vztahuje se na ní stejně, jako na osobu dodavatele – obchodníka, zákaz stanovený v § 16 části 45 zákona č. 261, tj. zákaz dodání plynu bez daně, resp. osvobozeného od daně osobě bez povolení k nákupu plynu bez daně, resp. zákaz dodat plyn osobě bez povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně. Proto i subjekt provozující podzemní zásobník musí mít povolení k nabytí plynu bez daně, pokud nenabývá plyn vlastní těžbou, ale nabývá plyn od jiného subjektu, který tento plyn těží.

Výrobou plynu se rozumí i vtláčení plynu do podzemního zásobníku plynu (viz § 2 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261). Podle § 8 odst. 4 části 45 zákona č. 261 může tedy být osvobozen plyn použitý při výrobě nebo zpracování plynu a výrobků, které jsou předmětem daně z minerálních olejů a daně z pevných paliv, v prostorách podniku, kde byl plyn vyroben. Jelikož v průběhu výroby (vtláčení plynu do podzemního zásobníku plynu) je vyráběný plyn zároveň při této výrobě používán, lze plyn spotřebovaný při vtláčení a těžbě plynu z podzemního zásobníku plynu osvobodit.

Subjekt nemusí být držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, protože zákaz dodání plynu osvobozeného od daně osobám, které nejsou držiteli povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně, se vztahuje jen (podle § 16 odst. 1 části 45 zákona č. 261) na dodání plynu osvobozeného od daně podle § 8 odst. 1 písm. b) až g) části 45 zákona č. 261.

Osvobození je možno dále aplikovat na technicky zdůvodněné skutečné ztráty (viz § 8 odst. 5 části 45 zákona č. 261) vzniklé při skladování plynu v podzemním zásobníku. Zemní plyn spotřebovaný na zajištění teplotních podmínek pro techniku a personál je však podle § 4 písm. b) části 45 zákona č. 261 předmětem daně jako zemní plyn používaný pro výrobu tepla bez ohledu na způsob spotřeby tepla.

Pro skladování plynu probíhající na základě smlouvy, podle které ukladatel (vlastník plynu) předává plyn skladovateli k uskladnění s tím, že plyn bude skladován v zásobníku nebo zásobnících plynu spolu s jiným plynem, případně že může být také mezi těmito zásobníky skladovatelem relokován podle jeho potřeb, platí následující:

- Při skladování plynu jako druhově určeného zboží v zásobníku plynu dochází k smísení ukládaného plynu s plynem, který je již umístěn v zásobníku, což znemožňuje navrácení konkrétního plynu, který byl naskladněn, a tak musí ukladatel v daném smluvním rámci souhlasit také s tím, že mu nebude vydán plyn předaný k uskladnění, ale jiný plyn stejného druhu, množství a stejné kvality.
- Obecně se v případech skladování zboží jedná o komplexní systém právních úkonů a jednání, v němž by jedno bez druhého ztrácelo nejen smysl, ale i hospodářský význam. Po naskladnění plynu do skladu (zásobníku) s hodnotou této věci dále disponuje ukladatel, o čemž svědčí, že stále se vůči ní chová jako její majitel, hospodářsky s ní nadále počítá, nebo ji může případně i postoupit další osobě. Je to také právě ukladatel, kdo může jako jediný dát pokyn k vyskladnění a hodnotu skladované věci následně hospodářsky uplatnit, ať již spotřebováním, dalším prodejem apod. Předání plynu do skladování zde primárně směřuje k jeho smísení, a tudíž k zániku jeho právní samostatnosti (vedlejší efekt tohoto typu skladování), nikoliv k jeho dodání, neboť účelem uvedeného právního vztahu (a úmyslem žádné ze smluvních stran) není dodání plynu skladovateli, ale jeho skladování pro ukladatele. Naskladnění a vyskladnění plynu určeného pro skladování tedy není možno považovat za dodání plynu.
- Z výše uvedeného vyplývá, že z titulu pouhého skladování zemního plynu na daňovém území ČR, ani při jeho realokaci v rámci zásobníků plynu, nedochází mezi jeho ukladatelem a skladovatelem k dodání plynu ve smyslu části 45 zákona č. 261, a pokud skladovatel zemní plyn vydá zpět ukladateli (v množství a kvalitě plynu předaného k uskladnění), nevznikne podle § 5 části 45 zákona č. 261 skladováním předmětného zemního plynu ani jednomu z nich povinnost daň z plynu přiznat a zaplatit.
- Skladovatel zemního plynu však musí být při případné kontrole schopen prokázat z jím vedených evidencí skutečnosti rozhodné pro vznik povinnosti daň z plynu přiznat a zaplatit (podle části 45 zákona č. 261) v souvislosti s nakládáním se skladovaným plynem.

Bioplyn vyráběný v ČOV a zákon o dani z plynu. Pod číslo kombinované nomenklatury 2711 29 spadá i tzv. bioplyn s obsahem metanu 50 % a více, který je vyráběn v ČOV (čistírna odpadních vod).

Podle § 4 odst. b) části 45 zákona č. 261 je předmětem daně plyn uvedený pod kódy nomenklatury 2711 29 určený k použití, nabízený k prodeji nebo používaný pro výrobu tepla bez ohledu na způsob spotřeby tepla. Bioplyn k výrobě tepla tedy podléhá sazbě daně ve výši 30,60 Kč/MWh spalného tepla. Za výrobu tepla je nutné považovat rovněž spálení bioplynu v ČOV, při tzv. „havarijním pálení“, kdy teplo vzniklé spálením uniká do ovzduší, aniž by bylo dále jakkoliv využito. V tomto případě platí pro zdanění bioplynu rovněž sazba daně 30,60 Kč.

Podle § 8 odst. 1 písm. b) části 45 zákona č. 261 lze od daně osvobodit plyn určený k použití, nabízený k prodeji nebo použitý k výrobě elektřiny. Jelikož je ČOV výrobcem plynu, který použije sama k výrobě elektřiny, pak pro tento účel nemusí být podle § 8 odst. 2 části 45 zákona č. 261 držitelem povolení k nabytí plynu osvobozeného od daně.

Podle § 8 odst. 4 části 45 zákona č. 261 je od daně osvobozen plyn použitý při výrobě nebo zpracování plynu v prostorách podniku, ve kterém byl tento plyn vyroben. Toto osvobození od daně se však nevztahuje na spotřebu plynu pro účely nesouvisející s výrobou nebo zpracováním plynu, zejména pak pro pohon vozidel. Osvobození se tedy nevztahuje na administrativní a sociální záležitosti, včetně správy a vedení ČOV. Naopak zahrnuje použití plynu pro provozní kancelář, která je nezbytnou součástí provozu ČOV.

Osvobození bioplynu (určeného pro pohon motorů) od daně z plynu. Bioplyn (plyn vzniklý při anaerobní digesci organických materiálů) zařazený do kombinované nomenklatury 2711 29 určený k použití, nabízený k prodeji nebo používaný pro pohon motorů je předmětem daně z plynu podle § 4 části 45 zákona č. 261. Současně je ale osvobozen od daně z plynu podle ustanovení § 8 odst. 7 části 45 zákona č. 261. Podle tohoto ustanovení lze od daně z plynu osvobodit bioplyn použitý pro pohon jakéhokoliv motoru, tzn. nejen pro pohon motorů motorových dopravních prostředků, ale také pro pohon stacionárních motorů vč. spalovacích motorů kogeneračních jednotek.

Zemní plyn použitý za účelem zvýšení koncentrace metanu, který je jímán z uhelných dolů, může být osvobozen podle ustanovení § 8 odst. 1 písm. g) části 45 zákona č. 261. Smísením zemního plynu a metanu z uhelných dolů vznikne nový plyn, který bude předmětem daně podle § 4 části 45 zákona č. 261 a nakládání s tímto novým plynem podléhá části 45 zákona č. 261.

21.5.4 K pevným palivům (uhlí)

Nezdanění zásob pevných paliv nabytých před účinností zákona. Zákon č. 261/2007 Sb., upravující mimo jiné zdanění elektřiny, zemního plynu a pevných paliv, implementuje směrnici Rady 2003/96/ES. Tato směrnice předpokládá zdanění energetických produktů v okamžiku dodání distributorem nebo redistributorem subjektu, který není distributorem nebo redistributorem.

Podle části 46 zákona č. 261 vzniká primárně povinnost daň přiznat a zaplatit dnem dodání energetických produktů dodavatelem konečnému spotřebiteli. Povinnost daň přiznat a zaplatit subsidiárně vzniká také spotřebou nezdaněných energetických produktů. V tomto případě dodavatel de facto dodal energetické produkty sám sobě ke konečné spotřebě.

Zákon umožňuje přeprodávat zdaněné energetické produkty mezi konečnými spotřebiteli. Základní znak odlišující konečného spotřebitele od dodavatele je oprávnění dodavatele nabývat energetické produkty bez daně (na základě vystaveného povolení).

Pokud byla pevná paliva před účinností zákona nabyta osobou, na kterou se od 1. ledna 2008 nepohlíží jako na osobu, která je držitelem povolení k nabytí pevných paliv bez daně, považují se za dodaná konečnému spotřebiteli. V takovém případě nevzniká povinnost daň přiznat a zaplatit ani dodáním těchto pevných paliv jinému konečnému spotřebiteli ani jejich spotřebou konečným spotřebitelem.

Pokud jsou však pevná paliva nabyta před účinností zákona takovým subjektem, který je od okamžiku účinnosti zákona oprávněn nabývat pevná paliva bez daně, tedy dodavatelem nebo výrobcem pevných paliv, a tato pevná paliva jsou dodávána po 1. lednu 2008 konečným spotřebitelům, vzniká povinnost daň přiznat a zaplatit. Tato povinnost vzniká také spotřebou nezdaněných pevných paliv subjektem, který je oprávněn nabývat nezdaněná pevná paliva (dochází de facto k dodání pevných paliv dodavatelem sobě samému).

Spalné teplo v původním vzorku u pevných paliv se stanovuje normalizovaným postupem zjišťování laboratoří akreditovanou podle zvláštního právního předpisu (zákon č. 22/1997 Sb., o technických požadavcích na výrobky a o změně a doplnění některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů) na reprezentativních vzorcích každého použitého druhu paliva (např. černé uhlí, hnědouhelné brikety apod.). Spalné teplo se neměří, ale vypočítává na základě jiných měřených hodnot. Zjišťování spalného tepla v původním vzorku se neprovádí ke každé jednotlivé dodávce, platnost výsledků zjištění hodnoty spalného tepla je jeden rok.

Druh dodaných pevných paliv v GJ spalného tepla v původním vzorku je podle ustanovení § 17 části 46 zákona č. 261 náležitostí daňového dokladu a dokladu o prodeji. Jako druh dodaných pevných paliv bude v dokladech uváděn kód kombinované nomenklatury a slovní pojmenování dodávaných pevných paliv, např. 2701 brikety 33 GJ/tuna.

Dodavatelem je u pevných paliv i právnická nebo podnikající fyzická osoba, která nakoupí mimo daňové území ČR pevná paliva za účelem jejich dalšího prodeje na daňovém území ČR.

Plátcem daně je u pevných paliv i fyzická nebo právnická osoba, která sama nakoupila pevná paliva mimo daňové území ČR a tyto na daňovém území ČR spotřebovala.

Evidence u pevných paliv podle § 18 a § 19 části 46 zákona č. 261 jsou vedeny podle jednotlivých druhů paliv. Množství je vykazováno v GJ spalného tepla v původním vzorku. Zásoby pevných paliv se dle § 18 odst. 1 písm. g) části 46 zákona č. 261 vykazují na počátku i na konci každého zdaňovacího období. Jednotlivé druhy paliv musí být skladovány odděleně.

21.6 Proběhlé novely zákonné úpravy daní z energií

Od roku 2007, kdy byl zákon č. 261 se svými částmi 45, 46 a 47 vydán, proběhla pouze jedna novelizace zmíněných částí zákona, a to zákonem č. 131/2015 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další související zákony. Uvedená novela je účinná k datu 1. 1. 2016. Zmíněná novela provedla úpravy jednak v části 45 zákona č. 261 a také v části 47 téhož zákona.

21.6.1 Změna u daně z elektřiny

V části 47 zákona č. 261 bylo zmíněnou novelou zrušeno daňové zvýhodnění tzv. ekologicky šetrné elektřiny. Konkrétně bylo z § 8 odst. 1 vypuštěno písmeno a). Ekologicky šetrnou elektřinou se rozumí elektřina pocházející ze sluneční, větrné nebo geotermální energie, vyrobená ve vodních elektrárnách, vyrobená z biomasy (nebo produktů z biomasy), vyrobená z emisí metanu z uzavřených uhelných dolů a elektřina vyrobená z palivových článků.

Původním smyslem daňového zvýhodnění, které bylo zrušeno, bylo podpořit rozvoj OZE. MPO navrhlo dané osvobození zrušit, neboť s ohledem na vyšší sazby daně z elektřiny neposkytovalo významný přínos v rámci všech podpor ekologicky šetrné elektřiny. K návrhu na zrušení došlo také proto, že ekologicky šetrná elektřina se mimo jiné prokazuje „zárukou původu“ vydanou OTE. Tato záruka je obchodovatelná a převoditelná bez vazby na faktický tok ekologicky šetrné elektřiny a tak může být v krajním případě ekologicky šetrná elektřina osvobozena dvakrát. To by mohlo mít negativní vliv na inkaso veřejných rozpočtů.

Zrušení osvobození lze považovat za žádoucí, neboť se jedná o odstranění nesystémové výjimky, která by měla mít pozitivní vliv na inkaso veřejných rozpočtů. Pro správu daně to potom především znamená usnadnění činnosti z důvodu odstranění nutnosti kontrolovat oprávněnost osvobození v rámci celého dodavatelsko-odběratelského řetězce elektřiny.

Dané opatření však na druhou stranu povede k tomu, že při striktním výkladu postihne i domácí „malovýrobce“ zejména solární elektřiny, jejichž počet může podle různých odhadů dramaticky narůstat z dnešních cca 20 tisíc instalací (např. v NAP SG, který již projednala vláda, se odhaduje až 100 tisíc instalací v roce 2020). Vzhledem k malým objemům výroby/spotřeby (stovky kWh,

maximálně jednotky MWh za rok) těchto nových plátců daně hrozí riziko jejich nadměrné administrativní zátěže v porovnání s výší jejich daňové povinností (měsíční podávání daňového přiznání) a také riziko nadměrného zatížení správců daně.

Možným řešením uvedeného problému může být snížení frekvence podávání daňových přiznání malovýrobců ekologicky šetrné elektřiny s výrobnou elektřiny o instalovaném výkonu do 10 kW z jednoho měsíce na jeden rok. Druhou možností může být osvobodit tyto malovýrobce od daně z elektřiny.

První varianta by oproti druhé znamenala při 100 tisících instalací v roce 2020 maximálně o cca 28 mil. Kč ročně vyšší příjmy veřejných rozpočtů. Reálně by se ale mohlo jednat cca o 7–10 mil. Kč (maximální instalovaný výkon, pro který je navrhováno osvobození je 10 kW, když s ohledem na velikost střech, především rodinných domů, je reálný průměrný instalovaný výkon cca 5 kW a reálný objem vyrobené elektřiny ze slunečního záření [roční využití instalovaného výkonu cca 1 000 h], která de facto zatím asi jako jediná připadá v úvahu, spotřebovaný výrobcem přímo v odběrném místě je do 50 %). Na druhou stranu by daňové přiznání (maximální daňová povinnost ve výši cca 280 Kč ročně, ale reálná průměrná cca 70 Kč ročně) mohlo podávat až 100 tisíc subjektů (v roce 2020), což by znamenalo nadměrnou administrativní zátěž pro dotčené subjekty, ale zejména také pro správce daně.

Druhá varianta by znamenala maximální potenciální výpadek inkasa daně z elektřiny ve výši cca 28 mil. Kč, když reálný výpadek by se mohl pohybovat cca 7–10 mil. Kč (z celkového inkasa daně z elektřiny ve výši cca 1,3 mld. Kč). Výhodou této varianty je však odstranění výše uvedené administrativní zátěže, neboť zvolený parametr instalovaného výkonu 10 kW by měl postihnout naprostou většinu těchto malovýrobců. Navrhovaná hranice instalovaného výkonu výroby ekologicky šetrné elektřiny 10 kW je zvolena kromě toho, že by měla pokrývat naprostou většinu malovýrobců, jak je již uvedeno výše, také s ohledem na to, že v novele zákona 458/2000 Sb. (zákonem č. 131/2015 Sb.) je nově umožněna „samovýroba“ elektřiny bez licence právě ve výrobnách elektřiny do maximálního instalovaného výkonu 10 kW, která by měla podpořit rozvoj tzv. decentralizované energetiky v souladu s vládou projednaným NAP SG.

Protože MF se nakonec rozhodlo popsany problém řešit, a to prostřednictvím druhé varianty, tak dnem 25. 2. 2016 nebudou muset všichni samovýrobci podle § 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261 podat návrh na registraci k dani u příslušného celního úřadu. Tato skutečnost by byla dána tím, že podle § 3 odst. 1 písm. d) části 45 zákona č. 261 je plátcem daně „*fyzická nebo právnická osoba, která spotřebovala nezdaněnou elektřinu, s výjimkou elektřiny osvobozené od daně*“ a současně podle § 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261 „*Plátce daně podá návrh na registraci k dani u celního úřadu nejpozději v den vzniku povinnosti daň přiznat a zaplatit.*“ Jedinou výhodou by snad v takovém případě mohlo být, že nesplnění povinnosti podle § 3 odst. 2 části 47 zákona č. 261 nepatří mezi správní delikty podle části 47 zákona č. 261 a není tedy ani sankcionováno podle zmíněného právního předpisu.

21.6.2 Změna u daně z plynu

V části 45 zákona č. 261 byl zmíněnou novelou doplněn do § 12 jako subjekt, který může nabývat plyn bez daně, aniž by musel být držitelem povolení k nabytí plynu bez daně, OTE.

21.7 Výběr daní a cenové dopady

Zavedené daně přinesly další zvýšení cen již tak výrazně rostoucích cen energetických komodit. Odhadneme-li konkrétní zvýšení, tak v případě elektřiny přineslo zavedení daně u obyvatelstva a malých podniků zhruba 2% nárůst u samotné elektřiny a nárůst kolem 1 % celkové ceny elektřiny, kterou tito zákazníci platí v sumě za samotnou elektřinu a její dopravu. V případě ceny tepla, kam se zavedené daně promítají zprostředkovaně, to je podle propočtů Teplárenského sdružení ČR 6–34 Kč/GJ v závislosti na typu zdroje výroby tepla a použitého vstupního paliva, což je v procentním vyjádření až 10% zvýšení ceny. V případě plynu, kde jsou sazby a jejich postupný časový náběh nejrozmanitější, nejsou konkrétní detailní výpočty pro jednotlivá užití plynu k dispozici, ale lze očekávat, že se navýšení celkové ceny z důvodu zavedení daně z plynu a některých plyných paliv bude pohybovat v řádu jednotek procent.

Co se týká výše daně, která se ročně z energií vybere, tak podle posledních známých informací zveřejněných na webu Ministerstva financí to za jednotlivé roky od počátku výběru daně až do konce roku 2014 byly hodnoty uvedené v tabulce 21.1.

Tabulka 21.1

[MLD. KČ]	ELEKTRINA	PLYN	UHLÍ	CELKEM
2008	1,13	1,14	0,48	2,75
2009	1,39	1,30	0,51	3,20
2010	1,43	1,35	0,49	3,27
2011	1,38	1,29	0,48	3,15
2012	1,34	1,26	0,45	3,05
2013	1,30	1,25	0,47	3,02
2014	1,25	1,13	0,40	2,78

21.8 Možná budoucnost daní z energií a jejich využití

Jestliže EU nadále prohlubuje své environmentální cíle (viz cíle 2030 v kapitole 21.1), bude nezbytné, aby systém zdanění energií byl dotažen do takové finální podoby, která narovná podmínky zdanění jednotlivých energií (plyn, uhlí a elektřina) s ohledem na obsah uhlíku vypuštěný do ovzduší při jejich využívání, a to bez ohledu na to, zda se jedná o energie, které podléhají systému EU ETS nebo o energie, které stojí mimo tento systém.

21.8.1 Novela směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2003

V uplynulém období byla připravována revize (novela) směrnice Rady 2003/96/ES. Návrh novely uvedené směrnice byl sice propuštěn do oficiálního legislativního procesu s cílem vydání tak, aby členské státy stihly novelu směrnice implementovat do národní legislativy tak, aby mohla začít platit ve všech zemích EU jednotně, a to k 1. 1. 2013, ale nakonec se zadrhl a dosud nebyl dokončen.

Návrh novely směrnice usiloval o dosažení těchto cílů:

- Zajištění jednotného zacházení s jednotlivými zdroji energie ve směrnici o zdanění energie v zájmu zaručení skutečně rovných podmínek mezi jednotlivými spotřebiteli energií nezávisle na používaném zdroji energie.
- Poskytnutí upraveného rámce pro zdanění obnovitelných energií.
- Poskytnutí rámce pro využívání zdanění CO₂ s cílem doplnit signál o ceně uhlíku, který zavedl systém ETS, a současně zamezit překrývání mezi oběma nástroji.

Základní principy a změny navržené v novele lze shrnout následovně:

- Zavedení výslovného rozlišování mezi zdaněním energie, které je konkrétně spojeno s emisemi CO₂, jež lze přičíst spotřebě dotčených produktů (zdanění v souvislosti s CO₂), a zdaněním energie na základě energetického obsahu produktů (všeobecné zdanění spotřeby energie).
- Rozšíření oblasti působnosti směrnice o zdanění energie (pokud jde o zdanění v souvislosti s CO₂) na energetické produkty, které v zásadě spadají do oblasti působnosti směrnice 2003/87/ES, a současně stanovení povinného osvobození od daně související s CO₂ v případech, na něž se vztahuje EU ETS systém podle uvedené směrnice.
- Revize minimální úrovně zdanění, zejména s cílem zajistit, aby u jednotlivých zdrojů energie soudržně zohledňovaly emise CO₂ a výhřevnost, a stanovení přechodných období, je-li to nezbytné.
- Zjednodušení struktury minimálních úrovní zdanění.

Základní a v zásadě tou nejdůležitější změnou ve zdanění elektřiny, pevných paliv (uhlí) a plyných paliv (zemní plyn) mělo být rozdělení daně na dvě části (zdanění CO₂ a všeobecné zdanění spotřeby energie) a stanovení nových minimálních sazeb obou částí daně po jejím rozdělení. Návrh novely směrnice měl umožnit novým členským státům včetně ČR využít přechodného období pro zavedení zdanění CO₂. Protože zavedení aukcionování povolenek v rámci systému EU ETS pro výrobu tepla ve zdrojích podléhajících systému EU ETS má postupný náběh od roku 2013 dále, tak se nabízelo provést implementaci novely směrnice, pokud by byla přijata, v ČR tak, že náběh zdanění CO₂ části u plynu a uhlí dodávaného domácnostem by nabíhalo postupně lineárně mezi lety 2013–2020 na plnou hodnotu stanovenou návrhem novely směrnice v roce 2020. Touto aplikací by bylo zajištěno, že výroba tepla v rámci soustav zásobování teplem, které je primárně vyráběno ve zdrojích podléhajících systému EU ETS, by měla srovnatelné podmínky, jako výroba tepla z energií a ve zdrojích nepodléhajících systému EU ETS. U ostatních užití uhlí a plynu analýza implementace v ČR měla přinést plný náběh zdanění CO₂ na hodnoty stanovené novelou směrnice již od roku 2013.

21.8.2 Úvahy o novelizaci pravidel pro zdanění energií v ČR

Mimo jiné v návaznosti na výše uvedenou připravovanou novelu směrnice byla v souvislosti s usnesením vlády č. 702/2011 a následného usnesení vlády č. 361 ze dne 23. května 2012 byla na počátku roku 2013 připraven návrh zákona o změně zdanění pevných paliv, plynů a minerálních olejů. Usnesením vlády č. 361 ze dne 23. května 2012 uložila vláda ministru financí, aby ve spolupráci s ministry průmyslu a obchodu a životního prostředí zpracoval a předložil vládě návrhy novel příslušných zákonů v daňové oblasti upravující zavedení uhlíkové daně a zrušení osvobození zemního plynu pro vytápění domácností. Přitom předtím, v rámci jednání vlády

z 11. dubna 2012 bylo výslovně uvedeno, že se navrhované zvýšení daně nebude týkat energetických produktů spotřebovaných v zařízeních, která spadají do EU ETS. Navrhované navýšení daně tak z environmentálního hlediska mělo působit jako komplement tohoto systému tak, aby byla více rozprostřena motivace ke snižování oxidu uhličitého mezi jeho emitenty.

Cílový stav měl vést k zajištění internalizace negativních externalit, které vznikají spalováním fosilních paliv. Z environmentálního hlediska by to přineslo zvýšení motivace k pozitivní změně spotřebního chování dotčených subjektů, a to buď využitím potenciálu úspor, nebo přechodem na čistší paliva.

Stávající daňové sazby relevantních energetických produktů jsou poměrně nízké a nezohledňují žádný environmentální aspekt. Byly-li by navýšeny tak, aby odrážely množství oxidu uhličitého, který je spalováním energetického produktu vypouštěn do ovzduší, jednalo by se o typ Pigouviánské daně, jejímž cílem je internalizace negativních externalit. Tyto negativní externality v ekonomice vznikají spalováním fosilních paliv a jsou příčinou toho, že společenské náklady znečištění převyšují soukromé náklady znečišťovatele. Zavedení Pigouviánské daně na aktivity nespádající do EU ETS by zároveň do určité míry narovnal podmínky finančního zatížení těchto aktivit s činnostmi, které do EU ETS spadají, a které budou postupně „emisně zpoplatněny“ prostřednictvím EU ETS.

V tomto případě by se jednalo o daň uvalenou na vstupu odrážející množství emisí, ke kterým dochází jejich spalováním. Teoretická motivace chování subjektů by tedy nebyla směrem k instalaci konečných technologií (což ovšem v dotčených sektorech prakticky nepřipadá v úvahu), ale k optimalizaci vstupů (směrem k emisně nejméně náročným palivům) popřípadě k obecné redukci spotřeby dotčených paliv. Obdobné zdanění energetických komodit již v současné době uplatňuje několik členských států EU (např. Dánsko, Švédsko, nebo Slovinsko) a v dalších se o jeho zavedení diskutuje.

Výše emisní složky daně by ze systémového hlediska měla rámcově odpovídat ceně tuny oxidu uhličitého vytvořené v EU ETS, přičemž je zřejmé, že systém stanovení konkrétní výše daně bude vždy rigidnější než působení tržních mechanismů v systému EU ETS.

Pokud by zavedení emisní složky daně přineslo jako jeden z možných efektů snížení spotřeby energie u konečného spotřebitele, ČR již mohla mít nakročeno k plnění povinného zvyšování energetické účinnosti, jak požaduje novela směrnice o energetické účinnosti. Ta ukládá každému členskému státu vytvořit systém povinného zvyšování energetické účinnosti. K tomu může využít politická opatření, mezi nimiž je v návrhu směrnice mimo jiné uvedeno jako jedno z opatření „daně z energie nebo CO₂, jejichž výsledkem je snížení spotřeby energie u konečného spotřebitele“.

Z hlediska domácí politiky by cílový stav odpovídal také Státní energetické koncepci, kde se předpokládá postupný odklon od pevných paliv používaných v domácnostech. K tomu by došlo zejména s ohledem na koncepční řešení daně, kde by uhlí vzhledem ke svým charakteristikám (emisně „škodlivější“ palivo) bylo mnohem více zatíženo emisní složkou daně.

21.8.3 Možné dopady a efekty úpravy systému zdanění energií

Pokud by proběhla implementace novely směrnice způsobem popsáním v předchozích kapitolách, tak výše daně za všechny tři komodity po implementaci novely směrnice mohla v roce 2013 být cca 9,1 mld. Kč, což by bylo navýšení oproti skutečnosti tohoto roku ve výši cca 5,9 mld. Kč. Tento nárůst se v čase s náběhem zdanění CO₂ části u plynu a uhlí a růstem spotřeby energií mohl zvyšovat a to na cca 10,3 mld. Kč v roce 2020.

Zvýšení výběru daně z implementace novely směrnice mohlo být novým finančním zdrojem. Jak již je uvedeno výše, daň z elektřiny, uhlí a plynu je jedním ze třech nástrojů k zajištění dosažení cílů EU v oblasti energetiky a změny klimatu v období do roku 2020, když těmi dalšími nástroji je systém obchodování s emisemi EU ETS a podpora rozvoje výroby energií z OZE. Některé z uvedených nástrojů generují finanční zdroje (daně z elektřiny, uhlí a plynu a nově od roku 2013 zavedené aukce povolenek CO₂) a jiné je naopak spotřebovávají (finanční prostředky vyplácené výrobcům energie z POZE jako podpora výroby této energie). Pokud uvedené tři nástroje byly zavedeny k prosazení jednoho cíle, tak i finanční prostředky, které jsou s nimi spojeny (generované i spotřebované finanční zdroje) by měly být používány navzájem k zajištění financování těchto tří nástrojů a dosažení stanovených cílů.

Pokud zásadu uvedenou v předchozím odstavci aplikujeme do praxe, tak by to znamenalo:

- Využití nárůstu finančních prostředků z výběru daně z implementace novely směrnice na financování podpory výroby energie z POZE.
- Využití finančních prostředků z postupně zaváděných aukcí povolenek CO₂ na financování podpory výroby energie z POZE.
- Nastavení vyšší než minimální sazby daně u všeobecného zdanění energie, a to tak, aby navýšení sazby daně nad minimální hodnotu u uhlí a plynu odpovídalo výši příspěvku, který platí koneční spotřebitelé elektřiny na financování podpory POZE.

Byla-li by provedena aplikace výše zmíněné zásady způsobem popsaných v předchozích třech bodech, tak tím bude:

- zajištěn dlouhodobě stabilní systém financování podpory výroby energie z POZE,
- zajištěno dosažení cílů v oblasti energetiky a změny klimatu, a to „samofinancovatelným“ způsobem,
- zajištěno jednotné zacházení s jednotlivými zdroji energie a zaručení skutečně rovných podmínek mezi jednotlivými spotřebiteli energií nezávisle na používaném zdroji energie.

Přestože se zcela jistě najdou uživatelé energií a subjekty podnikající s danými energiemi, kteří budou odpůrci popsaných návrhů zavedení uhlíkové daně, protože pro ně bude znamenat navýšení ceny dané energie oproti stávajícímu deformovanému stavu, jsem hluboce přesvědčen, že reforma systému daní z energií směrem k popisované uhlíkové dani je nezbytná. Je to cesta, která zavede dlouhodobě funkční, udržitelný a především „uhlíkově“ spravedlivý systém, naplňující dlouhodobé cíle EU v energeticko-environmentální oblasti.

22 PODPORA OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ ENERGIE

Jan Kanta

Jak již bylo napsáno v úvodní kapitole k oblasti environmentální regulace v oblasti energetiky, podpora obnovitelných zdrojů energie (dále jen „OZE“) je jedním z nástrojů environmentální regulace, který má přispět k naplnění schválených cílů EU pro rok 2020. Momentálně je na úrovni EU oblast podpory výroby energie z OZE řešena směrnicí Rady 2009/28/ES, která je součástí legislativního balíčku směrnic z roku 2009 (tzv. klimaticko-energetický balíček), které naplňují přijaté politické cíle EU do roku 2020 v oblasti environmentální politiky ochrany klimatu.

V České republice byla zmíněná směrnice implementována novým zákonem č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie který nahrazuje zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie, jehož účinnost je stanovena na 1. ledna 2016.

22.1 Stručný popis zákonné úpravy týkající se podpory OZE platný do konce roku 2012

V době do konce roku 2012 podporu výroby elektřiny (byla to skutečně jen podpora výroby elektřiny a nikoliv širší podpora výroby energie z OZE) z OZE řešil zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie v aktuálním znění.

Systém podpory výroby elektřiny z OZE platný do konce roku 2012 lze shrnout následovně:

- Předepisoval Energetickému regulačnímu úřadu (dále jen „ERÚ“) způsob nastavení podpory obnovitelných zdrojů.
- Výrobce elektřiny z OZE měl právo na přednostní připojení výrobní do elektrizační soustavy.
- Existoval povinný subjekt, který musel elektřinu vyrobenou z OZE vykoupit za stanovených podmínek (provozovatelé sítí, kteří měli používat vykoupenou elektřinu na pokrytí ztrát ve svých sítích).
- Vykupující subjekt povinně přebíral za výrobce zodpovědnost za odchylku.
- Výrobce si mohl vybrat ze dvou systémů podpory:
 - výkupní ceny (povinný výkup),
 - zelené bonusy.
- Existovaly diferencované ceny pro různé kategorie obnovitelných zdrojů (rozdílné investiční a provozní náklady jednotlivých typů OZE) – technicko-ekonomické parametry pro výpočet výkupních cen stanovoval ERÚ vyhláškou.

Jednou z forem podpory výroby elektřiny z OZE byl povinný výkup, který lze popsat následovně:

- Vykupujícím byl provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy (elektřina byla určena ke krytí ztrát v sítích těchto provozovatelů).
- Vykupující přebíral odpovědnost za odchylku za výrobce elektřiny z OZE.
- Předmětem podpory (vykupována za cenu povinného výkupu) byla dodávka do přenosové nebo do distribuční soustavy (hodnoty jsou naměřeny měřidlem na rozhraní mezi předacím místem výroby a příslušnou soustavou).
- Cena byla stanovena ERÚ.
- Byla zaručena prostá doba návratnosti do 15 let.
- Existovala zaručená cena po celou dobu ekonomické životnosti zdroje při respektování indexu PPI.
- U nově instalovaných výroben se výkupní ceny mohly snížit o max. 5 % proti předchozímu roku.
- Nebylo možné povinný výkup uplatnit u spoluspalování obnovitelného a neobnovitelného zdroje.

Druhou formou podpory výroby elektřiny z OZE byl zelený bonus, který lze popsat následovně:

- Vykupujícím byl obchodník s elektřinou nebo zákazník. Výrobce elektřiny z OZE mohl také uplatnit tuto elektřinu na organizovaných trzích.
- Vykupující přebíral odpovědnost za odchylku za výrobce.
- Předmětem podpory byla „netto výroba“ (veškerá vyrobená elektřina z daného zdroje snižená o elektřinu na krytí technologické vlastní spotřeby daného zdroje).
- Provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy hradil výrobci elektřiny z OZE cenu zeleného bonusu za netto výrobu.
- Zelený bonus byl stanoven na období kalendářního roku.
- Objem elektřiny, který je předmětem podpory, nemusel být shodný s objemem elektřiny, kterou výrobce elektřiny z OZE prodával obchodníkovi nebo zákazníkovi nebo na organizovaných trzích (část podporované elektřiny si mohl spotřebovat sám).
- Cena za elektřinu, kterou výrobce elektřiny z OZE prodal obchodníkovi nebo zákazníkovi nebo na organizovaných trzích, nebyla nijak legislativně stanovena a byla předmětem výsledku obchodního jednání výrobce elektřiny z OZE s vykupující protistranou.
- Zvýhodnění zeleného bonusu (při jeho stanovení) oproti povinnému výkupu (zelený bonus + očekávaná tržní cena silové elektřiny je vyšší než cena pro povinný výkup).

Systém podpory OZE v ČR platný do konce roku 2012 měl ale určité nedostatky, které lze shrnout následovně:

- Množství „obnovitelné elektřiny“ povinně vykupované provozovateli sítí v jednotlivých hodinách mohlo být výrazně vyšší než ztráty těchto provozovatelů sítí (v systému platném do konce roku 2012 přebytek elektřiny znamenal odchylku, čímž v celém systému vznikaly zbytečné vícenáklady).
- Nedostatečně reagoval na vývoj ceny nových technologií výroby elektřiny z OZE (fotovoltaika – dále jen „FVE“).

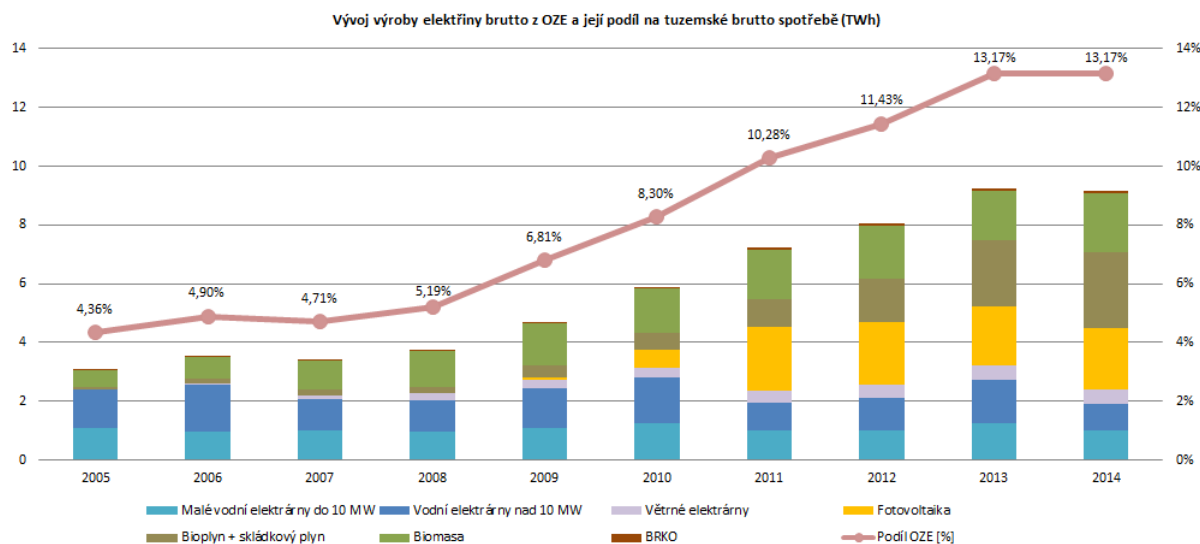
- „Zbytečně“ zatěžoval celkovou cenu za elektřinu.
- Neobsahoval možnost zastavení vyplacení podpory pro určitý druh OZE při dosažení limitů elektrizační soustavy absorbovat výrobu elektřiny z OZE nebo při dosažení požadovaného podílu daného druhu OZE na celkové mixu OZE.
- Při dalším rozvoji výroby elektřiny z OZE by enormně navýšoval požadavky na podpůrné služby (zajištění systémových služeb) a platby konečných zákazníků za dodávky elektřiny.

22.2 Aktuální výsledky podpory výroby elektřiny z OZE v ČR

Legislativa upravující právní a regulační rámec pro podporu výroby elektřiny z OZE v ČR zajistila dostatečně stabilní a motivující prostředí pro rozvoj výroby elektřiny z OZE. Důkazem je postupný nárůst podílu výroby elektřiny z OZE v ČR, který se již nyní dostává téměř na hodnoty cíle ČR ve výrobě elektřiny z OZE pro rok 2020 (viz obrázek 22.1).

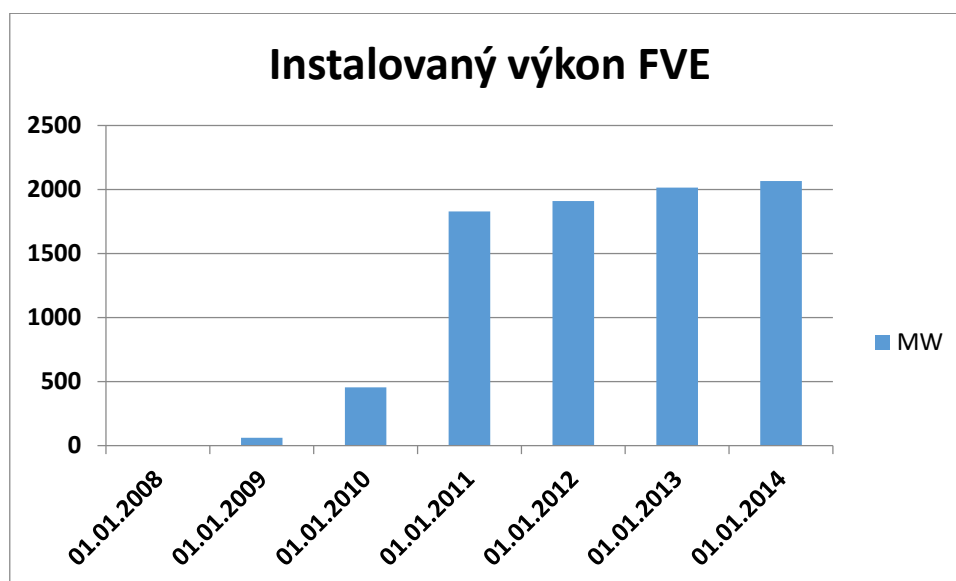
Současně je také z obrázku 22.1 vidět, že v posledních dvou letech (2013 a 2014) se již nijak významně objem výroby elektřiny z OZE nenavýšuje. V roce 2015 tento trend v zásadě pokračuje. Důvodem je skutečnost, že zhruba od druhé poloviny roku 2013 se již nepřipojují nové výrobní elektřiny z OZE, protože provozní podpora byla, až na výjimky, pro výrobní nově uvedené do provozu zastavena.

Obrázek 22.1



Bohužel nejen stabilní a motivující prostředí přinesl legislativní a regulační rámec pro podporu výroby elektřiny z OZE. V některých oblastech nebyla legislativa vhodně nastavena, což přineslo nekontrolovatelný nárůst instalací výroben elektřiny ze slunce, jak je vidět z obrázku 22.2.

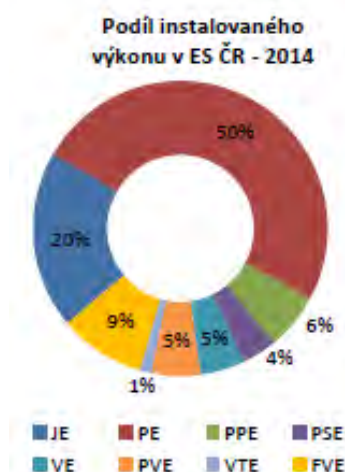
Obrázek 22.2



Aktuální stav připojených podporovaných zdrojů výroby elektřiny včetně i nepodporovaných zdrojů z OZE (např. vodní elektrárny nad 10 MW) v ČR je patrný z obrázku 22.3. Jedná se o zdroje evidované v databázi OTE k datu 1. 6. 2015. Na obrázku 22.4 je potom zobrazeno rozdělení celkového instalovaného výkonu v ES ČR a podíl zdrojů jednotlivých typů OZE na tomto instalovaném výkonu.

Obrázek 22.3

Druh zdroje / paliva	Zdroje registrované v CS OTE	
	Instalovaný výkon (MW)	Počet zdrojů
Fotovoltaické elektrárny	2 079,8	28 114
Větrné elektrárny	277,2	109
Biomasa - spalování v procesu S,P	2 524,6	43
Biomasa - spalování čisté biomasy	849,9	94
Bioplynové stanice	318,8	542
Degazační plyn	18,7	12
Důlní plyn	22,4	17
Skládkový a kalový plyn	45,6	151
Ostatní druhotné zdroje	586,9	23
Malé vodní elektrárny do 10 MW	171,6	1 079
Malé vodní elektrárny do 10 MW rekonstruované	170,4	600
Vodní elektrárny nad 10 MW	742,8	19
Přečerpávací vodní elektrárny	1 170,0	7
CELKEM	8 978,7	30 810



To vše se ale není zadarmo a někdo musí náklady potřebné na podporu OZE zaplatit. Z tabulky 22.5 je patrné, o jaké peníze se jednalo v letech 2013, 2014 a za první pololetí 2015.

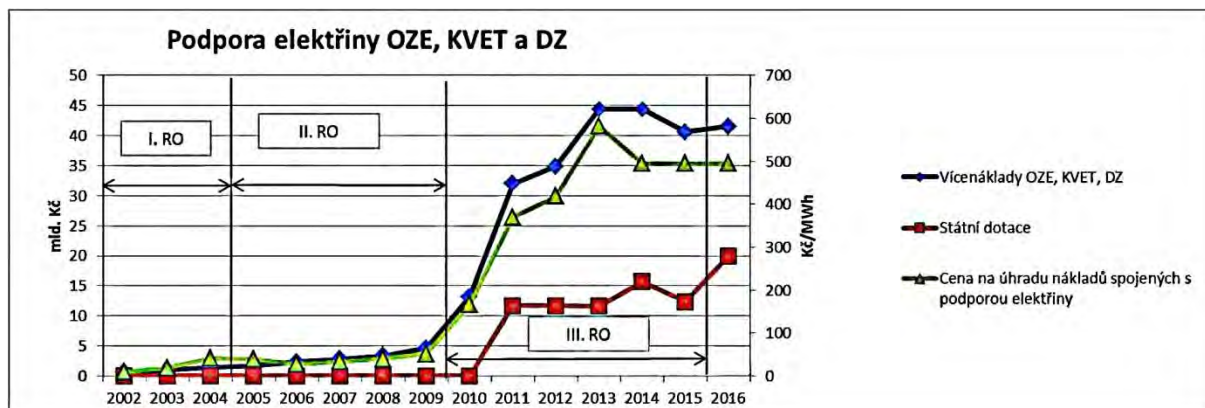
Tabulka 22.5

Vyúčtovaná podpora	2013		2014		1. pololetí 2015	
	GWh	mil. Kč	GWh	mil. Kč	GWh	mil. Kč
OBNOVITELNÉ ZDROJE	7 494	34 922	7 912	38 361	4 363	21 399
Sluneční	2 012	23 279	2 092	24 601	1 148	13 937
- sluneční (zelený bonus)	616	6 927	733	8 252	416	4 883
- sluneční (povinný výkup)	1 396	16 352	1 359	16 349	732	9 054
Větrná	473	936	469	1 017	291	629
- větrná (zelený bonus)	264	548	411	906	257	560
- větrná (povinný výkup)	209	388	59	111	34	69
Vodní	1 216	1 803	1 043	1 861	685	1 266
- vodní (zelený bonus)	1 112	1 661	949	1 702	636	1 176
- vodní (povinný výkup)	104	142	94	158	50	90
Biomasa	1 545	2 490	1 793	3 331	964	1 704
- biomasa (zelený bonus)	1 455	2 361	1 756	3 225	963	1 701
- biomasa (povinný výkup)	32	90	38	106	1	3
- obnovitelná část komunálního odpadu (zelený bonus)	58	39	0	0	0	0
Bioplyn, důlní plyn, skládkový a kalový plyn	2 248	6 413	2 514	7 551	1 275	3 864
- bioplynové stanice (zelený bonus)	1 745	5 296	2 034	6 430	1 074	3 405
- bioplynové stanice (povinný výkup)	156	493	131	420	36	18
- skládkový a kalový plyn (zelený bonus)	177	347	180	386	83	183
- skládkový a kalový plyn (povinný výkup)	8	14	9	16	4	7
- důlní plyn (zelený bonus)	162	264	160	299	78	150
DRUHOTNÉ ZDROJE	712	126	768	136	307	59
- důlní a degazační plyn	113	99	114	107	48	47
- ostatní druhotné zdroje	599	27	654	29	258	12
KVET	8 387	1 970	6 802	1 664	3 571	973
DECENTRÁLNÍ VÝROBA	24 410	310	23 503	241	11 961	106
TEPLO Z OBNOVITELNÝCH ZDROJŮ	714	129	1 017	183	482	87
Podporované zdroje celkem	-	37 458	-	40 585	-	22 263

Část nákladů platí koneční spotřebitelé elektřiny. Do roku 2010 včetně platili všechny potřebné finanční prostředky na podporu OZE spotřebitelé elektřiny. Pro rok 2011 již ale mělo dojít k vý-

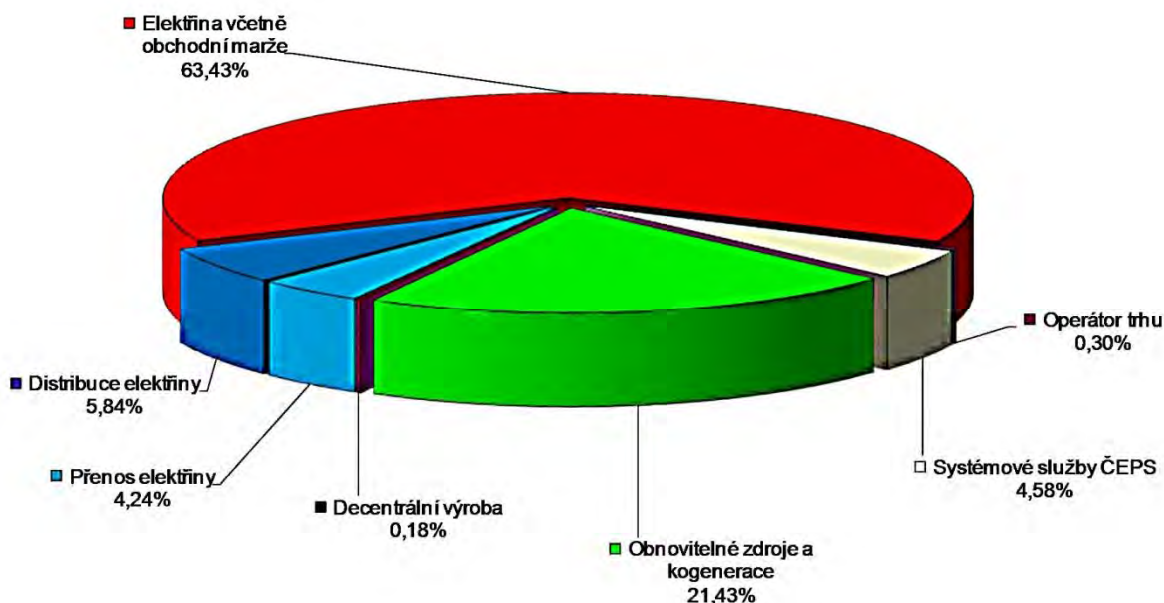
raznému nárůstu uvedené platby spotřebitelů elektřiny, tak se stát nakonec rozhodl, že část potřebných finančních prostředků na zajištění podpory OZE bude poskytovat ze státního rozpočtu. Konkrétně v roce 2011 to je 11,7 mld. Kč. Pro rok 2016 jsou plánované vícenáklady na podporované zdroje cca 43 mld. Kč bez vlivu korekčních faktorů (meziroční nárůst o cca o 1 %). Prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace na podporu elektřiny a provozní podporu tepla pro rok 2016 potom činí 21,965 Kč. Graf 22.6 ukazuje, jak se v čase vyvíjela výše příspěvku na OZE, kterou platí koneční spotřebitelé elektřiny. Jedná se o graf z roku 2015, kdy výše příspěvku pro rok 2016 je ještě v rovině návrhu a nikoliv již v podobě přesného výpočtu podle pravidel regulace.

Graf 22.6

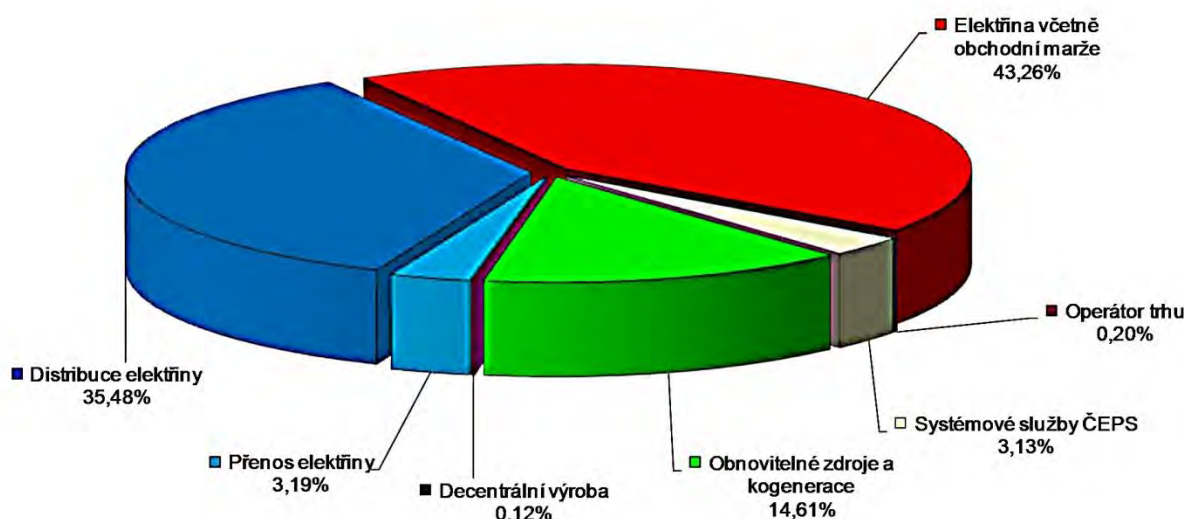


Jak dramatický dopad do celkové ceny placené zákazníkem podpora výroby elektřiny z OZE má, je patrné z grafu 22.6, který zobrazuje podíly jednotlivých složek celkové ceny placené zákazníky elektřiny v roce 2016.

Graf 22.7: Podíly jednotlivých složek platby za elektřinu u velkoobdobatelů v roce 2016



Graf 22.8: Podíly jednotlivých složek platby za elektřinu na hladině NN v roce 2016



22.3 Aktuálně platný zákon o podporovaných zdrojích

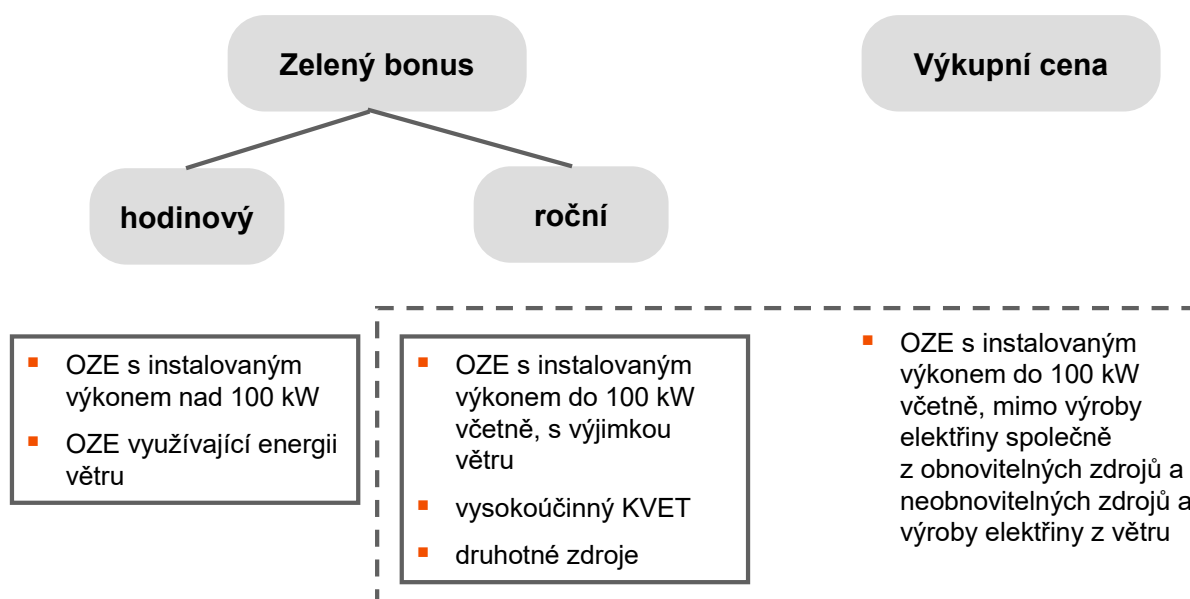
Jak již bylo řečeno výše, systém podpory výroby elektřiny z OZE platný do konce roku 2012 měl určité nedostatky. Ty se snažil odstranit nový zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie který nahrazuje zákon č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie a který byl primárně iniciován transpozicí (implementací) směrnice 2009/28/ES. Přestože nový zákon je účinný teprve od 1. ledna 2013, tak již proběhly tři jeho novelizace.

Klíčové prvky v zákoně č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie ve znění, jak byl účinný k 1. lednu 2013, jsou následující:

- zákon řeší podporu obnovitelných, druhotných zdrojů a kombinovanou výrobu elektřiny a tepla (dále jen „KVET“), které sumárně nazývá podporované zdroje a dále také podporu tepla z obnovitelných zdrojů, decentralní výroby elektřiny a biometanu;
- nahrazuje stávající model novým modelem podpory;
- nový model využívá stejný zdroj financování podpory výroby elektřiny, jako předchozí platná legislativa, tj. kombinaci „z regulované složky ceny elektřiny“ a „dotace ze státního rozpočtu“;
- v případě podpory tepla z obnovitelných zdrojů je zdrojem financování pouze „dotace ze státního rozpočtu“;
- v případě podpory biometanu je zdrojem financování regulovaná složka ceny plynu;
- v případě podpory decentralní výroby elektřiny je zdrojem financování regulovaná složka ceny za distribuci elektřiny;
- v zákoně je vytvořena vazba podpory a Národního akčního plánu ČR pro energii z obnovitelných zdrojů (dále jen „NAP OZE“);
- NAP OZE schvaluje vláda;

- podpora je pouze pro zařízení připojené do ES ČR;
- podpora výroby elektřiny může být stanovena odlišně s ohledem na druh podporovaného zdroje, na jeho umístění a na jeho velikost;
- stanovení minimální účinnosti jako podmínky pro přiznání podpory;
- nová výroba elektřiny z biomasy podporována pouze při vysokoúčinné KVET;
- v případě výroby elektřiny ze slunečního záření se podpora vztahuje pouze na elektřinu z výroby s instalovaným výkonem do 30 kWp, která je umístěna na střešní konstrukci nebo na obvodové zdi jedné budovy spojené se zemí pevným základem evidované v katastru nemovitostí;
- povinně vykupujícím je do jeho výběru, který provádí MPO, dodavatel poslední instance (subjekt definovaný v § 12a energetického zákona);
- povinně vykupující je povinen vykupovat elektřinu z OZE, na kterou se vztahuje podpora, hradit výrobcí výkupní cenu a převzít odpovědnost za odchylku;
- podpora tepla z obnovitelných zdrojů může být realizována prostřednictvím jak investiční, tak i provozní podpory;
- investiční podporu tepla poskytují subjekty vyhlášující programy podpory pro vybrané typy zdrojů;
- provozní podpora tepla je v zásadě postavena na stejném modelu a principu, jako provozní podpora elektřiny z podporovaných zdrojů;
- podpora biometanu se vztahuje pouze na biometan vyrobený z bioplynu, který vzniká alespoň z 30 % z jiné biomasy, než je cíleně pěstovaná biomasa na orné půdě a na travním porostu;
- provozní podpora biometanu je v zásadě postavena na stejném modelu a principu jako provozní podpora elektřiny z podporovaných zdrojů.

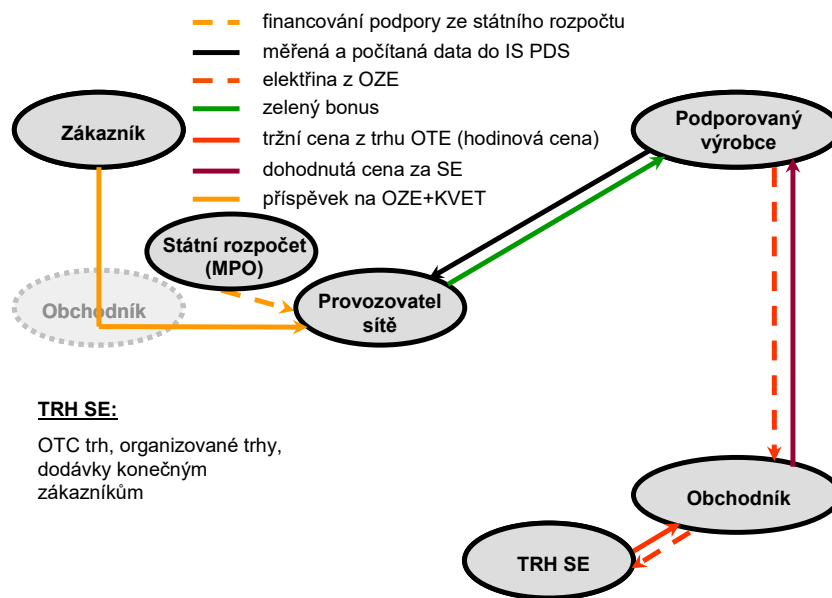
Obrázek 22.9



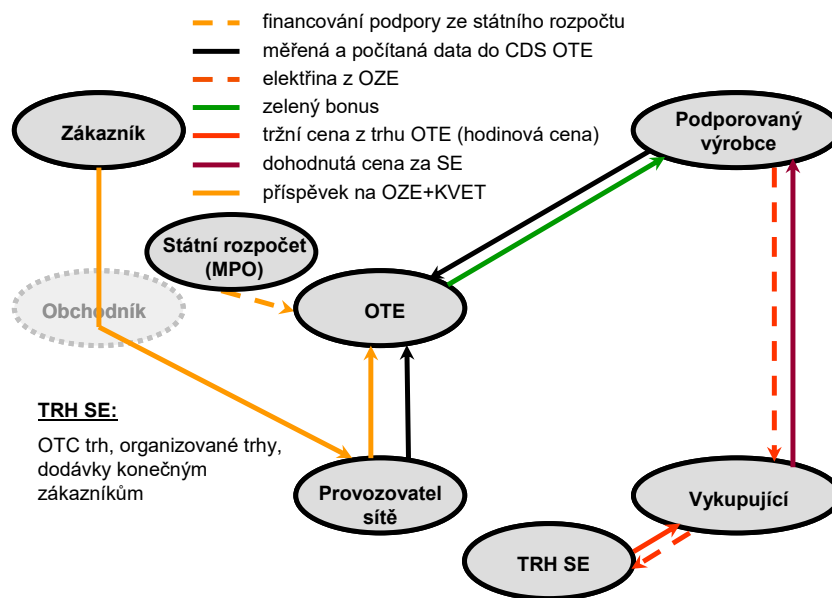
Obrázek 22.9 zobrazuje, jak je to s možností využití jednotlivých forem podpory výroby elektřiny pro nově uváděné výrobní do provozu po účinnosti nového zákona.

Nyní si srovnáme původní datové, finanční a smluvní vazby a toky pro zelený bonus s novým modelem, který je aktuálně platný podle zákona o podporovaných zdrojích.

Obrázek 22.10: Původní stav

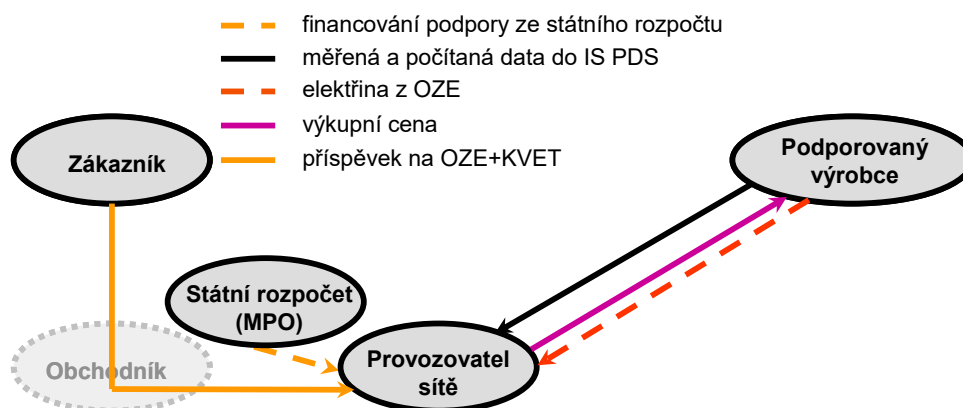


Obrázek 22.11: Aktuální stav podle zákona o podporovaných zdrojích



A nyní si srovnáme původní datové, finanční a smluvní vazby a toky pro povinný výkup s aktuálně platným modelem podle zákona o podporovaných zdrojích.

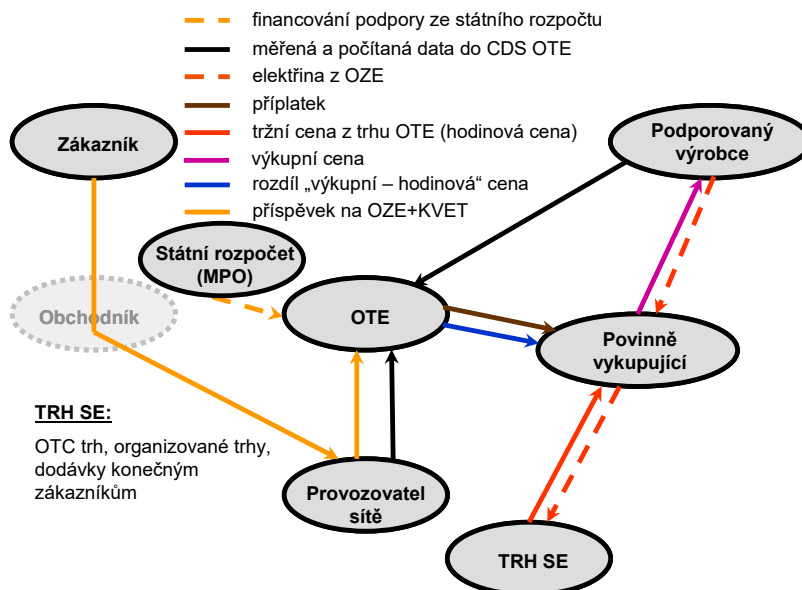
Obrázek 22.12: Původní stav



TRH SE:

OTC trh, organizované trhy,
dodávky konečným
zákazníkům

Obrázek 22.13: Aktuální stav podle zákona o podporovaných zdrojích

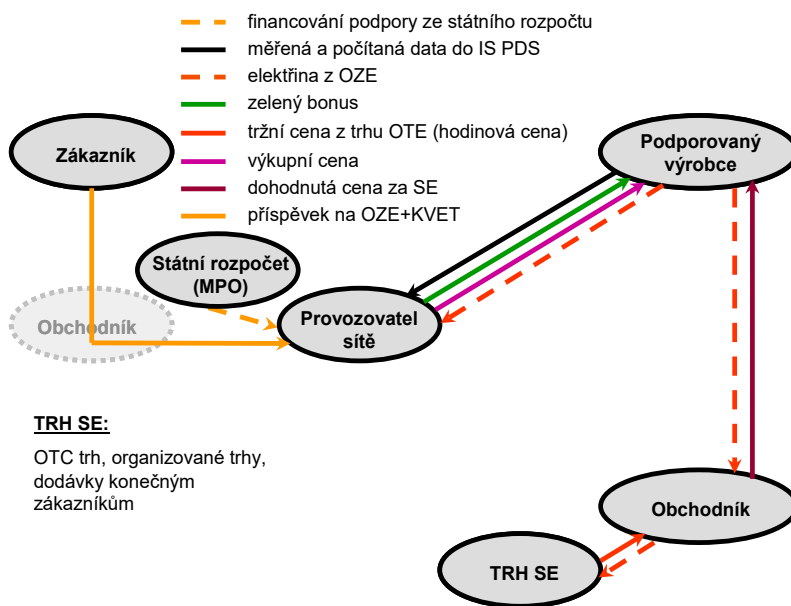


TRH SE:

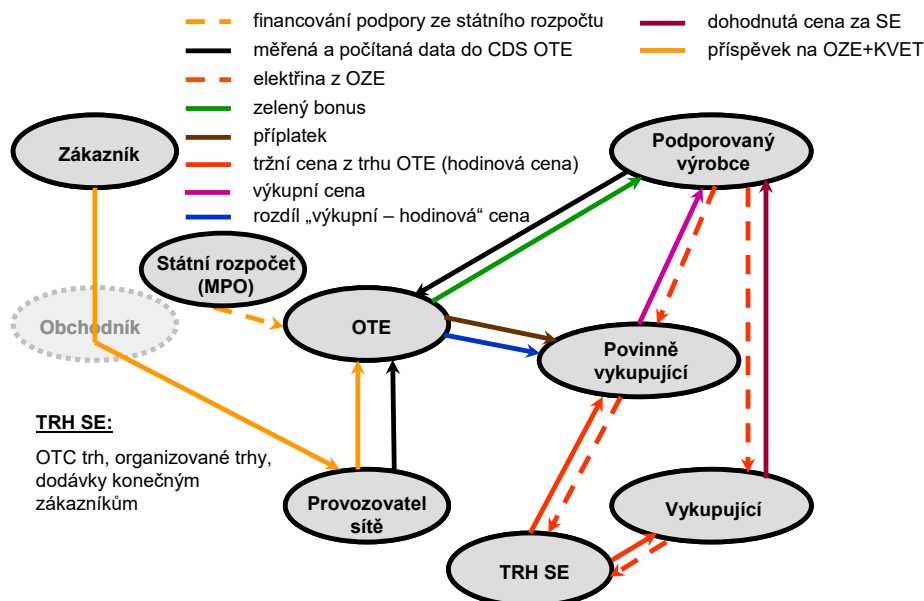
OTC trh, organizované trhy,
dodávky konečným
zákazníkům

Pro úplnost ještě srovnání původních datových, finančních a smluvních vazeb a toků pro povinný výkup a zelený bonus dohromady s aktuálně platným modelem podle zákona o podporovaných zdrojích.

Obrázek 22.14: Původní stav

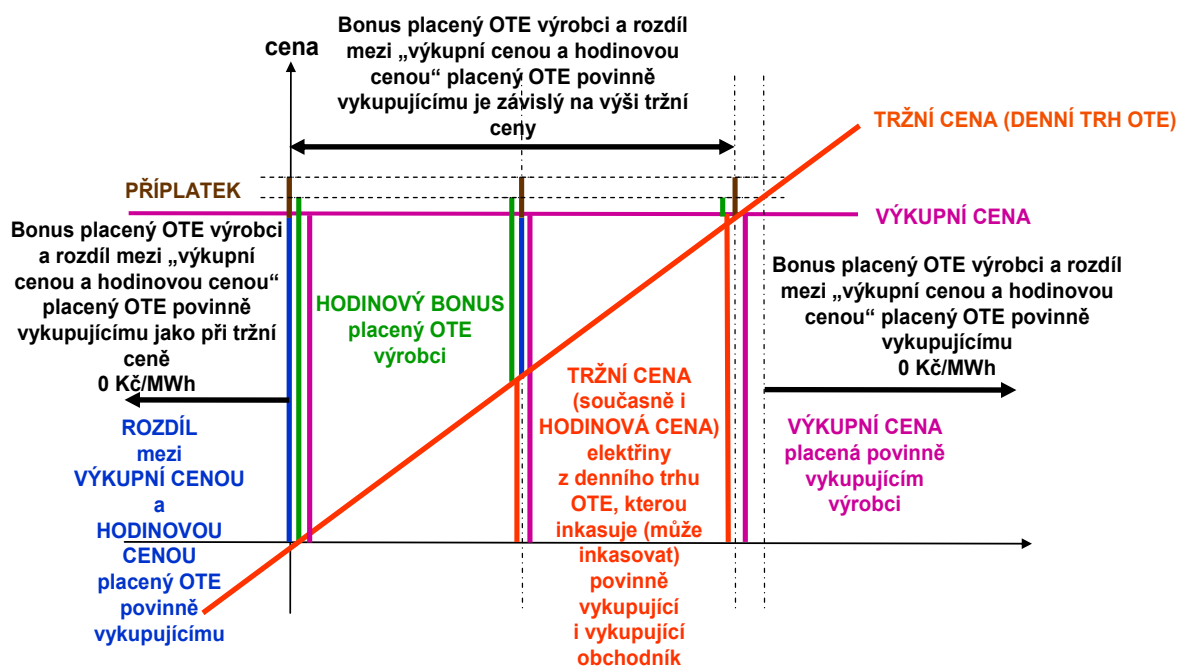


Obrázek 22.15: Aktuální stav podle zákona o podporovaných zdrojích



Na závěr ještě stručné grafické znázornění stanovení ceny povinného výkupu a zeleného bonusu v závislosti na tržní ceně z denního trhu organizovaném OTE, a. s. (obrázek 22.16).

K zákonu je vydána ještě celá řada vyhlášek, protože zákon obsahuje poměrně hodně zmocnění pro vydání prováděcích právních předpisů (uvedený výčet zmocnění se vztahuje k aktuální účinné verzi zákona, tedy se zahrnutím již proběhlých novelizací zákona).



Ministerstvo průmyslu a obchodu stanoví vyhláškou:

- druhy a parametry podporovaných obnovitelných zdrojů a způsoby jejich využití pro výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů a tepla z obnovitelných zdrojů, včetně způsobu a vykazování množství cíleně pěstované biomasy na orné půdě a na travním porostu při výrobě bioplynu;
- minimální účinnosti užití energie ve výrobnách elektřiny, na které se vztahuje podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů nebo druhotných zdrojů, a minimální účinnosti užití energie ve výrobnách tepla, na které se vztahuje podpora tepla z obnovitelných zdrojů;
- způsob měření a výpočtu vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů nebo druhotných zdrojů při výrobě elektřiny z obnovitelného zdroje nebo druhotného zdroje společně s neobnovitelným zdrojem;
- způsob vykazování množství elektřiny z obnovitelného zdroje a neobnovitelného zdroje, množství tepla z obnovitelného zdroje a druhotného zdroje, skutečného nabytí množství obnovitelného zdroje a jeho kvality, skutečného využití veškerého nabytého množství obnovitelného zdroje;
- rozsah uchovávaných dokumentů a záznamů o použitém palivu při výrobě elektřiny a tepla z obnovitelných zdrojů a o způsobu výroby tohoto paliva;
- postupy a podmínky pro vydání, převody, uplatnění, uznání a vyřazení záruky původu elektřiny z obnovitelných zdrojů a elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, její obsahové náležitosti, způsob ověření údajů nutných k vydání, převodu, uznání a vyřazení záruky původu, a vedení účtů v evidenci záruk původu;
- vzor žádosti o vydání osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla nebo z druhotných zdrojů a podmínky pro jeho vydávání;
- způsob výpočtu úspory primární energie, způsob určení množství elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřiny z druhotných zdrojů, a termíny

a rozsah předávaných údajů pro určení elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřiny z druhotných zdrojů;

- i) podíl biologicky rozložitelné a nerozložitelné části nevytříděného komunálního odpadu na energetickém obsahu komunálního odpadu;
- j) rozsah uchovávaných dokumentů a záznamů o použitých druzích biomasy, bioplynu a biokapalin a o způsobu jejich využití pro výrobu paliv;
- k) kritéria udržitelnosti pro biokapaliny;
- l) rozsah údajů a termíny a způsob předávání a evidence naměřených nebo vypočtených hodnot elektřiny z podporovaných zdrojů a ověření vypočtených hodnot u podpory formou zeleného bonusu na elektřinu;
- m) rozsah údajů a termíny a způsob předání a evidence naměřených hodnot elektřiny z podporovaných zdrojů u podpory formou výkupních cen;
- n) způsob, rozsah a termíny předávání a evidence naměřených hodnot vyrobeného a dodaného tepla z obnovitelných zdrojů do rozvodného tepelného zařízení soustavy zásobování tepelnou energií z výroby tepla a užitečného tepla v případě výroben uvedených v § 24 odst. 4 a způsob měření dodaného tepla do rozvodného tepelného zařízení soustavy zásobování tepelnou energií v případě výroben tepla podle § 24 odst. 3 a užitečného tepla v případě výroben tepla podle § 24 odst. 4 a dalších údajů;
- o) způsob registrace místa předání vyrobeného tepla z výroby tepla do rozvodného tepelného zařízení a její změny u podpory formou zeleného bonusu na teplo;
- p) způsob a postup uvedení výroby elektřiny do provozu a způsob a postup uvedení výroby tepla do provozu;
- q) způsob a rozsah měření množství vyrobené elektřiny na svorkách generátoru, užitečného tepla a spotřebovaného paliva v případě elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla;
- r) způsob a rozsah měření vyrobené elektřiny, technologické vlastní spotřeby, užitečného tepla a spotřebovaného paliva;
- s) postupy, termíny a podmínky pro podání a zpracování žádosti o kompenzaci, vzor žádosti o kompenzaci a způsob a podmínky výplaty kompenzace.

Energetický regulační řad stanoví vyhláškou:

- a) technicko-ekonomické parametry pro stanovení výkupních cen jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny a pro stanovení zelených bonusů na teplo z obnovitelných zdrojů pro výroby tepla uvedené v § 24 odst. 4;
- b) dobu životnosti výroben elektřiny z podporovaných zdrojů a dobu životnosti výroben tepla z obnovitelných zdrojů uvedených v § 24 odst. 4;
- c) termíny a postupy výběru formy podpory elektřiny u operátora trhu;
- d) postup registrace formy podpory elektřiny u operátora trhu;
- e) termíny a postupy výběru a změn režimů zeleného bonusu na elektřinu;
- f) postup registrace provozní podpory tepla u operátora trhu;

- g) způsob a postup stanovení rozdílu mezi hodinovou cenou a výkupní cenou a jeho úhrady, operátorovi trhu;
- h) způsob stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu, hodinové ceny a ceny za činnost povinně vykupujícího;
- i) termín nabídnutí elektřiny výrobcem elektřiny z obnovitelných zdrojů povinně vykupujícímu;
- j) termíny a způsob informování výrobce povinně vykupujícím nebo vykupujícím o dosažení záporné ceny na denním trhu s elektřinou a o situaci, kdy nedojde k sesouhlasení nabídky a poptávky elektřiny na denním trhu;
- k) způsob a termíny účtování a hrazení složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny mezi operátorem trhu a provozovatelem přenosové soustavy a provozovatelem regionální distribuční soustavy a mezi provozovateli distribučních soustav.

Ministerstvo zemědělství stanoví vyhláškou:

- a) způsob určení hlavního předmětu činnosti zemědělská výroba;
- b) způsob vedení seznamu výrobců s hlavním předmětem činnosti zemědělská výroba.

Základní účinnost zákona, jak již bylo uvedeno výše, je od 1. ledna 2013 s tím, že některá ustanovení nabyla účinnosti dnem vyhlášení zákona ve sbírce zákonů, tedy dnem 30. května 2012.

Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie za svoji krátkou dobu existence již prošel třemi novelizacemi.

Prvně byl novelován zákonem č. 310/2013 Sb. kterým se mění zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie. Klíčové změny, které tato novela do zákona č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie přinesla, jsou následující:

- Pro všechny typy podpor novela zavedla podmínku, že výrobce, má-li formu akciové společnosti či právní formu obdobnou akciové společnosti a nemá vydány výlučně zaknihované akcie, popřípadě, který, je-li zahraniční osobou, nepředloží čestné prohlášení o tom, které osoby jsou vlastníky akcií, jejichž souhrnná jmenovitá hodnota přesahuje 10 % základního kapitálu výrobce s uvedením zdroje, z něhož údaje o velikosti podílu akcionářů vychází, nemá nárok na podporu.
- Ukončení podpory všech nově zprovozněných obnovitelných zdrojů uvedených do provozu po 31. prosinci 2013 včetně biometanu, ale kromě podpory výroby elektrické energie využívající energii vody ve výrobnách elektřiny do instalovaného výkonu 10 MW.
- Prodloužení odvodu za elektřinu ze slunečního záření na celou dobu trvání práva na podporu elektřiny při snížení platby odvodu u výkupní ceny na 10 % a u zeleného bonusu na elektřinu na 11 %.
- Stanovení za co se hradí cena na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny:
 - zákazník za množství elektřiny jím spotřebované,
 - výrobce provozující výrobu elektřiny za množství elektřiny jím spotřebované včetně množství elektřiny spotřebované jiným účastníkem trhu s elektřinou bez použití přenosové nebo distribuční soustavy,

- provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy za ostatní spotřebu, s výjimkou množství elektřiny spotřebované pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren, spotřebované zákazníkem v ostrovním provozu na území ČR prokazatelně odděleném od elektrizační soustavy, spotřebované pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny a spotřebované pro pokrytí ztrát v přenosové a distribuční soustavě.
- Zafixování maximální ceny na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny ve výši 495 Kč/MWh.

Podruhé byl novelován zákonem č. 90/2014 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů. Klíčové změny, které tato novela do zákona č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie přinesla, jsou následující:

- Podmínka, že pro všechny typy podpor výrobce, má-li formu akciové společnosti či právní formu obdobnou akciové společnosti a nemá vydány výlučně zaknihované akcie, nemá nárok na podporu, zavedená předchozí novelou byla zmírněna s tím, že se příslušné ustanovení zákona nepoužije pro výrobce elektřiny z obnovitelného zdroje, jehož akcie v souhrnné jmenovité hodnotě 100 % základního kapitálu jsou ve vlastnictví obce podle zákona o obcích a v případě podpory elektřiny vyrobené z bioplynu, že se nevztahuje na výrobce, který vyrábí elektřinu z bioplynu a jehož hlavním předmětem činnosti je zemědělská výroba.
- Zpřesnění, že obchodník s elektřinou, výrobce elektřiny, provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy účtuje cenu na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny včetně záloh osobám podle příslušných odstavců § 28 zákona a tyto osoby jsou povinny tuto cenu hradit.
- Zpřesnění stanovení, za co se hradí cena na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny:
 - zákazník:
 - obchodníkovi s elektřinou nebo výrobcí elektřiny za množství elektřiny dodané podle smlouvy o sdružených službách dodávky elektřiny anebo provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy za množství elektřiny dopravené podle smlouvy o přenosu elektřiny nebo smlouvy o distribuci elektřiny a
 - provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy za množství elektřiny spotřebované zákazníkem nebo jiným účastníkem trhu s elektřinou v odběrném místě zákazníka bez použití přenosové soustavy nebo distribuční soustavy, včetně elektřiny spotřebované v zařízeních připojených do odběrného místa zákazníka,
 - výrobce elektřiny provozovateli přenosové soustavy nebo provozovateli distribuční soustavy, k níž je výroba elektřiny přímo připojena, za množství elektřiny spotřebované výrobcem elektřiny nebo jiným účastníkem trhu s elektřinou bez použití přenosové soustavy nebo distribuční soustavy,
 - provozovatel přenosové soustavy nebo regionální distribuční soustavy operátorovi trhu za množství elektřiny jemu dodané podle smlouvy o dodávce elektřiny,

- provozovatel lokální distribuční soustavy provozovateli distribuční soustavy, ke které je lokální distribuční soustava připojena, za množství elektřiny jemu dodané podle smlouvy o dodávce elektřiny a za množství elektřiny spotřebované v lokální distribuční soustavě výrobcem elektřiny nebo jiným účastníkem trhu s elektřinou bez použití distribuční soustavy.
- Doplnění ustanovení, že cenu na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny vyúčtovanou obchodníkem s elektřinou nebo výrobcem elektřiny zákazníkovi a provozovatelem lokální distribuční soustavy účastníkovi trhu s elektřinou je příslušný subjekt povinen na základě vyúčtování hradit provozovateli distribuční soustavy s tím, že se má za to, že prokázané opakované neuhrazení ceny na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny příslušným subjektem provozovateli distribuční soustavy, která není uhrazena ani po upozornění, je porušením právních předpisů souvisejících s výkonem licencované činnosti při výkonu licencované činnosti závažným způsobem.

Naposledy byl novelován zákonem č. 131/2015 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další související zákony. Klíčové změny, které tato novela do zákona č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie přinesla, jsou následující:

- Změna způsobu financování podpory OZE z platby za MWh na platbu za rezervovaný příkon (na hladině VVN a VN za MW a na hladině NN za A hlavního jističe před elektroměrem), která byla uložena ČR v rámci notifikace zákona o POZE ze strany Evropské komise.
 - Řešení, které je navrženo v rámci novely implementuje řešení požadované Evropskou komisí, ale současně zavádí pro zákazníky garanci, že nebudou v novém systému platit více než dosud: *„Maximální platba za složku ceny služby distribuční soustavy a složku ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny za odběrné nebo předávací místo za fakturované období je určena součinem částky 495 Kč/MWh a celkového odebraného množství elektřiny z přenosové soustavy nebo distribuční soustavy v odběrném nebo předávacím místě za fakturované období.“*
 - Způsob implementace zajistí, že navrhovaná změna na platbu za rezervovaný příkon přináší velkým spotřebitelům (průmyslovým podnikům) s větším využitím odběru elektřiny možnost snížení jejich platby na podporu OZE, což jim zlepšuje podmínky v rámci jejich konkurenceschopnosti se zahraničními konkurenty a současně nikdo v novém systému nebude v absolutní částce platit více, než platí v současné době, což platí pro všechny odběratele elektřiny, jak velké, tak i velmi malé (například typu chaty, garáže apod.).
- Výrobce je povinen na svůj náklad měřit:
 - za místem odběru technologické vlastní spotřeby elektřiny vyrobenou elektřinou zvlášť z každého druhu obnovitelného zdroje nebo z druhotného zdroje stanoveným měřidlem podle zákona o metrologii, nebo
 - před místem odběru technologické vlastní spotřeby elektřiny vyrobenou elektřinou zvlášť z každého druhu obnovitelného zdroje nebo z druhotného zdroje, jakož i měřit samostatně technologickou vlastní spotřebu elektřiny stanoveným měřidlem podle zákona o metrologii.

- Výše uvedené povinnosti měření se nevztahují na případy, kdy měření zajišťuje provozovatel přenosové soustavy nebo provozovatel distribuční soustavy nebo kdy výrobce vypočítává vyrobené množství elektřiny z obnovitelných zdrojů nebo druhotných zdrojů podle odstavce 4 § 11 zákona o POZE. Současně se měření technologické vlastní spotřeby elektřiny nevyžaduje u výroben elektřiny s instalovaným výkonem do 10 kWe včetně.
- Výrobce, který vyrábí elektřinu z obnovitelných zdrojů nebo druhotných zdrojů společně s elektřinou z neobnovitelných zdrojů, je povinen měřit vyrobenou elektřinu stanoveným měřidlem podle zákona o metrologii nebo vypočítat vyrobené množství elektřiny z obnovitelných zdrojů nebo druhotných zdrojů způsobem, který stanoví prováděcí právní předpis.
- Zákazník má právo na kompenzaci od operátora trhu ve výši uhrazené ceny na úhradu nákladů spojených s podporou elektřiny, pokud v letech 2013 až 2015 spotřeboval v ČR elektřinu vyrobenou z obnovitelného zdroje energie v jiném členském státě Evropské unie, smluvním státě Dohody o Evropském hospodářském prostoru nebo Švýcarské konfederaci.
- Kompenzace se žádá prostřednictvím obchodníka, za podmínek:
 - prokázání původu elektřiny z obnovitelných zdrojů, které se provádí uznáním záruky původu z obnovitelných zdrojů,
 - doložení smlouvy o dodávce elektřiny mezi výrobcem elektřiny z obnovitelných zdrojů v jiném členském státě, který vyrobil elektřinu z obnovitelných zdrojů, nebo obchodníkem s elektřinou v jiném členském státě a obchodníkem s elektřinou v ČR, který takovou elektřinu dodal zákazníkovi v ČR uplatňujícímu právo na kompenzaci,
 - doložení, že odběrné místo zákazníka je přímo připojeno k elektrizační soustavě ČR.
- Doklady týkající se investičních a provozních nákladů výroby, které je povinen výrobce uchovávat podle jiných právních předpisů, je povinen uchovávat i po lhůtě stanovené těmito právními předpisy v případě, že je příjemcem podpory podle tohoto zákona, a to po celou dobu trvání práva na podporu a po dobu následujících 5 let a na vyžádání je předložit ERÚ.
- Při změně vlastnictví je převodce nebo právní předchůdce povinen předat nabyvateli nebo právnímu nástupci doklady podle věty první nebo jejich kopie.
- Povinnost uchovávat doklady se nevztahuje na výrobce, který uvedl výrobu elektřiny nebo výrobu tepla do provozu přede dnem nabytí účinnosti poslední novely zákona.
- Byla zrušena podpora decentralní výroby elektřiny a biometanu.
- Správní delikty:
 - Za správní delikt podle odstavce 1 se uloží pokuta do 50 000 000 Kč.
 - Jedná-li se o výrobce nebo výrobce tepla, uloží se pokuta maximálně do výše ročního nároku výrobce nebo výrobce tepla na podporu.

22.4 Stručné shrnutí, jak je to aktuálně s podporovanými zdroji

V současné době (druhá polovina roku 2015) je v zásadě podpora nově uváděných OZE do provozu zastavena.

V případě nových OZE a elektřiny je možné podporu získat již pouze pro

- zdroje využívající energii vody ve výrobnách elektřiny do instalovaného výkonu 10 MW,
- zdroje využívající energii větru, geotermální energii, energii vody nebo energii biomasy uvedené do provozu do 6 let od udělení autorizace, pokud tato autorizace byla vydána před 13. 9. 2013 a do 6 let od vydání územního rozhodnutí, pokud územní řízení bylo zahájeno přede dnem 18. 8. 2011 a
- zdroje, které měly vydáno povolení stavby do 13. 9. 2013, využívající energii větru, geotermální energii, energii vody nebo energii biomasy s výkonem do 100 kW uvedené do provozu do 31. 12. 2015.

V případě nových OZE a tepla je možné podporu získat již pouze pro

- teplo vyrobené z podporované biomasy, pro kterou je stanovena podpora elektřiny podle § 4 odst. 5 písm. a) zákona o POZE, z biokapalin splňující kritéria udržitelnosti stanovená prováděcím právním předpisem ve výrobnách tepla se jmenovitým tepelným výkonem vyšším než 200 kW nebo z geotermální energie v zařízeních se jmenovitým tepelným výkonem vyšším než 200 kW dodané do rozvodného tepelného zařízení soustavy zásobování tepelnou energií z výroben tepla, které jsou umístěné na území ČR využívajících OZE a které splňují minimální účinnost užití energie stanovenou prováděcím právním předpisem a
- užitečné teplo z výroben tepla, které jsou umístěny na území ČR a které splňují minimální účinnost užití energie stanovenou prováděcím právním předpisem a jež mají instalovaný elektrický výkon do 500 kW a využívají bioplyn vznikající z více než 70 % ze statkových hnojiv a vedlejších produktů živočišné výroby anebo z biologicky rozložitelného odpadu.

22.5 Notifikace podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie

O notifikaci ČR požádala podle čl. 108 odst. 3 Smlouvy o fungování Evropské unie (SFEU) dne 8. ledna 2013.

Žádost o notifikaci se původně týkala podpory výroby elektřiny a tepla z OZE a výroby elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla. V průběhu projednávání notifikace byla věc rozdělena, a v důsledku toho Komise vydala dne 11. 6. 2014 notifikaci pouze k podpoře výroby elektřiny z OZE. Projednávání slučitelnosti podpory výroby tepla z OZE a podpory výroby elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla s evropským právem stále ještě probíhá.

Vydaná notifikace a rozhodnutí Komise se vztahují pouze na podporu udělenou na zařízení vyrábějící elektřinu z obnovitelných zdrojů energie, která byla v ČR uvedena do provozu od 1. 1. 2013. Co se týká podpory elektřiny z OZE ze zdrojů uvedených do provozu před datem 1. 1. 2013, tak

ČR se k ní aktuálně staví tak, jako by byla stávající podporou podle Nařízení Rady (EU) č. 2015/1589 ze dne 13. července 2015, kterým se stanoví prováděcí pravidla k článku 108 Smlouvy o fungování Evropské unie, a to mimo jiné s ohledem na to, že principy podpory pro zdroje uvedené do provozu v období před 1. 1. 2013 byly v zásadě shodné, jako jsou principy podpory pro zdroje uvedené do provozu po tomto datu.

Z vydané notifikace pro ČR vyplývá:

- České orgány se zavázaly, že znovelizují nezbytná legislativní ustanovení týkající se způsobu výběru zvláštního odvodu pro účel podpory v rámci oznámeného opatření. Nový systém účtování zvláštního odvodu bude nezávislý na výši zákaznickovy spotřeby elektřiny a místo toho bude zahrnovat fakturaci zvláštního odvodu jako součásti cen elektřiny formou jediné platby v CZK/MW připojeného výstupu za úrovně velmi vysokého napětí a vysokého napětí a platbu v CZK/ampér pro zákazníky úrovně nízkého napětí.
- Pro období do vstupu nového systému výběru zvláštního odvodu v platnost bude legislativními změnami zaveden přechodný mechanismus, aby se zajistilo, že odvod za elektřinu z OZE dovezenou do České republiky bude refundován. Refundovaná částka bude odpovídat sazbě, kterou platí domácí spotřebitelé. Vracení peněz se bude provádět ze státního rozpočtu.
- Dovozci (dodavatelé prodávající elektřinu domácím zákazníkům a zákazníkům dovážejícím elektřinu z obnovitelných zdrojů pro svou vlastní spotřebu) mohou požádat o vrácení peněz za období 2013–2015 za předpokladu, že prokáží, že jejich dovozy pocházejí skutečně z OZE. Toto prokázání je založeno na zárukách původu. České orgány mohou od dovozců vyžadovat některé další dokumenty pro ověření skutečného dovozu do ČR, například kupní smlouvy na dodávku elektřiny.
- České orgány vysvětlily, že oznámení o refundaci odvodu může vést k uměle vysokým dovozům elektřiny z OZE do ČR za jediným účelem nárokování refundace zvláštního odvodu. Aby se zabránilo takovému narušení trhu, stanovily české orgány na období 2013–2015 maximální roční refundaci. Toto maximum odpovídá 10 % celkových ročních výdajů oznámeného režimu podporujícího zařízení uvedená do provozu od 1. 1. 2013. Na rok 2014 činil rozpočet režimu 2 496 445 420 CZK. V případě překročení tohoto maxima se omezení uplatní na poměrném základě na všechny způsobilé dovozce v daném roce.
- Počítá se s tím, že přechodný mechanismus vstoupí v platnost dne 1. 1. 2015, nebo nejpozději dne 1. 7. 2015, pokud legislativní proces nebude moci být dokončen před koncem roku 2014. Bude uplatněn zpětně od 1. 1. 2013. Nový systém výběru odvodu nabude účinnosti nejpozději dne 1. 1. 2016.
- České orgány se zavázaly, že prostřednictvím legislativních změn zavedou mechanismus monitoringu, aby se ověřilo, že nedošlo k žádné nadměrné kompenzaci ve smyslu pokynů Společenství ke státní podpoře na ochranu životního prostředí („pokyny“). Prostřednictvím této revize bude každý příjemce podroben individuální kontrole nadměrné kompenzace, přičemž se zohlední podmínka patnáctileté doby návratnosti. Revize podpory udělené každému příjemci se bude provádět po 10 letech od zahájení provozu elektrárny a na základě výpočtů a dokumentace předložených výrobcem elektřiny, včetně zejména informací o investiční podpoře poskytnuté na výstavbu nebo rekonstrukci zařízení.
- V případě, kdy se doba návratnosti investice jeví být kratší než 15 let, sníží ERÚ odpovídajícím způsobem období dalších plateb. Výpočty budou zahrnovat přiměřenou návratnost kapitálu odpovídající výnosu z nízkorizikových investic.

- Revize ověří nepřítomnost nadměrné kompenzace u výrobců využívajících investiční podporu a/nebo jiné režimy provozní podpory (zejména podporu na výrobu tepla z obnovitelných zdrojů energie, podporu na druhotné zdroje a podporu na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla). Revize rovněž ověří nepřítomnost nadměrné kompenzace vyplývající z roční 2% indexace tarifu výkupních cen a provozních nákladů a z dodatečné kompenzace ve formě opravného koeficientu u kladné i záporné nerovnováhy elektřiny. V případě, že z revize podpory poskytnuté jednotlivému příjemci na základě popsaných parametrů a uplatnění příslušného procentního podílu na snížení provozní podpory, když byla poskytnuta investiční podpora, vyplývá, že existuje riziko nadměrné kompenzace po zbývajících dobu trvání plateb, se období, během něhož bude příjemce dostávat podporu, úměrně zkrátí.
- V zásadě budou revizi podrobovány všechny projekty s výjimkou malých projektů, u nichž objem podpory nepřesahuje částku de minimis.
- České orgány se zavázaly, že zruší relevantní ustanovení zákona č. 165/2012 Sb., které brání snížení úrovně tarifu výkupních cen na následující rok o více než 5 % oproti tarifu výkupních cen z roku předchozího. Tato změna vstoupí v platnost dne 1. 1. 2015, nebo nejpozději dne 1. 7. 2015, pokud nebude moci být legislativní proces dokončen do konce roku 2014.
- České orgány se nadto zavázaly, že legislativními změnami odstraní stávající disproporci, podle níž výrobce elektřiny spadající do režimu tarifu výkupních cen musí vrátit součin záporné ceny a objemu elektřiny vyrobeného v příslušné hodině povinnému výkupčímu v případě záporné tržní ceny, zatímco výrobce způsobilý podle režimu zeleného bonusu to udělat nemusí a v případě záporných cen obdrží každopádně částku rovnou tarifu výkupních cen.

22.6 Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů

Forma a struktura národního akčního plánu ČR pro energii z OZE je závazně daná Rozhodnutím Komise 2009/548/ES ze dne 30. června 2009, kterým se stanoví vzor pro národní akční plány pro energii z obnovitelných zdrojů podle směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/28/ES. Závaznost dané formy dokumentu je provedena z důvodu vzájemné porovnatelnosti akčních plánů a navržených hodnot mezi jednotlivými členskými státy.

Ze směrnice Evropského parlamentu a Rady č. 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů vyplývá pro Evropskou unii jako celek cíl 20 % podílu energie z obnovitelných zdrojů a cíl 10 % podílu energie z obnovitelných zdrojů v dopravě. Podle této směrnice jsou pro ČR závazné pouze celkové cíle vztahované k roku 2020. Jedná se o závazný cíl podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie v ČR ve výši 13 % v roce 2020, jehož součástí je závazný cíl podílu energie z obnovitelných zdrojů ve všech druzích dopravy na hrubé konečné spotřebě energie v dopravě v ČR ve výši 10 % v roce 2020. Průběžné cíle pro jednotlivé roky a jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů energie obsažené v „Národním akčním plánu České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů“ jsou pouze orientační.

Aktuálně platný Národní akční plán ČR pro energii z obnovitelných zdrojů (dále též jen Národní akční plán) schválený v roce 2012 navrhuje cíl podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé

konečné spotřebě energie ve výši 13,5 % a splnění cíle podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě v dopravě ve výši 10,8 %.

Aktuálně platný Národní akční plán je sestaven tak, aby naplnil požadované cíle v oblasti využívání energie z obnovitelných zdrojů a to na základě současných a připravovaných reálných projektů a na očekávané reálné predikci budoucího vývoje dané statistickým sledováním trendů s případným zohledněním dotační politiky. V případě fotovoltaických systémů a větrných elektráren je dále požadavek připravovaných projektů konfrontován s bezpečností a spolehlivostí elektrizační soustavy. Národní akční plán tedy není postaven na možných nebo teoretických potenciálech jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů.

Aktuálně platný Národní akční plán z roku 2012 (jednalo se již o jeho aktualizaci, když původní byl schválen vládou v srpnu 2010) již podle ustanovení § 4 odst. 7 a § 24 odst. 5 zákona č. 165/2012 Sb., plnil také regulační funkci provozní podpory energie (elektřiny a tepla) zavedenou tabulkami (C, C.1 a C.2 v příloze č. 1). Hodnoty uvedené v tabulkách C, C.1, C.2 v příloze 1 v Národním akčním plánu jsou závazné pro stanovení podpory elektřiny z jednotlivých druhů OZE podle § 4 odst. 7, stanovení provozní podpory tepla z OZE podle § 24 odst. 5 zákona č. 165/2012 Sb. Ustanovení § 4 odst. 7 zákona je stanoveno tak, aby umožňovalo v dalším období nestanovení podpory elektřiny z OZE pro konkrétní druh OZE v případě překročení nastavených hodnot výroby energie. K uvedenému dojde v případě, že skutečná hodnota výroby elektřiny u konkrétního druhu zdroje uvedená Národním akčním plánu o dva roky dříve než je rok ve kterém se o stanovení podpory na další období rozhoduje překročila předpokládané hodnoty pro tento konkrétní druh OZE uvedené v Národním akčním plánu v roce ve kterém se o stanovení podpory na další období rozhoduje (stejně se použije u tepla z obnovitelných zdrojů).

Výše uvedený záměr byl naplněn a po schválení Národního akčního plánu byla od 1. ledna 2014 zastavena provozní podpora elektřiny ze slunečních elektráren a z bioplynu. Novela zákona č. 165/2012 Sb., která byla schválena v roce 2013, ukončila od 1. ledna 2014 provozní podporu elektřiny pro téměř všechny OZE. Lze tedy konstatovat, že regulační funkce Národního akčního plánu ve vztahu k provozní podpoře elektřiny a tepla zafungovalo podle předpokladu.

Právě probíhající aktualizace Národního akčního plánu navrhuje (předpokládá) podle pracovní verze předložené do meziresortního připomínkového řízení v roce 2020 dosažení 15,9% podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě energie (což je uvedeno v tabulce B v příloze č. 1 Národního akčního plánu) a 10,8% podílu energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě v dopravě (což je uvedeno v tabulkách v části A.3 v příloze č. 1 Národního akčního plánu). Dále zahrnuje předpokládány rozvoj jednotlivých druhů OZE v oblasti elektřiny a tepla do roku 2020 (což je uvedeno v tabulkách v části A.1 a A.2 v příloze č. 1 Národního akčního plánu).

Právě probíhající aktualizace Národního akčního plánu umožní také v souladu s novelou zákona č. 165/2012 Sb. dále pokračovat v provozní podpoře malých vodních elektráren, výroben tepla využívající obnovitelné zdroje a zavést novou provozní podporu tepla, která se vztahuje na užitečné teplo z výroben tepla s instalovaným elektrickým výkonem do 500 kW a využívají bioplyn vznikající z více než 70 % ze statkových hnojiv a vedlejších produktů živočišné výroby anebo z biologicky rozložitelného odpadu.

Z tabulek 22.17 a 22.18 jsou patrné předpokládané hodnoty výroby elektřiny z OZE v jednotlivých letech do roku 2020, když v tabulce 22.17 jsou hodnoty z aktuálně platného Národního akčního plánu a v tabulce 22.18 jsou navrhované hodnoty podle právě probíhající aktualizace Národního akčního plánu. Srovnáním obou tabulek získáme i porovnání, jakou představu o výrobě elektřiny z OZE měla ČR v roce 2010, kdy aktuálně platná Národní akční plán byl zpracováván a jaká je skutečnost a představa nyní. Zajímavé například je, že v roce 2014 přesáhla skutečnost původní plán o více jak 1,2 TJ.

Tabulka 22.17: Hodnoty výroby elektřiny z OZE, se kterými počítá aktuálně platný „Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů“ z roku 2012

ROK		2008 SK	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa (mimo domácnosti)	TJ	4 214	4 275	4 557	5 807	7 762	9 227	10 080	10 654	10 766	10 879	10 991	11 103	11 216
Spotřeba biomasy	tuny	865 116	873 767	984 154	1 321 912	1 915 629	2 303 440	2 506 258	2 643 446	2 676 606	2 709 766	2 742 926	2 776 086	2 809 246
Vodní elektrárny – výpočet	TJ	7 288	8 747	7 594	7 666	7 757	7 867	7 947	7 995	8 041	8 081	8 113	8 153	8 187
Vodní elektrárny – normalizace	TJ	7 417	7 556	7 609	7 612	7 761	7 979	8 128	8 213	8 257	8 162	8 369	8 423	8 364
– instalovaný výkon	MW	1 045	1 036	1 047	1 056	1 072	1 086	1 094	1 099	1 107	1 110	1 115	1 121	1 125
Biologicky rozložitelná část TKO	TJ	42	41	143	379	379	379	379	379	422	641	641	641	641
– instalovaný výkon	MW	2,9	2,9	2,9	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	57,8	81,3	81,3	81,3	81,3
Biologická složka odpadů	tuny	4 944	6 763	48 977	203 844	203 844	203 844	203 844	203 844	226 884	280 384	280 384	280 384	280 384
Bioplyn	TJ	960	1 518	2 247	3 052	3 903	4 707	5 511	6 315	7 120	7 924	8 728	9 532	10 336
– instalovaný výkon	MW	71	94	113	147	177	207	237	267	297	327	357	387	417
Geotermální energie	TJ	0	0	0	0	0	30	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2	66,2
– instalovaný výkon	MW	0	0	0	0	0	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Biokapaliny pro elektřiku	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Větrné elektrárny – výpočet	TJ	882	1 037	1 636	2 010	2 385	2 760	3 135	3 510	3 885	4 260	4 635	5 010	5 385
– normalizace	TJ	0	1 508	2 005	2 499	3 000	3 488	4 014	4 453	4 896	5 340	5 785	6 231	6 678
– instalovaný výkon	MW	150	193	243	293	343	393	443	493	543	593	643	693	743
Fotovoltaické systémy	TJ	47	320	2 080	6 067	6 095	6 113	6 131	6 150	6 168	6 186	6 196	6 205	6 214
– instalovaný výkon	MW	54	460	1 650	1 660	1 665	1 670	1 675	1 680	1 685	1 690	1 690	1 695	1 695
Celkem – výpočet	TJ	13 432	15 938	18 259	24 981	28 281	31 054	33 185	35 004	36 402	37 972	39 305	40 645	41 980
Celkem – normalizace	TJ	13 432	15 219	18 643	25 416	28 900	31 893	34 245	36 165	37 630	39 132	40 711	42 136	43 449

Obrázek 22.18: V době psaní této kapitoly právě probíhá aktualizace platný „Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů“, která ještě nebyla ukončena. Pracovní verze počítá s níže uvedenými aktualizovanými hodnotami výroby elektřiny z OZE.

ROK		2008 SK	2009 SK	2010 SK	2011 SK	2012 SK	2013 SK	2014 SK	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasa (mimo domácnosti)	TJ	4 214	5 027	5 372	6 064	6 542	6 060	7 172	7 221	7 271	7 320	7 370	7 420	7 470
spotřeba biomasy	tuny	865 116	1 063 908	1 253 169	1 350 183	1 458 355	1 396 007	1 504 733	1 604 667	1 615 778	1 626 667	1 637 778	1 648 889	1 660 000
Vodní elektrárny	TJ	7 317	7 577	7 797	7 709	7 845	8 207	8 242	8 365	8 437	8 416	8 676	8 812	8 896
– instalovaný výkon	MW	1 028	1 037	1 048	1 050	1 064	1 079	1 080	1 082	1 084	1 089	1 092	1 099	1 111
Biol. rozložitelná část TKO	TJ	42	39	128	325	312	302	314	314	403	403	403	403	403
– instalovaný výkon	MW	3	3	4	45	45	45	45	45	55	55	55	55	55
Bioplyn	TJ	961	1 589	2 285	3 343	5 284	8 257	9 300	9 645	10 116	10 324	10 531	10 738	10 946
– instalovaný výkon	MW	71	96	118	177	300	361	367	367	374	381	389	396	403
Geotermální energie	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45	50
– instalovaný výkon	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	10
Kapalná biopaliva pro elektriku	TJ	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Větrné elektrárny	TJ	774	1 037	1 234	1 336	1 492	1 656	1 732	1 793	1 863	2 156	3 096	3 740	3 780
– instalovaný výkon	MW	150	193	213	213	258	262	278	278	301	353	525	525	525
Fotovoltaické systémy	TJ	47	320	2 217	7 855	7 735	7 317	7 642	7 649	7 788	7 977	8 211	8 470	8 750
– instalovaný výkon	MW	40	465	1 727	1 913	2 022	2 064	2 067	2 069	2 108	2 161	2 225	2 298	2 375
Celkem	TJ	13 355	15 587	19 032	26 633	29 210	31 798	34 403	34 987	35 878	36 596	38 287	39 628	40 295

Adresa: Švédská 22
150 00 Praha 5

Telefon: 257 116 111

Fax: 257 310 589

IČ: 45797340

E-mail: info@euroenergy.cz

DIČ: CZ45797340

URL: <http://www.euroenergy.cz/>

<http://www.euroenergy.eu/>

CHARAKTERISTIKA

Euroenergy je soukromá česká společnost založená v roce 1992.

Poskytuje komplexní poradenství v oblasti energetiky a to zejména v oblasti:

- řízení projektů
- strategické a koncepční
- ekonomické
- finanční
- technické

Působí jako poradce:

- domácích a zahraničních společností s obchodními zájmy v energetickém sektoru
- české státní správy
- mezinárodních institucí

Reprezentuje domácí a zahraniční společnosti.

Klíčové vlastnosti Euroenergy:

- výjimečné kontakty na rozhodující osobnosti z oboru a osobnosti státní správy
- jedinečné zkušenosti zejména v českém energetickém sektoru
- dokonalá znalost místních poměrů
- kombinace českých a zahraničních odborníků

HLAVNÍ NÁPLŇ ČINNOSTI

- řízení a financování projektů
- studie proveditelnosti, předběžné studie proveditelnosti, studie příležitosti
- podnikové poradenství
- státní poradenství
- poradenství při fúzí a akvizicích (M&A)

23 DECENTRALIZOVANÉ ZDROJE V ENERGETICE A CHYTRÉ SÍTĚ

Tomáš Jícha, Pavel Šolc

23.1 Decentralizované zdroje a jejich uplatnění v ČR

Decentralizované zdroje v energetice jsou fenoménem, který přinesl prudký technologický vývoj v posledních patnácti letech zejména v oblasti obnovitelných zdrojů a energetické účinnosti a který zásadním způsobem ovlivní budoucí podobu energetického sektoru. Jsou to zdroje s instalovaným výkonem jednotek kW až jednotek MW připojené do distribučních sítí na hladinách nízkého napětí (nn) a vysokého napětí (vn). V širším slova smyslu někdy započítáváme i zdroje o instalovaném výkonu nižších desítek MW.

Historický vývoj vedl postupně k výstavbě velkých elektráren, neboť se vždy jednalo o speciální technické dílo s množstvím stavebních a montážních prací přímo v místě instalace a tím pádem s náklady, které se zvyšujícím se jednotkovým výkonem rostly méně než výkon samotný, takže jednotkové náklady na instalovaný výkon jednoho MW postupně klesaly. Projevoval se zde známý ekonomický efekt úspor z velikosti. Proto elektrárenské jednotky na uhlí, které bylo zcela dominantním zdrojem, byly postupně zvyšovány od úrovně okolo 20 až 30 MW před druhou světovou válkou, přes jednotky o výkonu 50 MW v padesátých letech, 100 MW v šedesátých letech, 200 MW v sedmdesátých letech až po uhelnou jednotku 500 MW u Mělníka, která byla na dlouhou dobu posledním uhelným zdrojem v ČR. Až v roce 2016 bude spuštěn nový uhelný blok o výkonu 660 MW v Ledvicích. V osmdesátých letech se postavily jaderné bloky 440 MW v Dukovanech a v devadesátých letech vývoj dospěl k jednotkovým výkonům 1000 až 1500 MW v jaderných blocích a 600 až 1000 MW v moderních uhelných blocích. Již od sedmdesátých let se také stavěly paroplynové bloky na zemní plyn, které byly jednodušší, s vyšší mírou prefabrikace a nižší mírou prací na stavbě, takže jejich jednotkové výkony byly méně standardizované. Byly dány výkonem plynové turbíny a dostupnými typovými výkony. Menší výkonu v řádu jednotek až desítek MW byly odvozeny od leteckých turbín, větší jednotky od 50 MW až do 300 MW byly již speciálně konstruovány pro využití v energetice. Všechny tyto zdroje byly připojovány na vyšší napěťové hladiny. Obvykle zdroje pod 50 MW do distribučních sítí vysokého napětí, zdroje nad 50 MW do distribučních sítí velmi vysokého napětí (v ČR 110 kV) a zdroje nad 100 MW do přenosové soustavy (napěťové hladiny 220 kV a 400 kV). Do sítí nízkého napětí nebyly připojeny prakticky žádné zdroje. K menším zdrojům patřily historicky pouze malé vodní elektrárny velmi širokého výkonového rozsahu, odpovídajícího hydrologickým podmínkám daného místa, z nichž některé byly připojeny do sítí nn. Jednalo se ale jen o malé množství jednotek.

Decentralizované zdroje ve větším měřítku se začaly objevovat postupně od osmdesátých let. Zpočátku se rozvíjely menší zdroje na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla založené na spalování zemního plynu. Menší jednotky o výkonu desítek až stovek kW využívaly plynové spalovací motory, větší zdroje pak menší plynové turbíny. Hlavní nástup decentralizovaných zdrojů ale přišel s rozvojem obnovitelných zdrojů. Masivní dotace i nepřímé podpory zajistily návratnost i velmi

drahých technologií a umožnily jejich instalace v masovém měřítku. To sice vyvolalo obrovské náklady, které ponese daňoví poplatníci i spotřebitelé elektřiny ještě velmi dlouhou dobu, ale na druhé straně to přispělo k velmi rychlému rozvoji těchto technologií a k poklesu jejich investičních nákladů. Nejvyspělejší z těchto technologií již se ve velmi specifických podmínkách vyrovnávají výrobními náklady s výrobou z klasických zdrojů. Jedná se zejména o větrné a fotovoltaické elektrárny. Zde je ale nutno poznamenat, že jejich proměnlivý charakter výkonu závislý na počasí a slunečním svitu neumožňuje dodávat elektřinu podle potřeb spotřebitelů. K vyrovnání výkyvů je nutné zajistit její skladování, takže při započtení nákladů na skladování jsou i nejlevnější zdroje stále ještě nákladově výše, než konvenční zdroje. Lze však očekávat další bytí již mírný pokles nákladů těchto technologií a také pokles nákladů na skladování, takže pro spotřebu s nižším využitím maxima, jakou představuje třeba spotřeba domácností či spotřeba elektřiny ve službách nebo drobné výrobě představují tyto technologie perspektivní zdroj do budoucna.

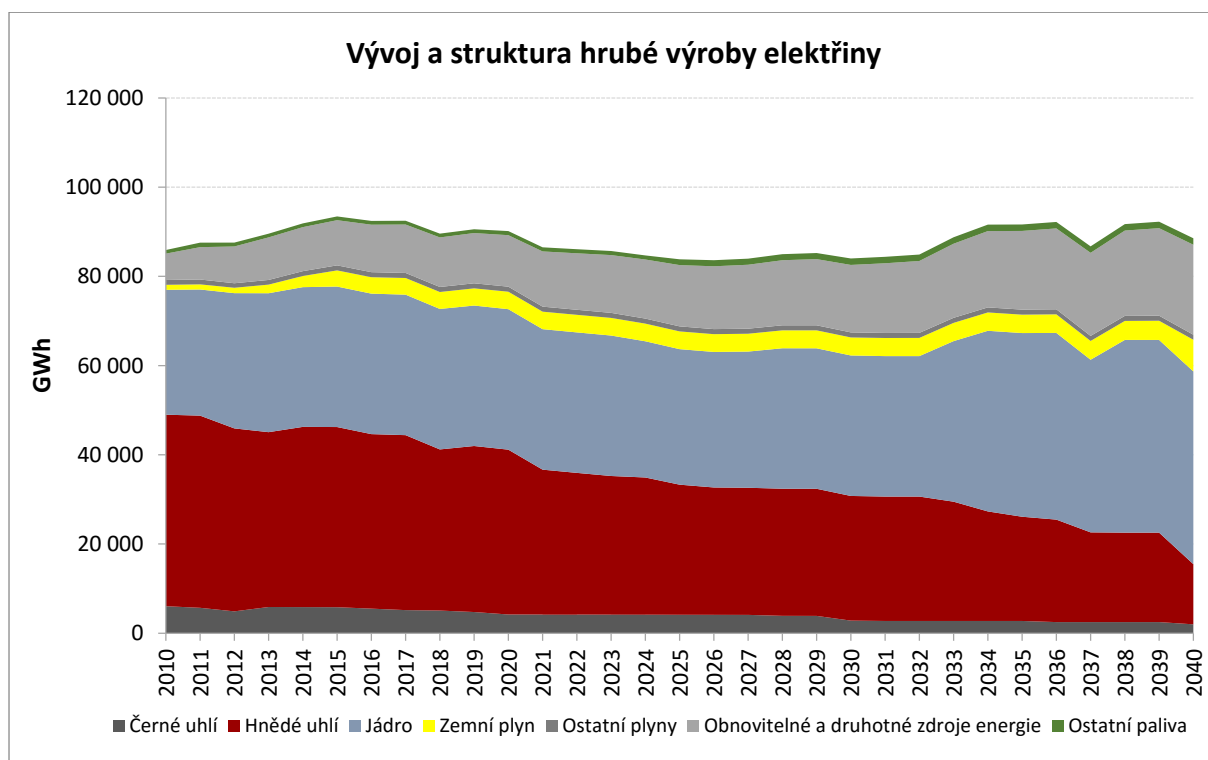
Decentralizované zdroje elektřiny lze rozdělit do těchto kategorií:

- **Obnovitelné zdroje:**

- **Větrné elektrárny** – jde o zdroje s jednotkovým výkonem od desítek kW do jednotek MW (3 až 5 MW) využívající energii větru. Ve větrných oblastech se obvykle sdružují do větrných parků o celkovém výkonu v řádu desítek MW. Vyznačují se proměnlivým výkonem závislým na síle větru a řadí se tedy do kategorie tzv. intermitentních zdrojů, které vyžadují při masovém nasazení nějakou formu zálohování či skladování elektřiny.
- **Fotovoltaické elektrárny** – jde o zdroje o jednotkovém výkonu od cca 2 kW. Jsou modulární a lze z nich vytvořit elektrárnu o prakticky libovolném výkonu (v ČR je maximální výkon 36 MW). S ohledem na potřebu záboru poměrně velkého množství půdy a potřebu ochrany zemědělského půdního fondu je s energetické koncepcí záměr umísťovat tyto zdroje pouze na stavby či průmyslové plochy. Tím se budoucí velikost takových zdrojů omezuje fakticky na maximální jednotkový výkon v řádu jednotek MW. Vyznačují se proměnlivým výkonem závislým na slunečním svitu a řadí se tedy do kategorie tzv. intermitentních zdrojů, které vyžadují při masovém nasazení nějakou formu zálohování či skladování elektřiny.
- **Malé vodní elektrárny** – typicky jde o zdroje od desítek kW do jednotek MW, striktně vázané na lokální podmínky. Jde o zdroje v zásadě předvídatelného charakteru provozu. I zde je však významná vázanost na hydrologické a klimatické podmínky, takže z hlediska spolehlivosti dodávky jsou sice lepší než typicky intermitentní zdroje, ale horší než konvenční zdroje s kontrolovatelným přísunem primární energie.
- **Geotermální elektrárny** – zatím není v komerčním provozu žádná taková elektrárna v ČR a ani ve výhledu není pravděpodobné velké rozšíření s ohledem na geologické podmínky ČR. Uvažuje se o jednotkovém výkonu jednotek až nižších desítek MW. Tyto zdroje mají predikovatelný výkon v pásmu základního zatížení.
- **Elektrárny spalující biomasu** – zdroje s jednotkovým výkonem od stovek kW až do nižších desítek MW. Obvykle pracující v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tyto zdroje mají predikovatelný výkon v pásmu základního zatížení.
- **Bioplynové elektrárny** – zdroje s jednotkovým výkonem od stovek kW až do jednotek MW. Obvykle pracující v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tyto zdroje mají predikovatelný výkon v pásmu základního zatížení.

- **Elektrárny na skládkový plyn** – zdroje s jednotkovým výkonem od stovek kW až do jednotek MW. Obvykle pracující v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tyto zdroje mají predikovatelný respektive spíše vynucený charakter výkonu v pásmu základního zatížení.
- **Elektrárny na kalový plyn z čistíren odpadních vod** – zdroje s jednotkovým výkonem od stovek kW až do jednotek MW. Obvykle pracující v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tyto zdroje mají predikovatelný až vynucený charakter výkonu v pásmu základního zatížení.
- **Kogenerační jednotky na fosilní a druhotné zdroje:**
 - **Paroplynové elektrárny na zemní plyn** – s jednotkovým výkonem od stovek kW do jednotek či nižších desítek MW. Tyto zdroje mají predikovatelný výkon v pásmu pološpičkového až základního zatížení. Spadají sem ale i malé plynové turbíny se špičkovým charakterem dodávky.
 - **Elektrárny na spalování odpadu** – obvykle jde o výkony v desítkách MW. V budoucnu se ale očekávají nové technologie umožňující efektivní provoz jednotek v řádu stovek kW až jednotek MW.
 - **Elektrárny na topné oleje** – jsou zařazeny pro úplnost. Typicky v řádu stovek kW až jednotek MW. Jde typicky o záložní zdroje nebo zdroje se špičkovým charakterem výroby.
 - **Mikrokogenerační jednotky** – jedná se o nové technologie s jednotkovým výkonem obvykle okolo desítek kW, které se hodí do domácností a služeb. Technologie se teprve začínají uplatňovat, ale očekává se jejich značný rozvoj.

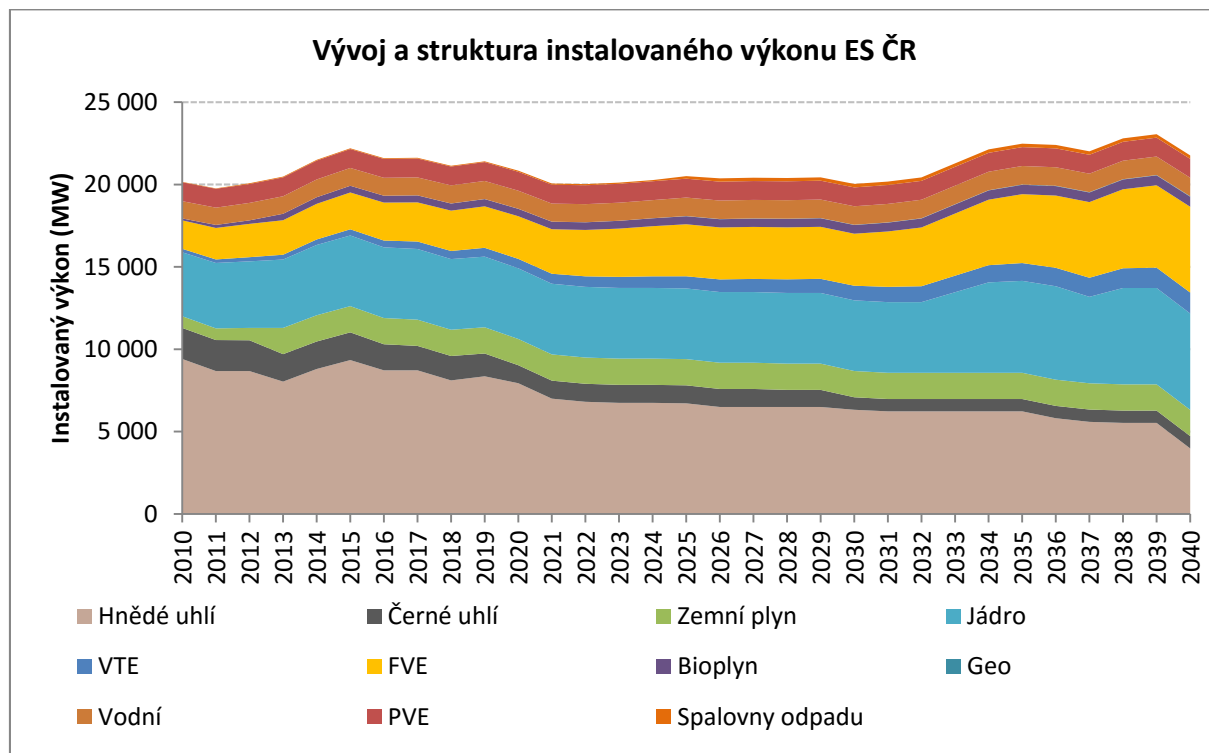
Obrázek 23.1 (zdroj: Státní energetická koncepce)



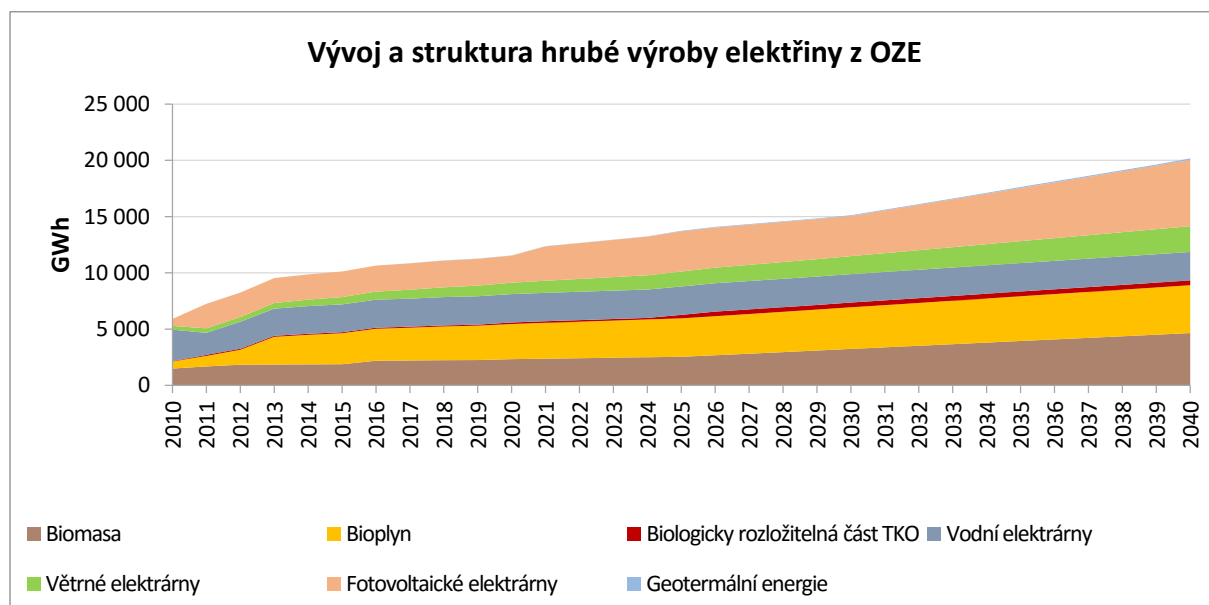
Státní energetická koncepce ČR, chválená vládou v květnu 2015, která definuje energetickou strategii ČR, do roku 2040 počítá s významnou změnou struktury zdrojů danou postupným odkláněním od fosilních zdrojů, zejména uhlí a s rozvojem právě všech forem decentralizovaných zdrojů. Struktura výroby elektřiny podle zdrojů by se měla mezi roky 2012 a 2040 významně změnit, jak dokumentuje obrázek 23.1.

Ještě významnější je změna ve struktuře instalovaných výkonů znázorněná na obrázku 23.2.

Obrázek 23.2 (zdroj: Státní energetická koncepce)



Graf 23.3 (zdroj: Státní energetická koncepce)



Samotný rozvoj obnovitelných zdrojů pak ukazuje graf 23.3.

23.2 Dopady rozvoje decentralizovaných zdrojů a opatření na jejich integraci do energetického systému

S masívním nástupem decentralizovaných zdrojů dochází k zásadním změnám v energetice, se kterými je nezbytné počítat, a přizpůsobit jim energetický systém. Hlavními dopady jsou:

- změna ve struktuře zdrojů z hlediska velikosti výkonů a v dostupnosti regulačních služeb – dopad na regulaci v oblasti činných výkonů a frekvence;
- změna ve struktuře zdrojů z hlediska místa připojení a kvality dodávky elektřiny – dopad na regulaci jalových výkonů a napětí a také monitorování kvality napěťové sinusovky;
- změna v charakteru a rozsahu spotřeby elektřiny – dopad na změnu výběru síťových poplatků a strukturu regulovaných tarifů.

23.2.1 Změna ve struktuře výkonů a v dostupnosti regulačních služeb

V oblasti regulace činných výkonů je vhodné srovnat základní charakteristiky „staré“ energetiky s převahou velkých konvenčních zdrojů a „nové“ energetiky s významným zastoupením decentralizovaných zdrojů:

Dnešní energetika:

- velké zdroje řízené dispečinkem s možností regulace výkonu (cca 40 až 70 % výkonu), tvoří cca 65 % výkonu a 87 % dodávky,
- převažují zdroje nad 100 MW, dostupnost nad 90 %,
 - toky z přenosové do paprskovitých distribučních sítí → koncept dodávky spolehlivosti a řízení napětí,
- dostatek kinetické energie pro zabezpečení zkratových proudů (tvrdá síť),
- centrálně dostupné regulační výkony 10 až 20% zatížení (krátkodobé) a dalších cca 10 % (dlouhodobé) – výpadek zdroje nebo uzlové rozvodny,
- nezávislá spotřeba (očekává, že bude vždy pokryta, regulačním prvkem je hodinová cena),
- průběhové měření umožňující (čtvrt)hodinové měření pouze u větších spotřebitelů, přenos dat jen u velkých.

Budoucí energetika:

- velké zdroje tvoří < 50 % výkonu a < 60 % dodávky,
- centrálně dostupné regulační výkony 5 až 10% zatížení (vnitrohodinové) a dalších cca 5 až 10 % (hodinové),
- v decentrálních zdrojích převažují zdroje pod 100 kW v sítích nízkého napětí,
- nízká dostupnost a stabilita výkonu = vysoké odchylky,
- nemožnost řízení decentrálních zdrojů z centrálního dispečinku,
- toky uvnitř sítí nn a vn i z DS do PS – kolísání napětí, nedostatečné zkratové výkony, nerovnováha mezi fázemi,

- průběhové měření umožňující (čtvrt)hodinové měření s dálkovým i místním přenosem dat u všech spotřebitelů.

Z porovnání vyplývá, že pro zajištění regulace činných výkonů je nezbytné:

- zapojit významnou část decentrálních zdrojů do řízení, a to nepřímým způsobem (buď skupinové řízení pro velkou skupinu malých zdrojů tvořících tzv. virtuální blok) nebo částečné řízení rovnováhy výroby a spotřeby již na úrovni uzlů distribuční sítě;
- zapojit do řízení rovnováhy významnou část spotřeby tak, aby v dobách s nižší dodávkou decentralizovaných zdrojů byla přesunuta do období s vyšší dodávkou;
- vybudovat dostatečné skladovací a záložní kapacity umožňující doplnit chybějící výkon v případě nepříznivých klimatických podmínek.

Rozsah změn dokumentuje tabulka 23.4 převzatá z Národního akčního plánu pro chytré sítě, která představuje očekávaný vývoj instalovaného výkonu pro jednotlivé kategorie decentralizovaných zdrojů a to ve dvou scénářích. Nižší nepředpokládá významný technologický vývoj a preferenci větších zdrojů, referenční scénář, který je odvozen od Státní energetické koncepce počítá s významným rozvoje decentrálních zdrojů.

Tabulka 23.4 (zdroj: Národní akční plán pro chytré sítě)

	2013		2020		2030		2040	
	N	R	N	R	N	R	N	R
Biomasa	331	433	466	545	649	657	930	
Bioplyn	392	464	534	474	574	484	604	
Biologicky rozložitelný komunální odpad	30	56	56	200	200	200	200	
Fotovoltaické elektrárny	2 132	2 302	2 404	2 403	3 657	2 505	5 884	
Větrné elektrárny	270	488	507	618	799	748	1 146	
Mikrokogenerace	4	121	303	243	607	364	910	
Vodní elektrárny bez přečerpávacích z toho malé vodní	1 083	1 097	1 097	1 098	1 098	1 100	1 100	
	356	369	369	370	370	372	372	
Geotermální	0	3	4	8	12	16	23	

23.2.2 Změna ve struktuře zdrojů z hlediska místa připojení a kvality dodávky elektřiny

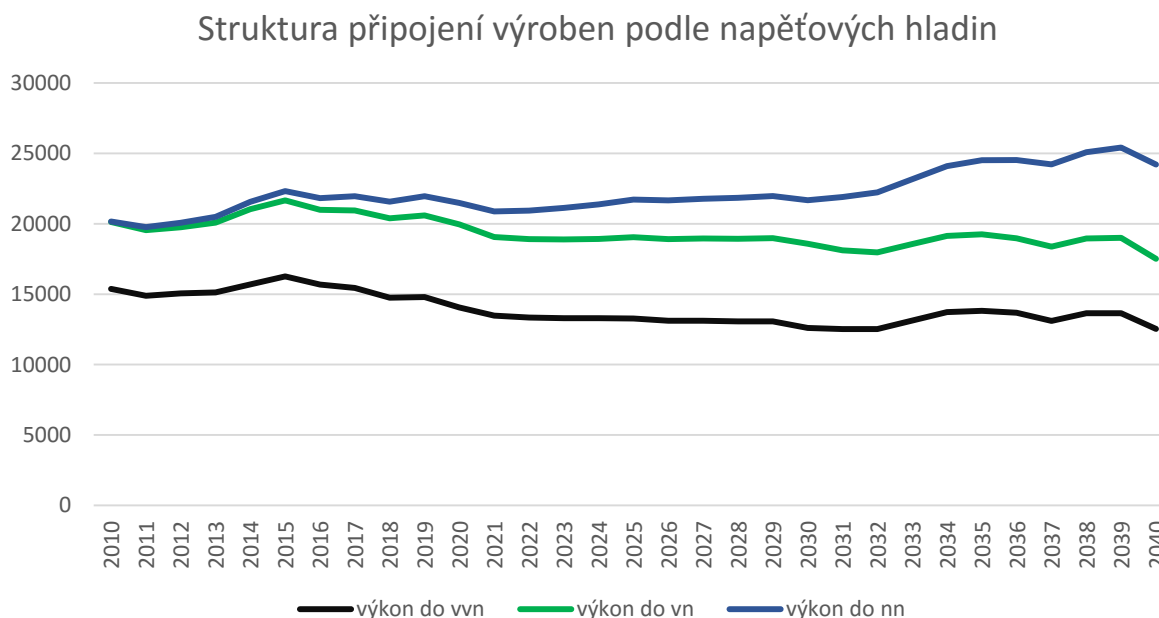
K zásadním změnám dochází i v oblasti propustnosti distribučních sítí a regulaci napětí. V klasické energetice byla většina zdrojů připojena do přenosové soustavy, případně do sítí velmi vysokého napětí distribuční soustavy. Měření a regulace napětí byla automaticky zajišťována v přenosové soustavě, v případě potřeby i v distribuční síti 110 kV. Na napětové úrovni vn a nn měření a řízení napětí není instalováno. S připojením decentralizovaných zdrojů se ale mění napětové poměry zejména v sítích nn a vn a dochází i k přetokům z nižších do vyšších napětových hladin, což v klasické energetice systematicky neexistovalo. Rozsah změn signalizuje graf 23.5, který modeluje strukturu zdrojů z hlediska napětových hladin připojení.

Pro integraci tohoto rozsahu decentralizovaných zdrojů a současně udržení kvality dodávky elektřiny je nezbytné zásadním způsobem modernizovat distribuční sítě, a to zejména v oblasti:

- měření a řízení napětí na úrovni nn (měřicí systémy na všech trafostanicích, přenosy dat, prvky řízení napětí, vyhodnocování účinnků v odběrných a předacích místech);

- topologie sítě zajišťující spolehlivost – mřížová struktura v oblastech s hustým osídlením, dálkově řízené odpojovače, přepínače odboček transformátorů, vícebodové napájení;
- řídicích systémů zajišťujících zpracování a vyhodnocování dat a vlastní řídicí povely.

Graf 23.5



23.2.3 Změna v charakteru a rozsahu spotřeby elektřiny – dopad na změnu výběru síťových poplatků a strukturu regulovaných tarifů

Současná tarifní struktura existuje od počátku tohoto století, když ale její základy pocházejí ze 70. let století minulého. Větší část poplatků za síť je hrazena variabilní složkou ceny, ale přitom větší část nákladů sítě je fixní. V klasické energetice, kde samovýroba byla okrajovou záležitostí, nebylo tak rozhodující, zda síťové poplatky budou hrazeny za připojovací kapacitu nebo za proteklou energii. Z historických a sociálních důvodů byla větší část poplatků za síť hrazena za spotřebovanou elektřinu, což mělo zvýhodňovat sociálně slabé spotřebitele s nízkou spotřebou elektřiny. Byla to tedy vědomá křížová dotace. V době, kdy decentralizované zdroje umožňují vlastní spotřebu, a tedy snížení odběru ze sítě, dochází naopak k tomu, že bohatší spotřebitelé, kteří si mohou dovolit investovat do vlastního zdroje, minimalizují své platby, ale jejich připojovací kapacita zůstane stejná a tím i náklady sítě na to, že garantuje maximální odběr, jen se rozprostřou na ostatní spotřebitele. Tento systém tak působí jako inverzní křížová dotace a poškozuje sociálně slabší. Zvýhodňuje tedy spotřebitele elektřiny s vlastní výrobou na úkor ostatních, čímž dochází ke křížovému dotování jedné skupiny zákazníků na úkor druhé, aniž by byla vytvářena reálná úspora nákladů distribuce. Navíc nevede k racionálním požadavkům zákazníků, čímž zvyšuje zbytečně náklady systému (rezervovaný příkon zákazníků na VVN a VN je cca dvojnásobný proti skutečné velikosti odběrů = měřené maximum).

Dopady byly simulovány pro:

- Instalovaný výkon FVE na hladině NN 6 000 MW, výroba 6 TWh.
- FVE jsou instalovány cca v 60 % odběrných míst zákazníků.
- Spotřeba vyrobené elektřiny v odběrném místě variantně 50 % a 100 %.

Výpočet je proveden podle stávající metodiky stanovení regulovaných tarifů za přenos a distribuci a jeho výsledky jsou zachyceny v tabulce 23.6.

Tabulka 23.6 (zdroj: NAP SG)

PODÍL VÝROBY SPOTŘEBOVANÝ V ODBĚRNÉM MÍSTĚ	ZMĚNA CENY DISTRIBUCE NA VVN A VN	ZMĚNA PLATBY ZA DISTRIBUCI NA NN BEZ FVE	ZMĚNA PLATBY ZA DISTRIBUCI NA NN S FVE
50 %	+15 %	+12 %	-38 %
100 %	+15 %	+55 %	-16 %

Z tabulky vyplývá, že v případě 50% vlastní spotřeby domácích zdrojů by platby jejich vlastníků za služby sítě poklesly o 38 %, zatímco platby ostatních spotřebitelů bez možnosti instalovat si vlastní zdroj (obyvatelé bytových domů, sociálně slabší obyvatelé atd.) by platili za služby sítě o 12 % více a současně by došlo i ke zvýšení ceny služby sítí na vyšších napěťových hladinách (pro podniky) o 15 %.

Je tedy zřejmé, že pro dlouhodobou udržitelnost je nezbytné provést tarifní reformu.

Její cílem by mělo být:

- **Motivace zákazníků** k optimalizaci svých požadavků na distribuční soustavu spolu s optimalizací výroby a spotřeby.
- **Efektivnost provozu a rozvoje přenosové a distribuční soustavy**, která spočívá v přeměrování investic ze stávajících silových prvků sítí do nových technologických prvků sítí (Smart technologie), díky motivaci zákazníků k optimalizaci svých požadavků na distribuční soustavu, což má dlouhodobě pozitivní dopad na stabilitu regulovaných cen a rozvoj nových tržních služeb.
- **Spravedlivý a transparentní přístup** ke všem zákazníkům, který současný systém postrádá, když v současném tarifním systému samovýrobci přenášejí náklady sítě na odběratele bez samovýroby.
- **Odolnost** vůči zneužití, když například motivace zákazníka ke snižování odběru elektřiny při zachování původních výkonových požadavků na síť nebo obcházení podmínek přidělení zvýhodněných sazeb (podmínky sazeb jsou v současné tarifní struktuře velice problematicky kontrolovatelné).
- **Dlouhodobě stabilní cenové signály** – ceny služeb vycházející z nákladů a adresnost v rámci možností.

Pro integraci decentralizovaných zdrojů je pak nezbytné zajistit:

- minimalizaci administrativních bariér – rychlé připojení,
- vybudování chytrých sítí umožňujících integraci velkých výkonů při udržení kvality dodávky elektřiny,

- rovnováhu mezi centrální a decentrální energetikou,
- podporu rozvoje zdrojů flexibility formou tržních nástrojů (akumulace, špičkové zdroje) – cena nedostatku = vysoká cena odchylky,
- tarifní reformu zabraňující křížovým dotacím,
- obnovu funkčnosti trhu s elektřinou,
- rozvoj obchodních produktů.

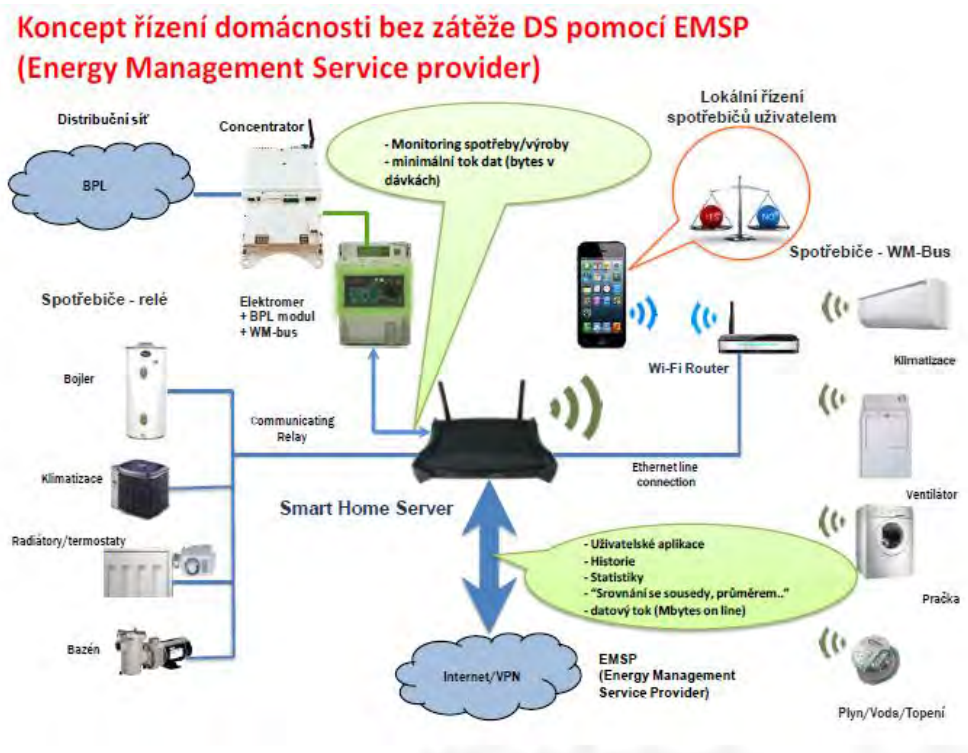
23.3 Chytré sítě

Základními požadavky kladenými na energetický sektor jsou:

- bezpečná a spolehlivá dodávka energií, jejich dostupnost (zahrnující i problematiku konkurenceschopnosti),
- otázky související s ochranou životního prostředí.

Při realizaci těchto požadavků se ve strategiích EU významně počítá s využitím chytrých sítí, tzv. Smart Grids (SG). Cílem chytré sítě je integrace požadavků, chování a činností uživatelů sítě (zákazník, výrobce, obchodník) a ostatních zainteresovaných stran a účinného zajištění trvalé, ekonomické, bezpečné a spolehlivé dodávky elektřiny. Smart Grid se skládá z přenosových a distribučních soustav vybavených jistým stupněm inteligence (automatizace, komunikace a regulace).

Obrázek 23.7 (zdroj: Národní akční plán pro chytré sítě)

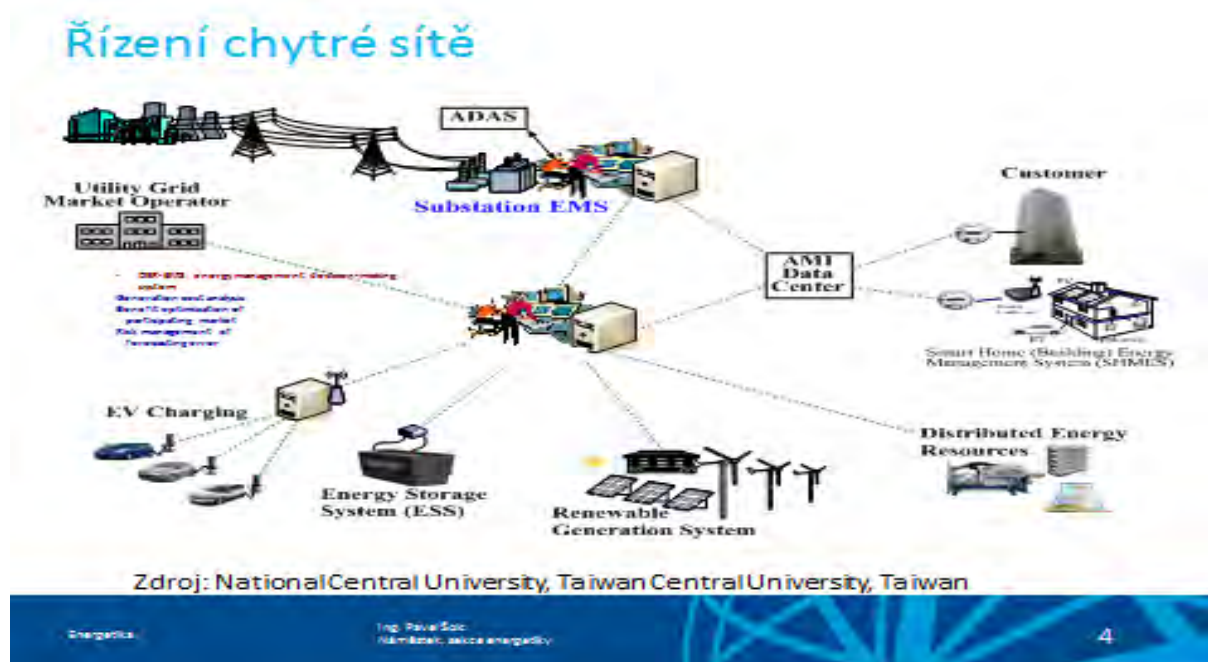


Chytré sítě jsou tedy postaveny na obousměrné komunikaci spotřebitelů, výrobců, obchodníků a provozovatelů sítí s cílem sladit na základě tržních signálů výrobu a spotřebu elektřiny v každé obchodní periodě (hodině, čtvrt hodině). Tedy to, co dnes probíhá na velkoobchodním trhu mezi výrobcí, velkými spotřebiteli a obchodníky, kteří nakupují a prodávají elektřinu na základě nabídky a poptávky a s respektováním tržních cen každou hodinu přenést na úroveň malých spotřebitelů a výrobců na nízkém napětí. Samozřejmě, že zatímco u velkých hráčů tuto činnost zajišťují školení pracovníci (sledování cen, nákupy, prodeje, optimalizace spotřeby či výroby), u malých účastníků toto musí zařídit domácí systémy řízení spotřeby či výroby energie, takzvané EMS (Energy Management System). Schematicky takový EMS znázorňuje obrázek 23.7.

EMS komunikuje s obchodníkem, sděluje u potřebu energie či dostupnost dodávky a „poslouchá“ jeho cenové signály v každé obchodní hodině či čtvrt hodině, a podle toho přizpůsobuje část spotřeby, která je v čase přesunutelná, řídí výrobu domácích zdrojů a nabíjení akumulátorů nebo akumulaci do tepelných systémů.

Komunikace mezi účastníky trhu a operátory pak může fungovat třeba tak, že systém řízení zákazníka komunikuje s obchodníkem ohledně spotřeby a výroby energie a s distributorem ohledně propustnosti a kvalitativních parametrů sítě. Zákazník pak může kromě participace na trhu s elektřinou distributorovi nabízet i regulační služby pro řízení sítě.

Obrázek 23.8



Samostatnými účastníky pak jsou provozovatelé akumulátorů, kteří nabízejí službu „flexibility“, tedy schopnost reagovat na přebytky či nedostatky a vyrovnávat rovnováhu.

Dne 18. května 2015 vláda ČR schválila aktualizovanou Státní energetickou koncepci („SEK“), která je základním stavebním kamenem strategie energetiky ČR. V koncepci je mj. vzhledem k možným očekáváním na evropském trhu uveden také úkol zpracovat „Národní akční plán implementace inteligentních sítí“ („NAP SG“), který má být zajištěn Ministerstvem průmyslu ČR („MPO“).

NAP SG společně s řadou dalších strategických a koncepčních materiálů tvoří jeden z velmi důležitých dokumentů popisujících strategii státu v oblasti inteligentních sítí s jasnou vazbou na celkovou strategii státu v oblasti energetiky, uvedenou v SEK.

NAP SG byl v roce 2015 schválen vládou ČR a je strukturován do následujících částí:

- Předpokládaný vývoj energetického sektoru:
 - Období do roku 2019.
 - Období od roku 2020 do 2024.
 - Období od roku 2025 do 2029.
 - Období od roku 2030 do 2040.
 - V každém období je stručně charakterizován očekávaný vývoj energetického sektoru ČR, a to v souladu s ASEK. Variantně k ASEK je uvažován i scénář provozu pouze jedné JE Temelín po ukončení provozu JE Dukovany do roku 2040 (tj. do roku 2040 není dána do provozu žádná nová JE).
 - Nové technologie a jejich implementace budou znamenat vícenáklady na straně provozovatelů sítí, které jsou vždy v každém časovém období vyčísleny.
 - Rozvoj a využití inteligentních sítí se ale neobejde bez vícenákladů i na straně uživatelů sítí. Ty již vyčísleny v tomto materiálu nejsou, protože jejich rozsah bude záviset na chování a rozhodování uživatelů sítí.
- Popis prostředí a podmínek pro cílové řešení SG v ČR (vychází z rozsáhlejších analytických podkladů, které tvoří přílohu č. 1 NAP SG).
- Plán realizace SG v ČR:
 - Období do roku 2019:
 - z hlediska realizace SG přípravné období,
 - budou dokončeny potřebné analýzy,
 - bude navržen a odsouhlasen cílový model realizace SG v ČR,
 - budou dokončeny a vyhodnoceny pilotní projekty,
 - podle uzavřeného závazku bude součástí tohoto procesu i zpracování projektu implementace AMM,
 - v rámci rozvoje a obnovy DS a PS bude v tomto období důležité respektovat budoucí potřeby SG (výměny elektroměrů, úpravy DŘS),
 - dále jsou v NAP SG uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti.
 - Období 2020–2024:
 - bude podle schváleného projektu řízeně pokračovat realizace odsouhlaseného cílového modelu SG po aktualizaci k roku 2019,
 - veškerý rozvoj a obnova PS a DS bude probíhat již v souladu s potřebami realizace SG,

- na konci období by mělo být osazeno cca 30 % odběrných míst v sítích nn technologií AMM (v sítích vn všechna) s komunikačním pokrytím pro cca 60 % sítí nn,
 - dále jsou v NAP SG jsou uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti.
- Období 2025–2029:
 - bude ukončena realizace odsouhlaseného cílového modelu SG (s časovou rezervou do roku 2035),
 - veškerý rozvoj a obnova PS a DS probíhá v souladu s potřebami realizace SG,
 - předpokládá se relevantní rozvoj akumulace a elektromobility,
 - na konci období by mělo být osazeno prakticky 100 % odběrných míst technologií AMM,
 - dále jsou v NAP SG jsou uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti.
 - Období 2030–2040:
 - bude provedeno vyhodnocení realizace cílového modelu SG k roku 2030 a odsouhlaseny možné korekce modelu,
 - budou dokončovány implementační práce v souladu s odsouhlaseným modelem SG a výsledky vyhodnocení jeho realizace,
 - náklady vynakládané v tomto období do sítí PS a DS souvisí kromě dokončovacích prací implementace SG zejména s potřebou investic v souvislosti s nárůstem OZE (FVE a VTE),
 - dále jsou v NAP SG jsou uvedeny vybrané cíle související s přípravou a realizací SG včetně legislativní oblasti.
- Opatření:
 - S přihlédnutím k cílům NAP SG, kterými jsou:
 - vytvoření koncepce rozvoje inteligentních systémů a prvků v energetice ČR,
 - vytvoření časového plánu přípravy a realizace navrhovaných kroků a opatření ve vazbě na Státní energetickou koncepci,
- byla stanovena opatření uvedená v členění na opatření „akční“, kdy se jedná o činnosti směřující k předem stanoveným cílům, a „podpůrná“, která zahrnují především různé analýzy, zpracování podkladových materiálů pro další rozhodování apod.
- MPO ve spolupráci s ostatními orgány státní správy, odpovědnými za realizaci NAP SG, bude vyhodnocovat postup realizace (viz termíny v kartách opatření v dokumentu NAP SG).

- MPO bude informovat vládu následujícím způsobem:
 - Výsledky průběžného hodnocení předloží MPO vládě ve Zprávě o průběžném hodnocení NAP SG do 31. 12. 2017.
 - Návrh aktualizovaného plánu realizace NAP SG předloží MPO vládě do 31. 12. 2019.

Kromě výše uvedených částí obsahuje NAP SG rozsáhlou analytickou část, ve které jsou detailně analyzovány následující oblasti:

- Stávající a navrhovaný legislativní rámec ČR a EU včetně připravované klíčové dokumentace.
- Bilance ES ČR a klíčové faktory mající vliv na bilanci.
- Vývoj dalších oblastí energetiky ČR.
- Budoucí stav ES ČR a její flexibilita s novými technologiemi.
- Model trhu a jeho možná změna.
- Současný a možný budoucí model regulace včetně tarifů.
- Zkušenosti z pilotních projektů.

Účelem této kapitoly není detailně popisovat NAP SG, avšak upozornit na oblasti, kterými se zabývá, a zejména pak časové a věcné hledisko řešení zásadních otázek a z nich plynoucích kroků a opatření.

Technické podmínky pro provoz elektrizační soustavy jsou následující:

- Bilance výkonu zdrojů (dostatek výkonu pro krytí spotřeby - časově).
- Výkonové číslo ES (schopnost stabilního chodu, řízení a stabilita frekvence v ES).
- Dostatek regulačního výkonu v ES.
- Regulace U/Q na úrovni PS i DS a její koordinace.
- Dostatečný zkratový výkon v PS i DS.
- Dostatečné přenosové kapacity v PS i DS (pro zdroje, spotřebu, výměny i obchod).
- Spolehlivost napájení ze sítí PS, DS (N – 1).
- Dostatečné dispečerské řízení na úrovni PS i DS pro potřeby ES (propojenost a bezpečnost).
- Dostatečná kvalita dodávek elektřiny (flickr, kvalita napěťové sinusovky, kolísání napětí, ...).
- Bezpečnost provozu ES (PS, DS) – technické podmínky/normy.
- Odolnost ES proti velkým poruchám (plán obrany, ..., ostrovní provoz, tlumení kývání).
- Dostatek zdrojů schopných obnovy ES (start ze tmy, ...).
- Schopnost obnovy provozu ES po velkých poruchách (plán obnovy, ovladatelnost zdrojů, fázování velkých ostrovů).

Technické veličiny sledované ze strany provozovatelů soustav jsou následující:

- Frekvence sítě (udržování, odchylka).
- Úroveň napětí v síti (velikost, odchylky, rychlé změny, poklesy, ...).
- Dostatečný objem a rezerva podpůrných služeb (PpS – PR, SR, MZ, ...).
- Toky výkonů výkonu v soustavě (po vedeních, zatěžování transformátorů).
- Saldo soustavy (odchylka salda) – bilance.
- Hodnota zkratového výkonu (max – pro dimenzování, min – pro vybrané odběry).
- Mezní hodnoty přenosů po trafech PS/110 kV mezi PDS a PPS.
- Regulační rozsah Q zdrojů pro řízení napětí (na obě strany – dodávka, odběr).
- Regulační rozsah odboček na transformátorech (rezerva do kr. odbočky).
- Přerušení zabezpečení vyvedení zdrojů.
- Účinník odběrů (a dodávek, ...).
- Ukazatele spolehlivosti dodávky odběratelům (SAIDI, SAIFI).
- Nesymetrie napájecího napětí.
- Harmonická napětí.
- Flickr.
- Impedance smyčky (obvodu).
- Úroveň šíření signálu HDO.

Jak je z výše uvedeného patrné, jde o velmi komplexní soubor technických podmínek a veličin, které musí být na straně výrobních zdrojů (výroby) a spotřebičů (spotřeby) V tabulce 23.9 jsou uvedeny základní informace o jednotlivých typech zdrojů.

Tabulka 23.9

ZDROJ	TECHNICKÉ ŘEŠENÍ	VYUŽITELNOST VSTUPNÍ ENERGIE	UMÍSTĚNÍ A PŘIPOJENÍ DO SOUSTAVY
FVE	Fotovoltaické zdroje využívají přímou přeměnu sluneční energie na elektrickou. Využívají fotovoltaického jevu, který nastává v některých polovodičích (např. v křemíku, germaniu, selenu, kadmia aj.). Stejnoseměrný proud vyrobený fotovoltaickými články je následně střídači přeměněn na střídavý s parametry, které jsou nutné pro připojení sítě DS.	V podmínkách ČR cca 1050 hodin za rok. U malých zdrojů do 5 kW, respektive do 30 kW je v současné době předpokládána doba využití maxima 950, respektive 990 hodin za rok.	Vzhledem k velké podpoře a nedostatečné regulaci ploch (umístění) byly v minulosti tyto zdroje umísťovány na volných plochách. Zdroje budou v převážné většině instalované na střechy a pláště budov a jsou připojované do vnitřních rozvodů. Podle typu připojení odběrného místa jsou připojené do hladiny nn, případně vn, výjimečně i 110 kV s výkonem jednotek kW až po několik desítek MW.

ZDROJ	TECHNICKÉ ŘEŠENÍ	VYUŽITELNOST VSTUPNÍ ENERGIE	UMÍSTĚNÍ A PŘIPOJENÍ DO SOUSTAVY
VTE	Větrné elektrárny využívají přeměnu energie větru na elektrickou. Výkonový rozsah větrných turbín je od malých velikostí, v řádech několika stovek W, až po velké velikosti v řádech MW. Stále více se rozšiřuje nabídka větrných elektráren pro malé instalace (rekreační objekty, chalupy, chaty).	U dobře situovaných větrných elektráren může doba využití maxima jednotlivých zdrojů dosahovat v ČR až 2 200 hodin za rok, přičemž obvyklá hodnota u vhodných lokalit je 2 000 hodin za rok	U malých VTE jednotek od stovek W do jednotek kW se nepředpokládá jejich připojení do DS, ale ve spolupráci s baterií/akumulací napájení objektů bez elektrické přípojky. U větších jednotek nad 1 kW se už předpokládá připojení přímo do sítí nn a větší jednotky VTE (stovky kW a výše) s připojením do sítí vn. U větrných parků složených z více jednotek pak často přibývá rozsáhlá kabelová síť a tím i nutnost dekompenzace jalového výkonu.
MIKRO/MALÁ KOGENERACE	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla pomocí zařízení – tzv. mikrokogeneračních jednotek, jejichž elektrický výkon nepřesahuje 30 kW. Jedná se o řešení např. pro domácnosti, kdy dochází ke spalování plynu ve spalovacím motoru spojeném s generátorem na výrobu elektřiny a využitím „odpadního“ tepla přes tepelný výměník pro účely vytápění. Celková účinnost přeměny energie je při kombinované výrobě elektřiny a tepla až 90 %.	Průměrná doba využití maxima tohoto typu zdrojů je v podmínkách ČR podle charakteru odběru tepla 4 000 hodin za rok.	Od výkonu jednotek kW až po několik desítek kW. Menší zdroje jsou instalovány do nn hladiny větší do vn. V současné době a v blízké budoucnosti se v ČR předpokládá rozvoj pouze zdrojů menších výkonů a středních výkonů připojených do soustavy nn nebo vn.
BPS	Uvolněný bioplyn se dále upravuje, čistí a po vyčištění slouží jako palivo, obvykle pro kogenerační nebo kondenzační spalovací jednotky. K výrobě bioplynu dochází v bioplynových stanicích, jejichž hlavní část je fermentor, v němž dochází anaerobní digesti a tvorbě bioplynu (obsahuje až 70 % metanu).	V podmínkách ČR je průměrná doba využití 7 300 hodin za rok, optimálních podmínkách až 8 400 hodin za rok.	Bioplynové stanice jsou provozovány od výkonu desítek kW až po několik MW. Zdroje jsou instalovány v blízkosti zemědělských podniků, skládek, čističek odpadních vod a jsou připojovány do napěťových hladin vn a nn.
BIOMASA	Zdroje pracují obvykle na principu klasické tepelné elektrárny nebo teplárny využívajících tuhá fosilní paliva, v ČR je rozšířené spoluspalování biomasy v těchto typech zdrojů. Dřevní odpady se spalují dále v kotelnách dřevozpracujícího průmyslu. Mimo jiné se biomasa používá v rodinných domech, ve kterých jsou využívány kotle na polenové dřevo s tepelným výkonem do 50 kW, případně dřevoplyn. Další využití je v průmyslu, službách a systémech CZT.	V podmínkách ČR jsou tyto zdroje schopné pracovat s průměrnou dobou využití 5 000 hodin za rok, v optimálních podmínkách až 6 000 hodin za rok.	Spalování biomasy nepatří již do distribuovaných zdrojů, u kterých by se očekávalo plošné rozšíření a připojení k nn (vn).

ZDROJ	TECHNICKÉ ŘEŠENÍ	VYUŽITELNOST VSTUPNÍ ENERGIE	UMÍSTĚNÍ A PŘIPOJENÍ DO SOUSTAVY
BRKO	Zdroje pracují na principu klasické tepelné elektrárny nebo teplárny využívajících tuhá fosilní paliva. Jedná se o spoluspalování s jinými palivy v parním kotli (spíše fluidní kotel) nebo samostatné spalování (spalovny odpadů) a výrobu páry v klasickém parním cyklu.	V podmínkách ČR jsou schopné pracovat s průměrnou dobou využití 7 000 hodin za rok.	Tyto zdroje nelze plošně zařadit do kategorie distribuovaných zdrojů, u kterých by se očekávalo plošné rozšíření a připojení do napěťové hladiny vn a v žádném případě do napěťové hladiny nn.
MVE	Ve vodních elektrárnách voda roztáčí turbínu, která je na společné hřídeli s elektrickým generátorem. Mechanická energie proudící vody se tady mění na energii elektrickou.	V podmínkách ČR jsou schopné pracovat s průměrnou dobou využití maxima až 4000 hodin za rok.	Od výkonu jednotek kW až do 10 MW. Menší zdroje jsou instalovány do nn hladiny větší do vn.

Jak je z tabulky patrné, každý ze zdrojů má jiné charakteristiky, využití, typ připojení a dostupnost. Z tohoto důvodu je velmi důležité zabývat se integrací těchto typů technologií, případně technologií budoucích do elektrizační soustavy.

Kromě strany zdrojů je třeba v současné a budoucí soustavě sledovat trendy v oblasti spotřeby.

Mezi klíčové vlastnosti spotřeby (maloodběr), které se mohou v čase v souvislosti s „chytrými sítěmi“ měnit, jsou zejména:

- Velikost a trend spotřeby (dodávky ze sítě):
 - v současnosti vysoká a postupně rostoucí,
 - vlivem výroby v místě v budoucnu menší a klesající.
- Regulovatelnost spotřeby:
 - v současnosti malá a omezená (HDO),
 - v případě vhodného nastavení především ekonomické motivace vyšší možná změna.
- Zabezpečení spotřeby:
 - v současnosti plně závislá na energetice a jejím nastavení,
 - v případě rozvoje technologií zdrojů a akumulace v místě spotřeby zvýšení možností zabezpečení.
- Investiční náročnost řešení maloodběru:
 - v současnosti velmi malá (pouze rozvody), vše ostatní zajišťuje systém,
 - v případě rozvoje technologií zdrojů a akumulace v místě spotřeby a „chytrých domů“ bude významně růst.
- Provozní úspory/návratnost pro odběratele:
 - v současnosti velmi malé,
 - do budoucna může při vhodně nastavené ekonomické motivaci docházet k úsporám.

- Nutnost péče o "technologie" v domácnosti:
 - v současnosti velmi malá až žádná díky nastavení systému,
 - v budoucnu rozvojem a instalací technologií v místě spotřeby (výroba, akumulace apod.) velmi vysoká a pravidelná.
- Potenciální cílová skupina pro tento odběr:
 - většina zákazníků (s odběrem) v současnosti,
 - v budoucnu obvykle solventní odběratelé, nadšenci, apod., též s využitím investiční podpory.
- Aktivní účast odběratele na energetice:
 - v současnosti není,
 - v budoucnu lze očekávat s rozvojem nových technologií a vhodně nastavenou ekonomickou motivací zvyšující se aktivní účast.
- Riziko pro provozovatele soustav (zejména distribučních)/energetiku:
 - v současnosti prakticky žádné,
 - v budoucnu v případě nekontrolovatelného rozvoje významné snížení spotřeby, nekontrolovatelné chování, poruchy apod.

Navrhované řešení Smart Grids, postupy realizace a doporučení musí splňovat podmínku technické realizovatelnosti, ale také ekonomické oprávněnosti, aby nedocházelo k dalšímu snižování konkurenceschopnosti ČR vlivem zdražení elektrické energie pro koncové zákazníky. Nedílnou součástí úvah o integraci inteligentních prvků do ES ČR je zajištění kybernetické bezpečnosti, ochrany osobních údajů a informační podpory poskytované zákazníkovi pro jeho rozhodování.

24 ENERGETICKÉ ÚSPORY

Petr Maule

24.1 Definice úspory

24.1.1 Ekonomická definice úspory

Úspory vznikají pocitově či rozumově volitelnou činností, kterou označujeme spoření. Pokud člověk odkládá spotřebu a část svých čistých příjmů neutratí, spoří. Spořením vzniká majetek, případně kapitál. Protikladem úspor jsou dluhy, resp. úbytek kapitálu.

V ekonomii se spoření definuje jako rozdíl mezi disponibilními příjmy a výdaji na spotřebu a měří se objemem peněz za nějakou určitou dobu měsíc, popřípadě rok. Podíl spoření na celkovém příjmu za určitou dobu se nazývá míra úspor. Míra úspor domácností v Evropě je průměrně nad 10 %. Spořením člověk zvětšuje svůj majetek, který se naopak zmenšuje výběry, inflací.

24.1.2 Energetická definice úspory

Energetické úspory vznikají rozumově a technicky zdůvodněnou činností, kterou označujeme spoření (úspory). Pokud člověk zefektivní energetickou potřebu svých statků, vytváří energetické úspory. Energetickými úsporami vzniká kapitál.

V energetice se úspory definují jako rozdíl mezi původní náklady technologie a novými náklady technologie a měří se v procentech změny k původním nákladům; udává se rovněž jako roční objem úspor finančních prostředků nebo v technických jednotkách úspor.

Důležitým parametrem k rozhodování o energetické úspoře v konkrétním projektu je tzv. ekonomická návratnost vynaložených finančních prostředků, pohybující se zpravidla mezi třemi a deseti roky. Tomu odpovídá roční zhodnocení finančních prostředků mezi 10–33 %. Je tedy jasné, že energetickými úsporami vzniká dostatečný disponibilní příjem, který slouží nejen na úhradu vynaložené investice, ale je možné využít i cizí zdroj (dluh), neboť je k dispozici dostatečný prostor i pro cenu peněz. Předpokladem investování je minimální předpokládaná životnost úsporného opatření, minimálně 20 let.

24.2 Členění a druhy energetických úspor

24.2.1 Členění podle přístupu a vztahu k úspoře

Jedno z klíčových členění energetických úspor je rozdělení podle přístupu. **Aktivním přístupem** nazýváme taková energetická opatření, která se realizují na zdroji a úpravách činnosti a provozování takového zdroje. Jinými slovy, řeší se účinnost zdroje (účinnost výroby), jeho zapojení a vliv na další distribuci energie. Mezi aktivní opatření lze zařadit i přechod z vysokoteplotního vytápění na nízkoteplotní vytápění. Ostatní prováděná opatření, týkající se již samotné spotřeby tepla, snížení ztráty prostupem, únikem tepla konstrukcemi, označujeme za **pasivní přístup** (opatření).

24.2.2 Podle druhu podpory

Jedním z kritérií při posuzování vhodnosti navržených energetických opatření je i finanční hledisko. V zásadě rozlišujeme tyto druhy podpory:

- bez finanční podpory,
- s investiční podporou,
- s provozní (neinvestiční) podporou,
- s křížovou podporou.

Pokud budeme chystané energetické opatření financovat přímo, resp. s úvěrem, nevyužíváme žádnou jinou podporu. Tato varianta je nejvíce využívána u opatření s návratností do 12–18 měsíců. Nové perspektivní technologie bývají v počátcích velmi drahé, proto existují dotační programy a tituly, zaměřující se na podporu nákupu technologie – tzv. investiční podpora. Podpora je většinou vyplácená zpětně, po splnění technicko-ekonomických ukazatelů, obvykle do šesti měsíců po uvedení zařízení do provozu nebo předčasného užívání. Představitelem pro fyzické osoby je národní program Nová zelená úsporám. Dalším druhem podpory je provozní podpora, spočívající v následné budoucí podpoře, po uvedení zařízení do provozu a splnění zákonných či vyhláskových podmínek, o vyplácení finanční podpory na vyprodukovanou jednotku energie, zpravidla omezenou určitým časovým obdobím. Typickým představitelem tohoto typu podpory je vyplácení výkupních cen a zelených bonusů, pro vyjmenované zdroje energie. Posledním typem je kombinace investiční a provozní podpory, která se v letech nástupu obnovitelných zdrojů běžně poskytovala pro bioplyn, fotovoltaiku. V současné době sice není křížová dotace zcela zakázána, ale kontroluje se využití obou druhů dotací tak, aby v případě, že byla již jedna z dotací poskytnuta, zkrátí se přiměřeným způsobem druhý typ dotace na přiměřenou úroveň, aby nedošlo k nepřiměřenému čerpání a zneužití podpory.

24.2.3 Členění podle způsobu využití úspor

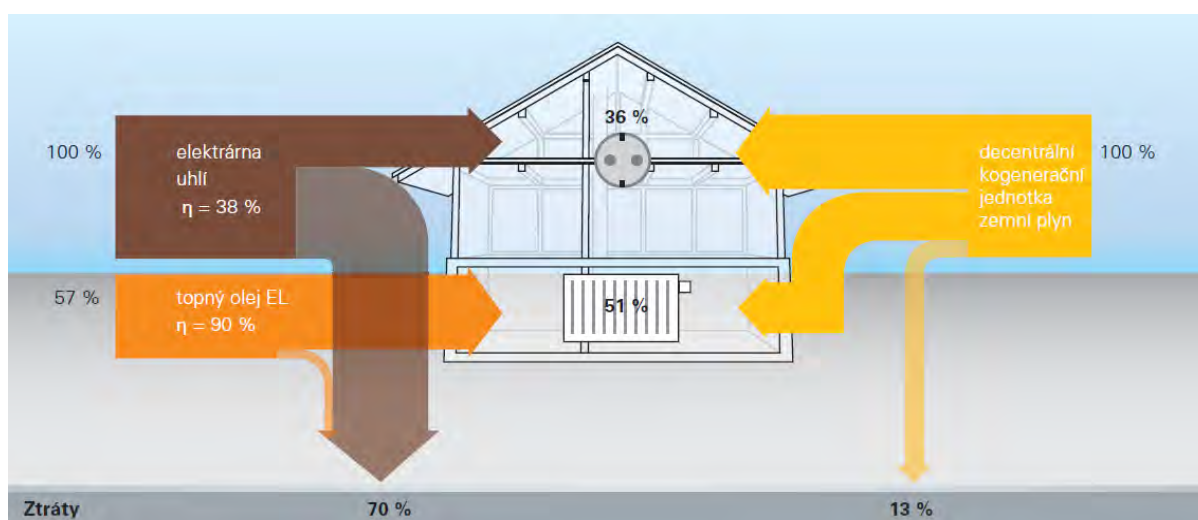
Podle charakteru a způsobu uplatnění úspor lze rozdělit úspory na bytové a průmyslové. Zásadní lze poznat na první pohled – zpravidla výkonem nebo investiční náročností, některé však plynou z odlišného způsobu vytápění ale i chlazení, při jiné provozní teplotě ale i délce chladicího nebo topného cyklu.

24.2.4 Členění podle druhu použité technologie

24.2.4.1 Kogenerace

Kogenerace znamená současnou výrobu elektrické energie a tepla, přičemž teplo musí být současně smysluplně v místě vzniku využito. V kogenerační jednotce vzniká elektrická energie roztočením elektrického generátoru, nejčastěji prostřednictvím pístového spalovacího motoru. Motory v kogenerační jednotce jsou standardně konstruovány na zemní plyn, mohou však spalovat i jiná kapalná či plynná paliva. Teplo, které se ve spalovacím motoru uvolňuje, je prostřednictvím chlazení motoru, oleje a spalin efektivně využíváno a díky tomu se účinnost jednotek pohybuje dnes na úrovni 89–98 % podle velikosti a druhu vstupní energie.

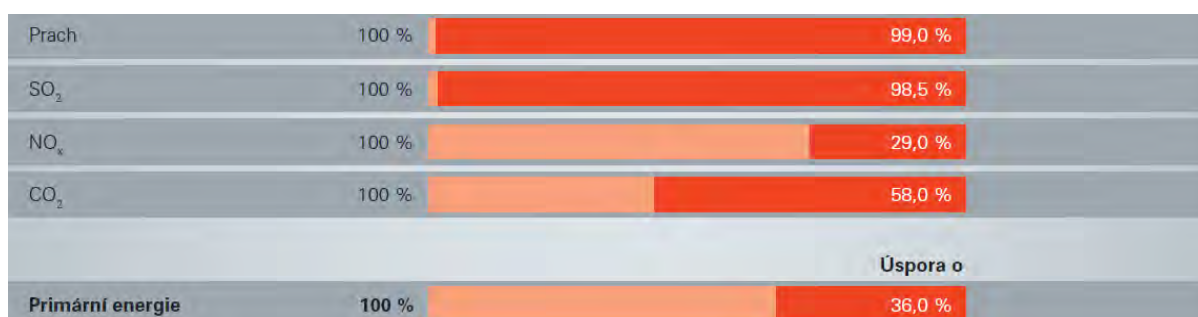
Obrázek 24.1



Zdroj: Viessmann

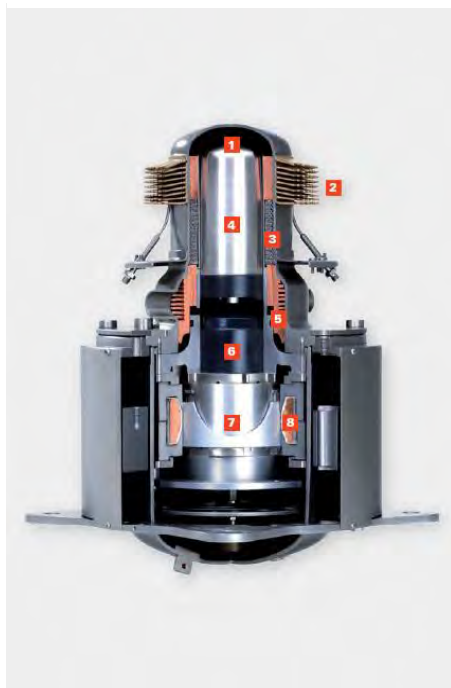
Z obrázku 24.1 je patrné, že využití oddělené výroby elektřiny a tepla, což je patrné z levé části obrázku, dochází k cca 70 % ztrát energie. Naproti tomu u kogenerační jednotky dochází maximálně k 13 % ztrát.

Obrázek 24.2 (zdroj: Viessmann)



Paralelní výrobou tepla a elektřiny dochází k výraznému omezení emisí a celkový výsledek využití kogenerace je cca 36% úspora paliva z pohledu primární energie.

Obrázek 24.3



Rozvoj malých i velkých kogenerací je v současné době stále podpořen i pevně stanovenou regulovanou výkupní cenou. Výkupní cena je stanovena ERÚ ročně a její hodnota se člení podle délky skutečného ročního hodinového provozu kogenerace. Největší výkupní cena je stanovena do hranice 3 000 hodin provozu zdroje ročně. Největší význam kogenerace je u objektů trvale využívaných a 100% využitím vyrobené elektřiny, kdy lze do ekonomické návratnosti započítat nejen výkupní cenu vyrobené elektřiny ale vlastní úsporu z neodebrané elektřiny.

K návratnosti použití kogenerace, jako jedno ze základních úsporných opatření, významně přispívá podpora KVET jako decentralního zdroje. I přestože není z hlediska státu ani národního regulátora dlouhodobě a pevně garantována cena podpory, představují malé kogenerace prvky stabilizace elektrizační soustavy, a bude proto podle našeho názoru finanční provozní podpora i v budoucnu. V současné době je nejmenší průmyslově vyráběnou mikrokogenerace VITOTWIN 300-W. Vyznačuje se vynikající celkovou účinností. Srdcem kogenerace je hermeticky uzavřený Stirlingův motor, což v praxi znamená velice nízkou hladinu

hluku, bezúdržbový provoz a dlouhou životnost.

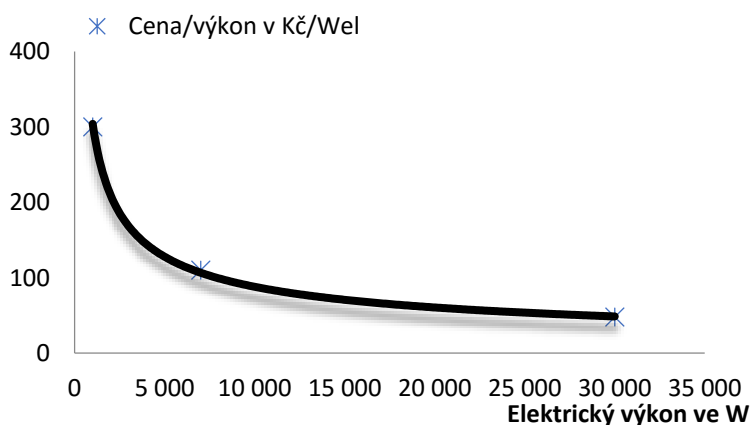
Na obrázku 24.4 je zobrazena závislost investiční ceny mikrokogenerace na výši výstupního elektrického výkonu. Z křivky je patrné, že hranice vysoké ekonomické návratnosti není příznivě nakloněna zatím pro výkony pod 10 kW.

24.2.4.2 Fotovoltaika

Za pomoci **fotovoltaiky** lze uskutečnit přímou přeměnu slunečního světla na elektrický proud. Tato přeměna se uskutečňuje prostřednictvím fotoelektrického jevu, který vzniká vzájemným působením mezi dopadajícím slunečním zářením (světlem) a dotovaným polovodičem na solárním článku. Vzájemným sériově – paralelním propojením přes hliníkové kontakty vzniká modul.

Prostřednictvím hliníkových kontaktů je odváděn volný náboj, který se uvolňuje vlivem působení světla. Takto vyrobenou stejnosměrnou energii je možno používat přímo, v nízkonapěťových aplikacích, nejčastěji je však za pomoci střídače (měniče) energie transformována na střídavou pro použití v klasické distribuční síti (230 V/400 V).

Obrázek 24.4



Obrázek 24.5 (zdroj: SMA)



Princip energetických úspor fotovoltaikou spočívá na principu nahrazení toku elektrické energie od dodavatele, nýbrž energie je dodávána přímo ze střídače. Tím, že je střídač připojen paralelně s distribuční sítí, je možné napájet všechny elektrické spotřebiče, které jsou v domácnosti (budově) připojeny.

Abychom využili plný potenciál místně vyrobené fotovoltaické elektřiny, připojují se tzv. regulátory spotřebičů, které povolené spotřebiče zapínají, případně odpínají a tím zajišťují, že 95–97 % bude spotřebováno v budově a nepřeteče ve formě přebytku do distribuční sítě.

K využívání fotovoltaické elektřiny i v době, kdy slunce nesvítí, je nutné zapojit do systému ještě

akumulátor pro uchování elektřiny. Aktuálním trendem jsou hybridní střídače, vybavené vestavěným akumulátorem a střídačem, který zvládne i ostrovní provozování (při výpadku/blackoutu).

Úhlavním nepřítelem fotovoltaiky jsou a budou stíny. Při navrhování fotovoltaické elektrárny se vyplatí simulovat ranní a odpolední (večerní) slunce, které nám prozradí případné problémy se stínem (komíny, antény, dráty, stromy,...) a těmto místům je potřeba se vyhnout. Pokud to není prostorově možné se vyhnout, je důležité časově stejná defektní místa spojit v jeden nezávislý string (spojení panelů), aby stínem postižené panely neovlivňovaly ostatní osvětlenou část panelů. I jeden zastíněný panel během denního svitu může u jednostringové elektrárny snížit výkon o desítky procent!

Neméně důležitý atribut pro maximalizaci ročních výnosů je správné dimenzování panelů ke střídači. Během roku se mění denní teplota a tím se posouvá i pracovní bod propojených panelů. V praxi se pro bezchybné dimenzování využívá speciálních softwarů, simulujících počet a typ panelů, maximální a minimální roční denní teploty. Správným dimenzováním střídače lze ušetřit 3 až 5 %.

Pro případy, kdy jsou panely a střídač vzdáleny více, než bychom si přáli, je zapotřebí nešetřit na průřezu solárních kabelů. U vzdáleností nad 100 metrů se vyplatí vždy použít do projektu solární kabel o průřezu třídy výš, než za normálních vzdáleností – namísto 4 mm² použít 6 mm². Volbou správného průřezu kabelu lze zvýšit výkon elektrárny o 1–1,5 % ročně.

Doplňkovým typem úspory je i čištění samotných fotovoltaických panelů. Přestože mají panely ve správném sklonu a prostředí tzv. samoočišťovací funkci, není čištění panelů jen parádou pro oči. Pro případy instalací s nižším sklonem než 10° nebo pro lokality s vysokou mírou expozice prachu či průmyslových exhalací je vhodné nejen pro zvýšení životnosti panelů, ale i pro zvýšení ročních zisků, ošetřit povrchy panelů. Nanopřípravky, které se nanášejí 1× ročně, mají odpuzovací funkci na bázi molekulárních magnetických sil. Po aplikaci se vytvoří nanovrstva, která odpuzuje vše z jejího povrchu. Je to velice zajímavé řešení i pro zimní období, kdy napadaný přibývající sníh nám dokáže i na několik týdnů zamezit přístupu světla k panelům. Díky nanovrstvě se i padající sníh obtížněji usazuje na panelech a proto i v zimních měsících, dosáhneme lepší výroby elektřiny z panelů. Podle uváděné studie ProFV Nano Solar Cleaner, lze zvýšit roční výnosy v rozsahu, u méně exponovaných oblastí minimálně o 1–3 %, u silně zasažených oblastí (prachem, pylem, obecně spadem) až 10 %.

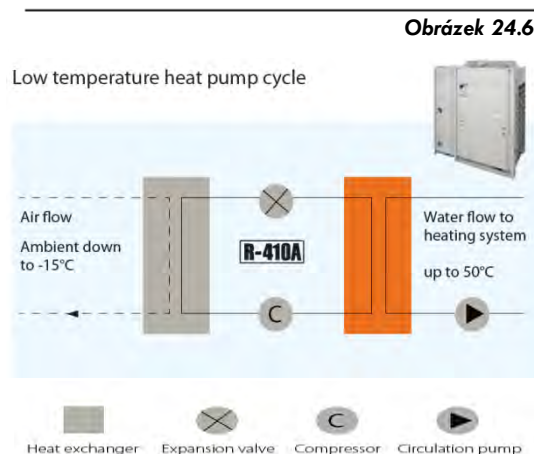
Ekonomická návratnost instalace fotovoltaických elektráren, v současnosti bez investiční a bez provozní podpory, bývá v nejlepších případech 7,5–8 let (příklad: výkon 30 kWp, neplátce DPH, školství, veřejné budovy). Fotovoltaické elektrárny (dále jen FVE) s malým a optimalizovaným výkonem pro rodinné domy – od 10 do 13 let.

24.2.4.3 Elektrické vysokoteplotní a nízkoteplotní tepelné čerpadlo

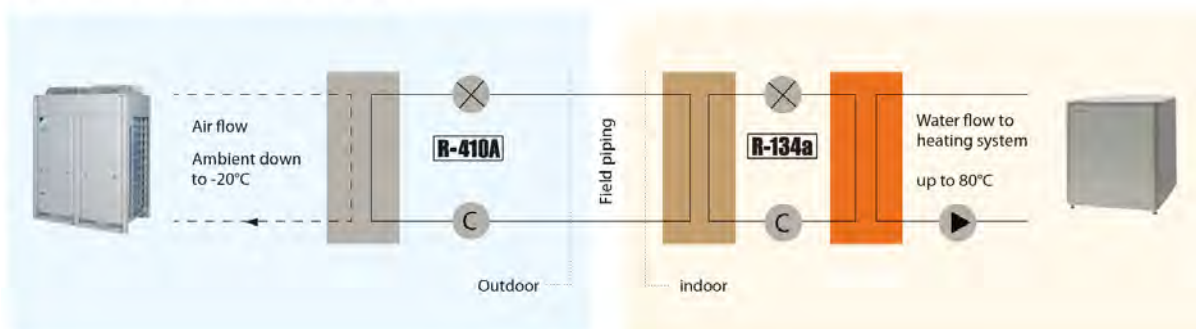
Teplotní čerpadla (dále jen TČ) snižují výrazně náklady na výrobu tepla a TUV. Pro historickou výstavbu, kdy teplota otopné vody v okruhu bývá překážkou pro zavedení nejrozšířenějších **nízkoteplotních tepelných čerpadel**, se používají tzv. vysokoteplotní čerpadla. I přestože vysokoteplotní tepelná čerpadla nedosahují parametry nízkoteplotních, lze jejich nasazení do úsporného projektu schválit a doporučit, v kombinaci s jinou technologií (TČ + FVE).

Na rozdíl od nízkoteplotního tepelného čerpadla, které je zobrazeno vlevo, nelze až na výjimky několika speciálních řešení – využití přehřátých par, dosáhnout výstupní teploty vyšší než 60 °C.

Aby bylo možné nasadit TČ i do soustav s vyšší teplotou otopné vody, konstruují se **vysokoteplotní čerpadla** jako vícestupňová.



High temperature cascade heat pump cycle



Zařazení nízkoteplotních čerpadel do historických budov je možné až v případě přechodu na nízkoteplotní vytápění, které lze aplikovat až po provedeném úplném či částečném zateplení budovy. U nízkoteplotních čerpadel je možné očekávat větší úsporu energie minimálně o 15 %, díky většímu COP (SPF).⁹¹

⁹¹ COP – anglická zkratka „coefficient of performance“, česky účinnost tepelného čerpadla

SPF – anglická zkratka „seasonal performance factor“, česky sezónní koeficient účinnosti tepelného čerpadla

Při náhradě staršího plynového kotle tepelným čerpadlem lze očekávat ekonomickou návratnost u nízko-teplotních čerpadel 6–9 let, po započtení vlivu nového distribučního tarifu pro tepelná čerpadla D56d lze očekávat snížení návratnosti o dalších 10–20 % (podle dosavadního tarifu), díky poklesu ceny i pro ostatní typy elektrických spotřebičů zapojených v domácnosti.

Obrázek 24.8 (zdroj: www.tzb-info.cz)



Pro dosažení maximální účinnosti tepelného čerpadla se doporučuje v případě vyšší teploty otopné vody (u starších teplovodních systémů), oddělit samostatně topnou vodu a její zásobník od zásobníku teplé užitkové vody, která může být celoročně připravována na nižší teplotu a tím dosáhneme i lepší účinnosti při její výrobě i skladování.

Jedním z nejdůležitějších efektivních opatření při instalování tepelných čerpadel je stanovení typu regulace teploty. Zásadně proto volíme vždy **ekvitermní způsob regulace**. Je to re-

gulace na základě venkovní teploty. Venkovní teplota se vyhodnocuje a automaticky se upravuje teplota topné vody v objektu, a to na základě tzv. ekvitermní křivky v obrázku 24.8.

Mějme místnost o vnitřní teplotě 20 °C. Při vzrůstu venkovní teploty z -5 °C na +7 °C se teplota topné vody sníží ze 70 °C na 50 °C. Pokles teploty vody pro vytápění o 20 °C představuje menší potřebnou práci pro výkon čerpadla, tím dosažení lepší COP a tím nižší náklady.

Předpokladem pro využití ekvitermní regulace je správné dimenzování otopných těles na parametry zdroje a zaregulování celé topné soustavy.

24.2.4.4 Plynové tepelné čerpadlo

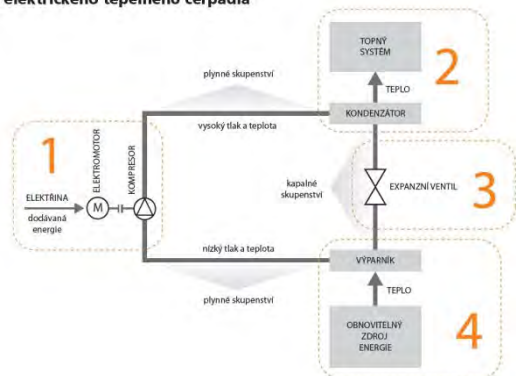
Plynové tepelné čerpadlo je druh úspory, které je svými vlastnostmi schopno výrazně ovlivnit účinnost vysokoteplotní výroby tepla a zajistit tak podstatné snížení výrobních nákladů.

Klasické „elektrické“ tepelné čerpadlo pracuje s kompresorem poháněné elektřinou, oproti tomu absorpční tepelná čerpadla vzduch-voda (GAHP – Gas Absorption Heat Pump) jsou napájena zemním plynem a mají jen velmi malou technologicky nutnou spotřebu elektřiny⁹².

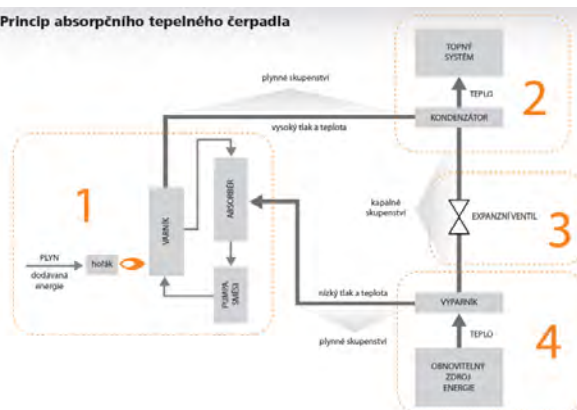
Jednotky GAHP se uplatní zejména v místech, kde jsou současné požadavky na chlazení a lze současně využít i teplo k vytápění. Po úpravě se nutně nemusí chlazení používat, avšak účinnost jednotky se tím výrazně sníží a tím i její uplatnitelnost. Tím hlavní výhoda nasazení plynových TČ mizí, proto je hlavní nasazení plynových tepelných čerpadel v potravinářství, zimních stadionech, ...

⁹² Do 3 % tepelného výkonu.

Princip elektrického tepelného čerpadla



Princip absorpčního tepelného čerpadla



Pro kompresi chladiva je u plynového tepelného čerpadla využita tepelná energie vzniklá hořením plynu, nikoli kompresor jako v případě elektrického tepelného čerpadla, ostatní procesy 2, 3 a 4 jsou shodné pro oba principy. Ohříváním, resp. vařením směsi vody s chladivem dochází k odpaření chladiva (exsorpce) a nárůstu tlaku v celém okruhu. Dále je cyklus stejný jako u kompresorového čerpadla. Na konci okruhu je chladivo pohlceno (absorpce) zpět do vody a tato směs je za pomoci pumpy dopravena zpět do varníku. Celý proces pak začíná znovu.

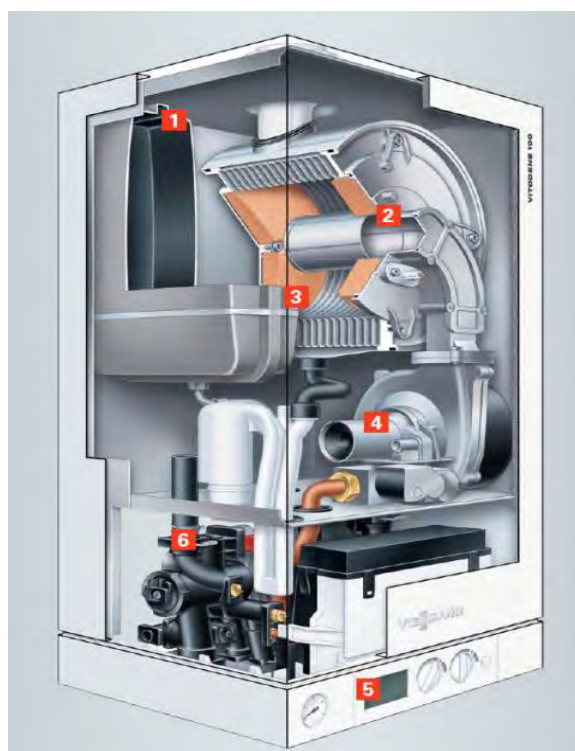
Současně i zde platí, pokud budeme chtít vyšší teplotu, klesá dále účinnost jednotky a současná nabídka jednotek s teplotou 80 °C je výjimkou. Použitím chladiva R134a umožňuje dosáhnout výstupní teploty 75 °C na kondenzátoru a proto je vhodný pro všechny aplikace, které neumožňují využití nízkopotenciálního tepla. Oproti klasickým tepelným čerpadlům s kompresorem poháněným elektrickým proudem mají plynová tepelná čerpadla nižší topný faktor (v závislosti na teplotě vody mezi 1,3–1,6)⁹³. Výhodou plynových tepelných čerpadel je, že nejsou tolik náchylná na změny venkovních teplot (okolního vzduchu), takže topný faktor lze považovat víceméně za konstantní po převážnou většinu roku. Při velkých mrazech se však jejich účinnost blíží účinnosti kondenzačních kotlů, neklesá nikdy pod 100 % a je možné je provozovat celoročně.

Ekonomická návratnost instalace tepelných plynových čerpadel bývá v rozpětí 7–9 let.

24.2.4.5 Kondenzační kotle

S plynovým kondenzačním kotlem vzhledem k jeho efektivitě a vysoké účinnosti 98 % při přeměně zemního plynu na teplo, aktivně přispíváte

Obrázek 24.10



⁹³ Tento rozdíl je ale dorovnán rozdílem ceny plynu a ceny elektrické energie.

k lepší ochraně životního prostředí, neboť u moderních kotlů klesly exhalace řádově za posledních patnáct let u některých typů škodlivin.

S kondenzačním plynovým kotlem můžete dosáhnout až 25–30% úspory ve srovnání s klasickým plynovým kotlem, s typickou účinností 80 %. Starý plynový zdroj nemá žádnou nebo velmi omezenou regulaci výkonu plamene, stáří hořáku, pokojová regulace teploty a neexistence systému kondenzace při nižších teplotách lze dosáhnout celoroční úspory až 30 %.

Kondenzační kotle lze doporučit pro místa, kde neexistuje zvláštní místnost pro technická zařízení nebo není již dostatečný prostor pro instalaci jiného úsporného zdroje vytápění. Ekonomická návratnost reinstalace moderních kondenzačních kotlů bývá v rozpětí 3–4,5 roku.

Počínaje datem 26. 9. 2015 vstoupilo v platnost Nařízení komise EU č. 813/2013 o účinnosti kotlů, která zakazuje výrobcům dodávat na unijní trh kotle, které mají nižší sezónní energetickou účinnost než 75 %, resp. 86 %, podle výkonu. Při rekonstrukci topné soustavy tak budou muset zájemci instalovat již jen kondenzační kotel, kde je celoroční energetická účinnost zaručena. Pro stávající, již instalované kotle, se ale nic nemění.

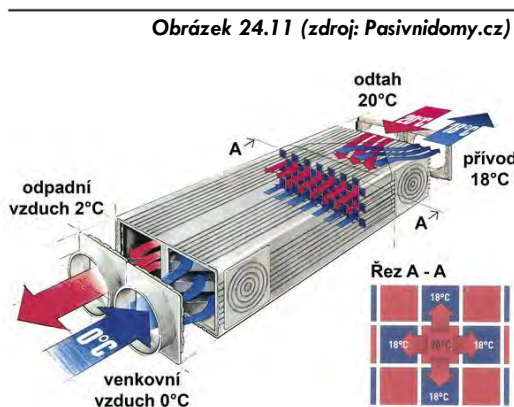
24.2.4.6 Výměna hořáků

Hořáky, které se používají ve spalovacích kotlích, jsou alfou i omegou pro správnou prvotní funkci kotlů – výkonovou regulaci v uváděném rozsahu, energetickou účinnost v rozsahu regulace, skutečnou výši vznikajících spalin. Doporučujeme proto jejich pravidelnou kontrolu, popřípadě výměnu hořáků za moderní, širokomodulační. Výměnou hořáků a seřízením regulace lze dosáhnout úspory minimálně 3 % a výše. V případě průmyslových typů hořáků často výrazně klesne i hlučnost.

Ekonomická návratnost opatření výměny hořáků bývá 2–3 roky.

24.2.4.7 Rekuperace

Rekuperace patří k procesům zpětné přeměny jedné formy energie v druhou. V praxi se s rekuperací setkáte v dopravě u elektromobilismu. U elektromotoru vyšší kinetická energie vyvolá přechod do generátorového režimu motoru a vyráběná rekuperační elektřina může sloužit i k nabíjení rychlých akumulátorů. Bývá proto automaticky montována do moderních elektroaut, čímž rozšiřuje jejich dojezdovou vzdálenost. U některých hybridních vozidel je umožněno nabíjení akumulátorů automatickým přepnutím do rekuperačního režimu, když je vozidlo poháněno klasickým palivem.



soustavou kanálků, aby nedocházelo ke zpětnému průniku pachů z odváděného do přívodního vzduchu. Přes stěny kanálů teplo z odpadního vzduchu přechází do přívodního, který je tak předehříván. Rekuperační výměníky dosahují vysokých účinností předání tepla, běžně kolem 90 %.

Obrázek 24.10a (zdroj: Zdroj: Hořák MATRIX Viessmann)

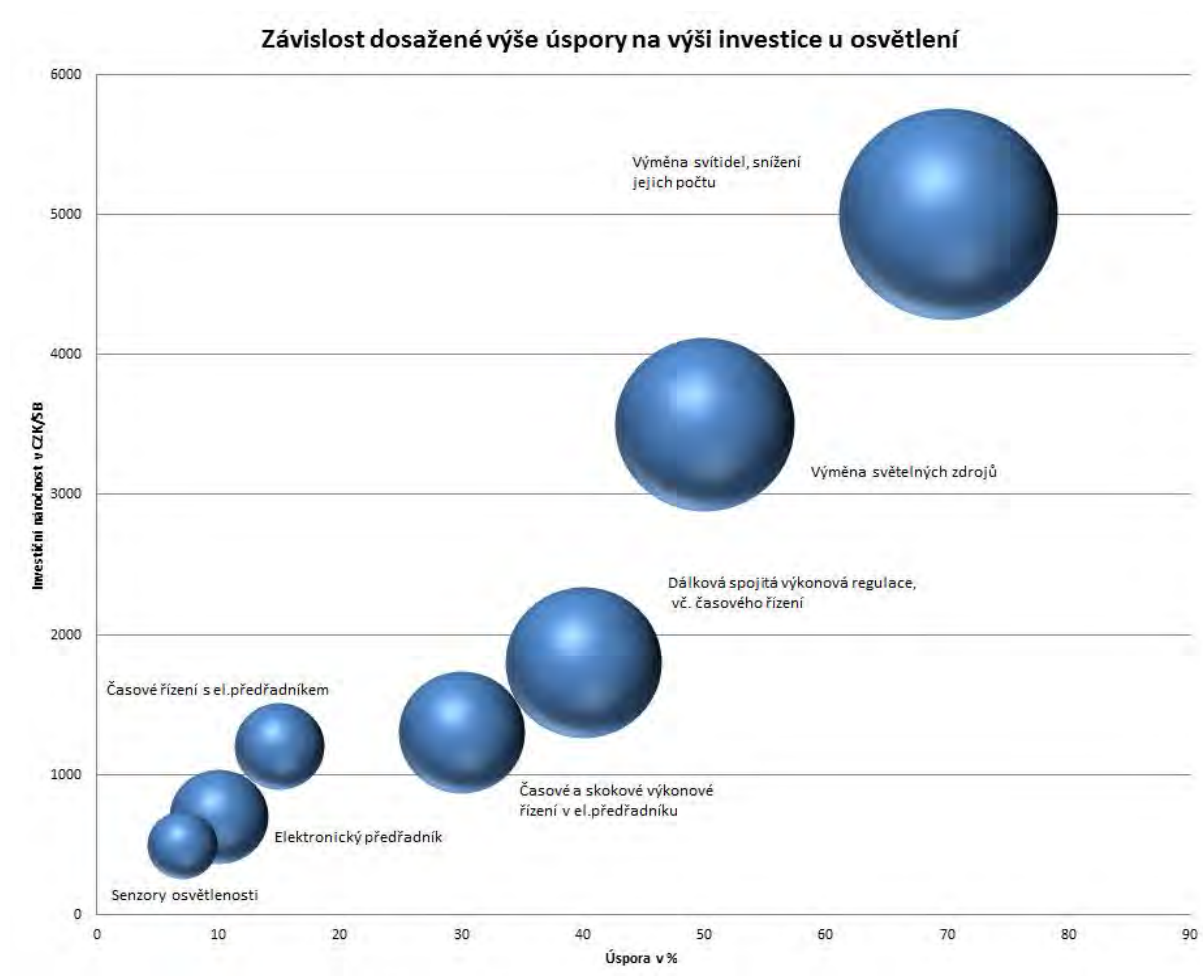


24.2.4.8 Úsporné osvětlení

Podle výše investice a očekávané úspory, lze rozdělit úsporná opatření u světelných soustav veřejného osvětlení podle grafu 24.12.

Z grafu dosažené úspory je zřejmé, že pokud požadujeme co nejvyšší úspory, stoupá investiční náročnost za provedená opatření, pokud navíc chceme i navíc spojitě řídit vzdáleně světelný výkon, klesá i ekonomická návratnost, mezi 7 a 9 roky.

Graf 24.12



24.2.4.9 Elektromobilismus

Doprava osobními či nákladními vozidly představuje pravidelně významnou položku v jakémkoli energetickém rozpočtu. V současné době se téměř vyrovnaly ceny benzínu i nafty, rovněž ceny klasických automobilů se dnes již nijak výrazně neliší mezi druhy paliv. Naproti tomu se cena elektromobilů dnes pohybuje ještě výrazně o 25–40 % nad cenou klasických aut. **Elektromobily** jsou konstrukčně i počtem součástek jednodušší a z toho náklady na roční opravu a údržbu jsou výrazně nižší, někdy i násobně. Jedinou nevýhodou je životnost akumulátorů, které se pohybují mezi 8 a 12 roky, podle počtu najetých kilometrů.

Při současné ceně elektřiny se zvýšená počáteční investice do elektromobilu vrátí již za 2,8–4,5 roku používání elektromobilu, při ročním nájezdu 20 tisíc kilometrů.

Tabulka 24.13

VZÁJEMNÉ POROVNÁNÍ KALKULAČNÍ CENY NA 1 KM		
	KLASICKÝ AUTOMOBIL	ELEKTROMOBIL
Spotřeba benzínu na 100 km	8 litrů	-
Spotřeba el. energie na 100 km	-	15 kWh
Průměrná jednotková cena energie	36 Kč/litr	4,40 Kč/kWh
Kalkulační cena na 100 km	288 Kč	66 Kč

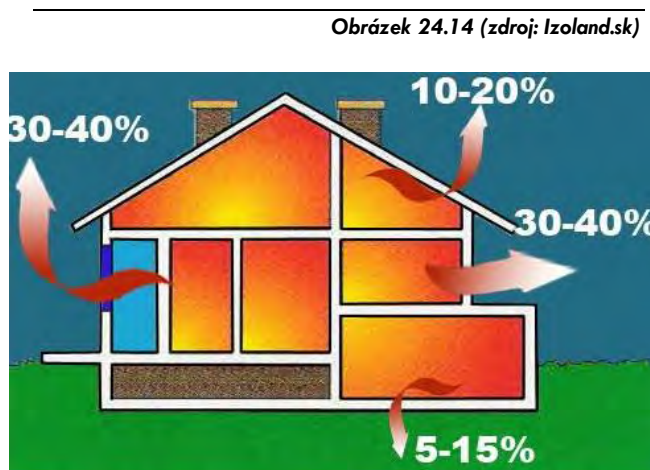
V případě, že odebíráte elektrickou energii v dvoutarifní sazbě, průměrná cena elektřiny poté klesne a bude se pohybovat kolem 2,30 Kč/kWh, čímž se **náklady na provoz elektromobilu ještě dále výrazně sníží, na úroveň 34,50 Kč/100 km**. Závěrem lze říci, že provozní náklady elektromobilu jsou na 1/8 nákladů klasického automobilu.

24.2.4.10 Zvětšení tepelného odporu konstrukcí (zateplení)

Úniky tepla jsou poplatné době vzniku těchto staveb. Tak jak se postupně vyvíjelo stavebnictví, zvyky uživatelů budov a hygienické normy, zpřísnily se normy a ukazatele pro používané stavební konstrukce.

Na obrázku vlevo jsou naznačeny hlavní úniky tepla stavebními konstrukcemi u budovy z let 1950–1990. Kromě ztrát větráním, jsou další velké ztráty prostupem okny, dveřmi a ztráty svislými konstrukcemi (zdivem).

Pokud je to možné, zateplování konstrukce probíhá na straně, kde je možné očekávat kondenzaci, tedy hlavně z vnějšku.



24.2.4.11 Regulátor a stabilizátor napětí sítě

Aplikací inteligentního regulátoru přímo do elektrického okruhu budovy, do hlavního rozvaděče. Technologie je založena na principu inteligentní stabilizace a regulace výkonu pomocí vlečné regulace proudu. Řídící část je digitální, aby bylo možné správně měřit, vyhodnocovat a následně efektivně řídit velikost výstupního výkonu do vnitřního okruhu budovy. Nezbytnou součástí bývá i soustava aktivních filtrů, jejichž zapojením eliminujeme zčásti nebo zcela nežádoucí jevy v distribuční síti. Prvky zároveň dokážou dynamicky regulovat samotný výkon s využitím procesorového řízení.

Instalací regulátoru a stabilizátoru lze podle kvality sítě a podle druhu připojených spotřebičů uspořit od 10 do 22 % elektrické energie.

Kromě přímé úspory je další výhodou prodloužená životnost spotřebičů, které jsou citlivé na přepětí nebo i ochrana proti dynamickým napěťovým či proudovým rázům v síti, případně i omezení projevů harmonického zkreslení.

24.2.5 Členění podle velikosti nákupu

Největší energetičtí odběratelé a tržní profesionálové nakupují výlučně na **energetické burze**. Energetická burza je variantou burzy komoditní. Burza slouží k organizování burzovních obchodů s komoditami (koupě a prodej) a komoditních derivátů za stanovených podmínek mezi oprávněnými osobami a v mezích zákona. Zákon upravuje mimo jiné, kdo se může stát členem burzy; potřebu profesionálních znalostí, dostatečného pracovního kapitálu a způsobu zúčtování uzavřených obchodů. On-line obchodování přináší největší příležitosti ale rovněž při nedostatečném zajištění či špatného budoucího odhadu jsou potenciálně minimálně stejným nebezpečím rizika velké ztráty.

Burza má pro každou energetickou komoditu dva segmenty – velkoodběr a maloodběr (u plynu podle ročních odběrů), NN a VN (podle druhu napětí).

24.2.6 Členění podle druhu paliva

Podle druhu paliva používaného jako hlavní nebo doplňkové palivo ve zdroji rozeznáváme základní typy zdrojů na:

- plyná paliva (zemní plyn, bioplyn, LPG, ...),
- kapalná paliva (topná nafta, LTO, ...),
- pevná paliva (uhlí, koks, biomasa, ...),
- elektřinu,
- dodávané teplo z CZT.

Výběr paliva neurčuje jen účinnost a ekologické parametry, ale i dostupností paliva v uvažované lokalitě. V místech, kde se nevyplatí realizovat vzdálené a drahé inženýrské sítě, současně je zde nevhodné topit klasickými topidly na pevné palivo. Na okraji civilizace, anebo v mobilních obydlích, z důvodu minimalizaci objemu transportu, může být výhodné používat kapalné palivo.

Stále dokonalejší stavební konstrukce zamezující tepelným ztrátám budov se postaraly o to, že i celková spotřeba energie potřebná k vytápění energeticky úsporných objektů významně klesla. Doposud zatracované nejdražší topení přímotopnými elektrickými panely opět získává na kráse. Pořizovací náklady totiž klesly úměrně instalovanému příkonu, na zlomek původní hodnoty. Díky tomu významně klesnou investiční náklady na pořízení elektrického topení. Provozní náklady budou v důsledku nižší rezervované připojovací kapacity menší, dnešní životnost dosahuje 40 let, což znamená i téměř nulové náklady na údržbu, navíc lze moderní systémy i plynule řídit, kontrolovat a obsluhovat na dálku.

24.2.7 Členění podle ceny

K základním nástrojům patří klasické veřejné nebo neveřejné výběrové řízení na dodavatele energie nebo relativní novinka – energetické aukce. U klasického výběrového řízení má vždy vyhlásovatel svoje práva i povinnosti pod kontrolou po celý průběh trvání výběrového řízení.

Princip energetických aukcí je vlastně obrácená klasická aukce, kdy výhodou pro vydražitele je velký balík klientů a pro klienty zase nízká cena, kterou za poskytované služby zaplatí. Vzhledem k často malým zkušenostem pořadatelů aukcí i obvykle nedlouhé historii vítězů, nelze se vždy

100% spolehnout na její výsledek. Nevýhodou je, že zápis do aukce je závazný (a nelze jej zpravidla jednostranně zrušit) a klient se zavazuje, že podepíše s vítězem aukce smlouvu o dodávkách energie. Podpis na smlouvě je pod smluvní sankcí. Důležité je také si uvědomit mantinely stávající smlouvy, od kdy je možné přejít bez porušení stávající smlouvy k novému dodavateli energie.

Energetický regulační úřad, který mimo regulace provádí také dohled nad podnikajícími subjekty v energetice, vydává pro ochranu spotřebitelů, měst a obcí tato doporučení:

- Zájemce o elektronickou aukci energie (zájemce) si musí uvědomit, že podpisem smlouvy s pořadatelem e-aukce se vystavuje riziku, protože se zavazuje k budoucímu podpisu smlouvy s dodavatelem, který mu není předem znám. Zájemce tak předem nezná oslovené dodavatele, ani jejich kompletní nabídku.
- Zájemce by měl prostudovat smlouvu, ceník, ceník (sazebník) služeb a VOP, což před zahájením e-aukce není možné, protože zájemce soutěžící dodavatele ani dané dokumenty nezná. Bez jejich znalosti by se však do e-aukce hlásit neměl, protože smlouva s pořadatelem e-aukce ho k budoucímu podpisu zavazuje. Nízká cena za energii nezaručuje, že bude nabídka výhodná celkově. Další poplatky a sankce ve výsledku cenovou výhodnost nabídky snižují.
- Fixace ceny na dobu určitou se díky současnému stálému zlevňování energie a snižování cen u konkurence může stát v budoucnu nevýhodnou.

24.2.8 Členění podle dlouhodobosti kontraktu

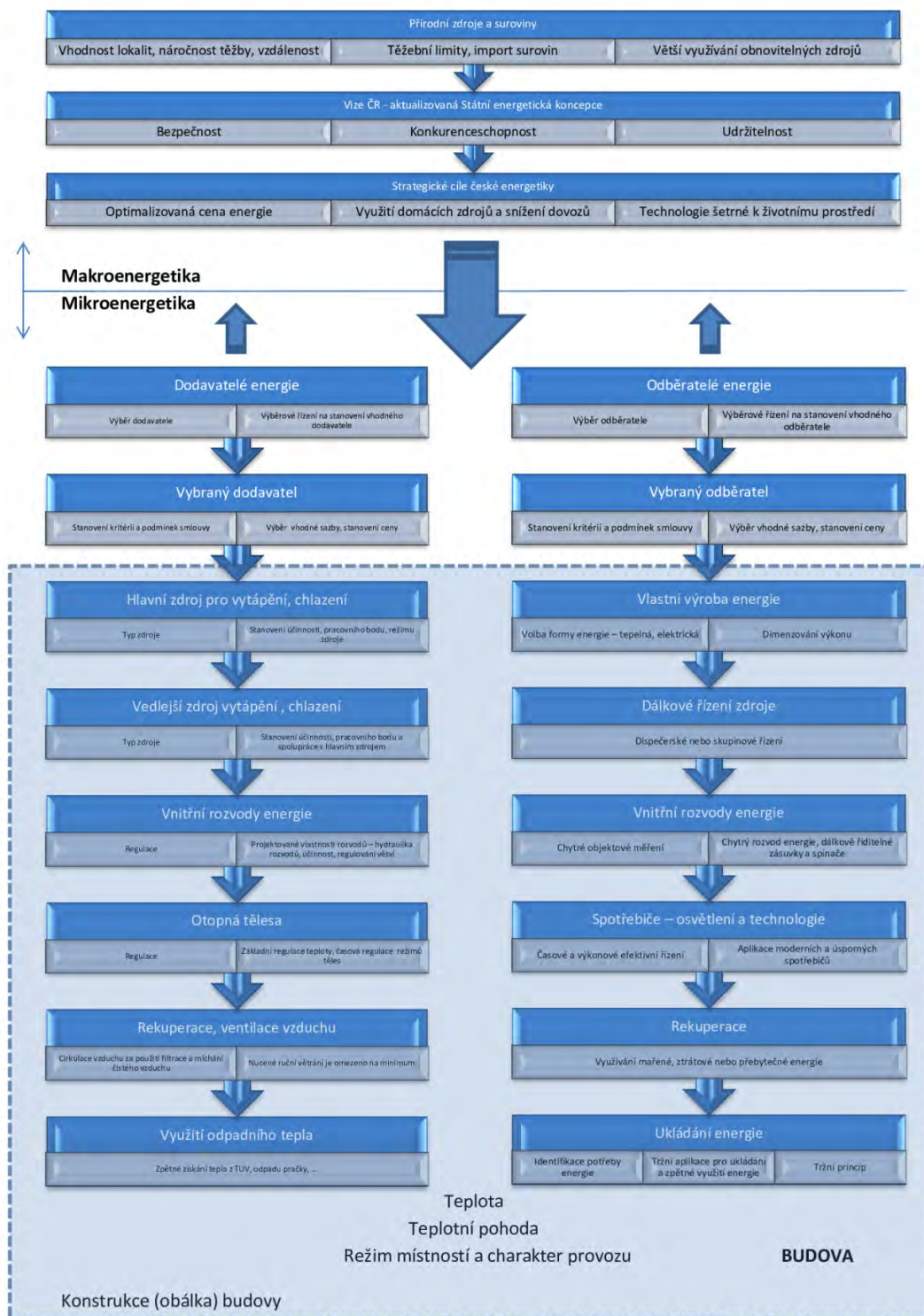
I když se to na první pohled nezdá, v praxi se ale ukazuje, že délka smluv a garance fixace ceny má nejen funkci zajišťovací, ale rovněž i spořicí funkci. Rozhoduje vždy konkrétní časové období, ve kterém je smlouva uzavírána, fluktuace cenového pásma a neméně důležitá je i délka smlouva – krátkodobé smlouvy do jednoho roku, dlouhodobé smlouvy s délkou trvání nad jeden rok.

Jak plyne z grafu komodity-zemního plynu, kdo uzavřel smlouvy s fixací ceny ZP v závěru roku 2013 v délce trvání na 12 nebo 24 měsíců, uspořil až 42 % nákladů na zemní plyn.



24.3 Základní schéma energetických úspor

Obrázek 24.16



24.4 Úspory v budovách

24.4.1 Typické užívání budovy a kvalita konstrukce předurčuje variantu úspory

Abychom mohli správně posoudit nejlepší energetické řešení úspor pro danou budovu či areál, musíme nejprve podrobit analýze způsob charakteristického využívání budovy, což představuje prováděné pracovní procesy, postupy a instalované technologie, počet zaměstnanců, typ využívání směnnosti – nahodilý, obvykle stejný, délka pracovních směn, požadovaná teplota vytápění vycházející ze zákonných požadavků, případně u výroby nejlepší teplotu na výrobní procesy, a z toho vyplývající vlastnosti na nucenou výměnu vzduchu, či nutnost odsávání znehodnoceného vzduchu apod. Tyto vyjmenované hodnoty zpravidla nezískáme z projektových podkladů, nýbrž u starších budov bývá již přístup k nějaké dokumentaci značně omezen nebo neexistuje, proto je i z časových důvodů nejrychlejší cestou osobní návštěva a prohlídka budov, za přítomnosti místního správce, energetika, vedoucího, jehož výpovědi získáme podstatné a často rozhodující skutečnosti pro návrhy úsporných opatření.

Uvedme několik praktických příkladů. Prvním z nich je výrobní areál, skládající se z nezateplených výrobních budov. Budovy jsou převážně využívány ke strojírenským účelům, v drtivé většině denně na jednu směnu. K vytápění výrobních prostor postačuje pracovní teplota 15 °C. Vzhledem k rozsáhlým prostorům, by náklady investované do zateplení budovy přineslo procentuální snížení energie na vytápění, k poměru poklesu ztrát po zateplení, ale výše nákladů i její návratnost by přesahovaly rozumné očekávání. Je proto lepší v tomto případě využít k vytápění tepelná čerpadla vzduch-vzduch, v kombinaci se střešní fotovoltaickým zdrojem. Vhodným načasováním počátku vytápění (1–2 hodiny před směnou), bude získána požadovaná pracovní teplota. Předčasné vypnutí, před koncem pracovní směny, a postupné chladnutí vytápěných prostor, bude jistě rozumnější investicí do technologie moderního vytápění. Variantní řešení, související s potřebným uspokojením části vlastní elektrické spotřeby využívaných točivých a netočivých strojů, je instalace doplněná ještě o vhodně dimenzovanou kogeneraci, která kromě efektivní výroby elektrické energie pro výrobu, může zčásti přímo vytápět výrobní halu, nebo při vhodně voleném akumulacím tepelném zásobníku může překlenout zčásti odlišnou pracovní dobu THP zaměstnanců.

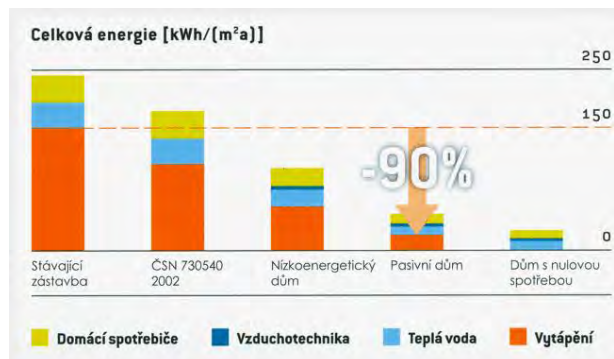
Naopak kancelářské, prodejní nebo bytové prostory, s charakterem běžného využívání 2–3směnného provozu, nebo i celodenního provozování, je výhodnější, před rekonstrukcí nebo změnami ve vytápění, vždy nejprve zateplit. Komplexní zateplení je vždy vyšší absolutní výše investice, ekonomická návratnost o délce minimálně 20 let, odpovídající je tomu i životnost provedeného zateplení, kde se předpokládá minimálně 50 let. Podle již provedených zateplení před 25 lety, bylo sondami zjištěno, že samotná životnost zateplovací vrstvy, pokud je správně navržena a nevzniká v ní kondenzace, je srovnatelná s ostatními typy stavebních materiálů. Předpokladem provedení zateplení je však stavebně-technické posouzení budovy a jejího stavu, zda navrženým typem zateplení bude budova „dýchat“, nehrozí hygienické problémy se zvýšenou vlhkostí, koncentrací radonu apod.

24.4.2 Výstavba nových budov

Kvalitní projekční práce stavebního projektanta dnes již zpravidla sama o sobě nestačí k dosažení co nejlepšího výsledku. Třebaže v posledním desetiletí se na stavebních fakultách významným

způsobem zvýšil objem výuky TZB a souvisejících předmětů, s přechodem z nízkoenergetického standardu k pasivním domům, není možné dnes řešit vytápění a přípravu TUV plynovým kotlem.

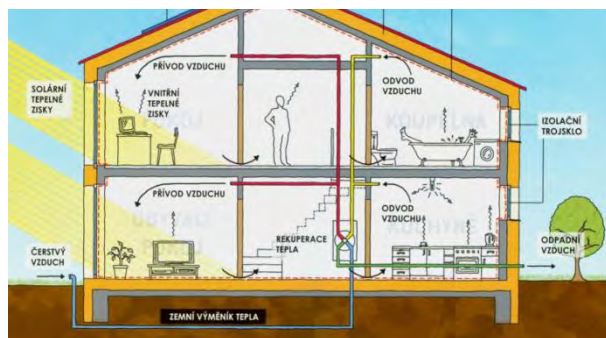
Obrázek 24.17 (zdroj: Pasivní stavby)



Poklesem tepelných ztrát budovy o jeden řád znamená, že největší spotřeba tepla je na celoroční přípravu a ohřev teplé vody. Máme-li na výběr, snad kromě řadové výstavby, je neméně důležité správné natočení budoucího objektu a využití celoročních slunečních zisků jako podstatný příspěvek a podpora vytápění budovy. Již tedy jako dříve neobstojí co nejmenší okna, ale téměř přesně naopak, abychom přijali vysílanou energii od slunce, potřebujeme k tomu odpovídající (velké) skleněné plochy.

Třebaže úroveň výuky na vysokých školách u stavebních techniků a inženýrů vůbec nezpochybňuji, neobejdou se dnes bez těsné spolupráce s energetickým specialistou (téměř od samého počátku) a nelze spoléhat na to, že topení (včetně ventilace) se „nějak provede“ (a napasuje se tak nejlíp jak to jde) jako tomu bylo donedávna, až na samotný závěr stavebního projektování. Velice důležitá je i tepelná roční simulace.

Obrázek 24.18 (zdroj: Pasivní stavby)



Na obrázku 24.18 vidíte řez typickým pasivním domem. Na něm je zobrazena práce s přijatou sluneční energií, řešení vnitřní recirkulace vzduchu, ohřívání přiváděného čerstvého vzduchu, jeho předávání tepla v rekuperační jednotce. V souladu s evropskými směrnici, a postupným „přitvrzováním“ norem se od roku 2020 stane pasivní dům novým stavebním standardem.

S růstem životní úrovně postupuje využívání elektrických spotřebičů, bazénů, fitness, a abychom splnili energetické zařazení, bude zařazení střešní fotovoltaické elektrárny patřit k základním, nezbytným energetickým prvkům nové moderní výstavby. Oproti využívání solárních termických panelů, můžeme vyrobenou elektrickou energii z fotovoltaiky využít lépe. Ponejprv k eliminaci vlastní spotřeby elektrické energie, následně při trvajícím přebytku přeměnou do formy tepelné energie (elektrickou topnou patronou).

24.4.3 Historická výstavba

Svým rozsahem představuje historická výstavba největší národní šanci na snížení energetické náročnosti státu. Energie, kterou buď nevyrobíme, nedovezeme nebo ji vyrobíme efektivněji, je tou nejlepší cestou, nejen pro českou ekonomiku, a příležitost pro české výrobce energetických zařízení, rovněž tak přispívá k poklesu celkové výše spotřebované energie v Evropské unii a stabilizaci neklidné současné politické situace.

Historickou výstavbu můžeme hrubě rozlišit na dvě období – výstavbu do roku 1950 a po roce 1950. Prvorepubliková a válečná výstavba nemá tepelné izolace a roční náklady provozu budovy se pohybují mezi 220 a 350 kWh/m² vytápěné plochy. V období po roce 1950 se postupně sice

normové požadavky na vytápění zpříšňovaly, lepších parametrů se dosahovalo jen výběrem doporučených materiálů, kromě panelové výstavby se však zateplování až na výjimky neprovádělo. Tyto objekty dosahují typické spotřeby mezi 100 a 180 kWh/m².

Co tedy udělat se vzrůstajícími náklady? Vyplatí se stárnoucím manželům investovat s návratností dosahující průměrného věku dožití? Má budova nějaké stavební obtíže, konstrukční vady?

Pak je posouzení vždy velice individuální a nelze je předjímat. Podle mého názoru stát podporuje nedostatečně v současnosti případ, kdy je z důvodu větší finanční náročnosti nebo z důvodu nevhodnosti provádět zateplení, ale i v národním zájmu by měla být podporována obdobná výše podpory i pro aktivní způsob řešení. Pokud tedy v případě pasivního řešení (zateplování a výměny oken a dveří), dokážeme realizovat energetickou průměrnou úsporu 50 %, tak použitím ryze aktivního způsobu, a přechodu z ryze plynového vytápění vysokoteplotním kotlem, jsme schopni realizovat úsporu mezi 25 a 45 %, podle druhu instalovaného tepelného čerpadla. Pro případ, že je objekt dnes vytápěn elektrickými přímotopy, může celková úspora instalací tepelných čerpadel dosahovat až hranice 60 %. Úsporu běžně 15 % lze dosáhnout výměnou starého plynového kotle za nejmodernější kondenzační kotel. Asi dnes technicky nejmladší a dokonalou technologií, která se ale nehodí úplně do každého objektu, je instalace mikrokogenerační jednotky. Výhodou je produkce potřebného tepla a současná výroba elektrické energie, což při procentuálně větší spotřebě elektřiny v objektu, může být řešením, dosahující finanční úspory až 45 %. Zcela nezávislým na vybraném druhu aktivního opatření, je instalace fotovoltaického zdroje elektřiny, jako dalšího zdroje, pomocí kterého lze dále snížit energetickou náročnost o 15–25 %. Ekonomické návratnosti aktivních opatření u tepelných čerpadel, u kogenerací se pohybují v rozpětí 5–8 let, u kondenzačních kotlů 8 let, ve fotovoltaice 7 až 12 let.

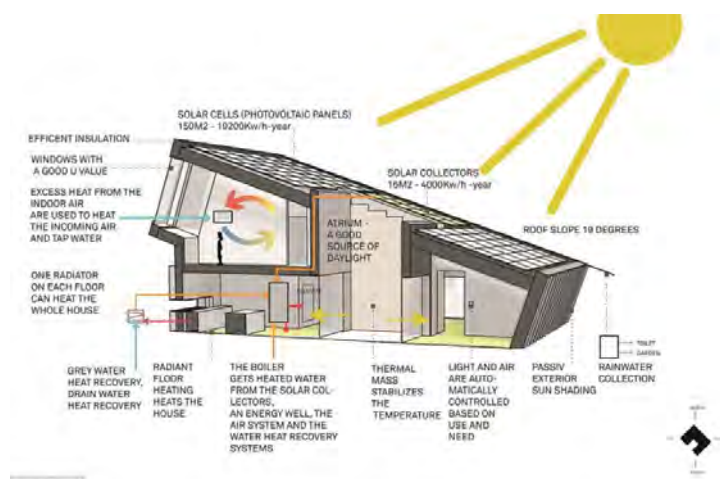
Obrázek 24.19



24.4.4 Domy budoucnosti

A úplně na závěr i pohled na již zcela energeticky samostatný rodinný dům budoucnosti.

Obrázek 24.20



Konstruktéři navrhli dům tak, že by měl produkovat 19,2 MWh elektřiny z fotovoltaických panelů ročně, zatímco solární kolektory k ohřevu vody shromáždí další 4 MWh za rok. Samotná budova spotřebuje ročně jen něco málo přes 7 MWh, je tedy budova z pohledu energie přebytková.

Za pomoci přebytkové energie je ohřívána voda pro bazén a venkovní sprchový kout. Sauna se roztápí na biomasu (palivové dříví). Na každém patře

je umístěn jeden radiátor, který je schopen vytopit celý dům. V každém pokoji jsou umístěny speciální senzory, které monitorují provoz domu a zajistí, že vzduch a světlo jsou přesunuty prioritně do místa největšího provozu.

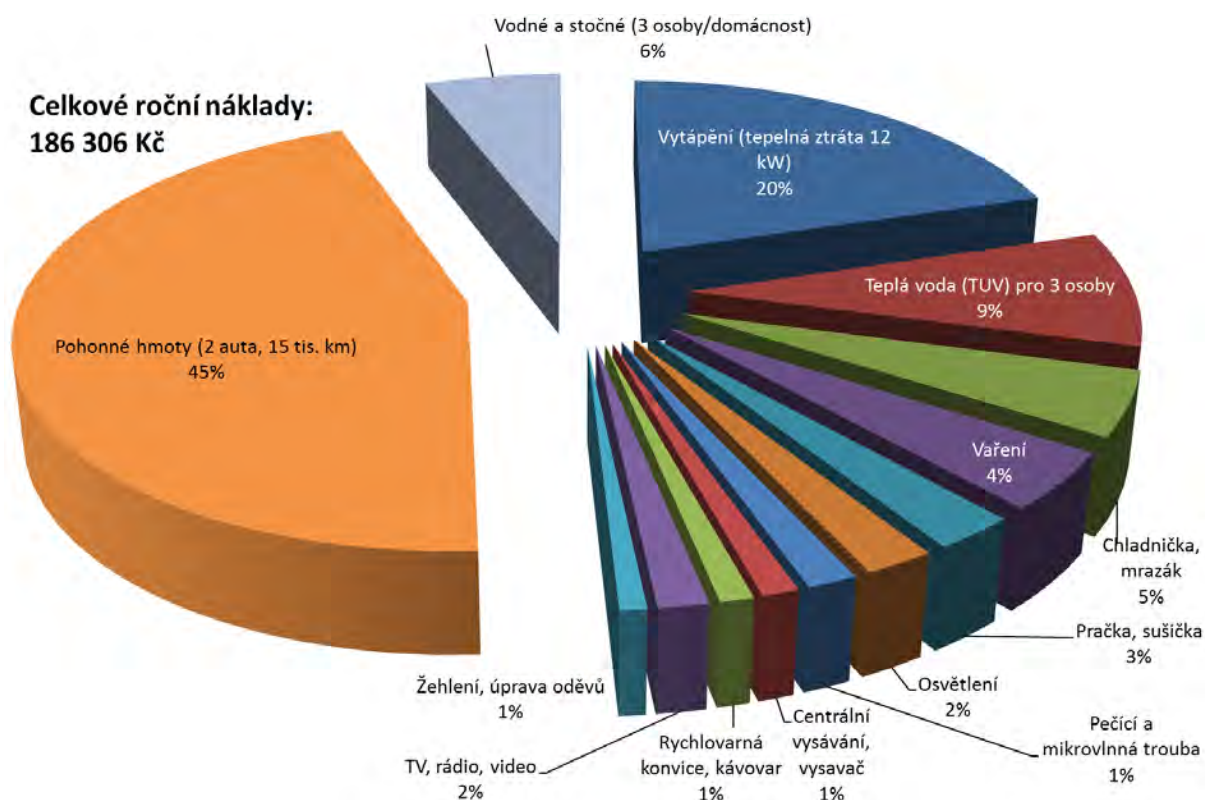
Projektanti dále vypočetli, že by měl dům, případně jeho příslušenství vyprodukovat takový přebytek energie, které bude potřebné k dennímu dobíjení rodinného elektromobilu.

24.5 Rozdělení nákladů na energie v domácnosti

24.5.1 Příklad 1

Na grafu 24.21 je zobrazen přehled celkových ročních nákladů typizovaného rodinného domu, nezatepleného, rok výroby 1998, s celkovou tepelnou ztrátou 12 kW/-15 °C, s uvažovanými třemi osobami. Dům je vytápěn plynovým kotlem, který zajišťuje i ohřev TUV. Domácnost je částečně již vybavena novými úspornými elektrickými spotřebiči a ke spotřebě jsou dále kalkulovány dva osobní automobily, každé s ročním projezdem 15 000 km.

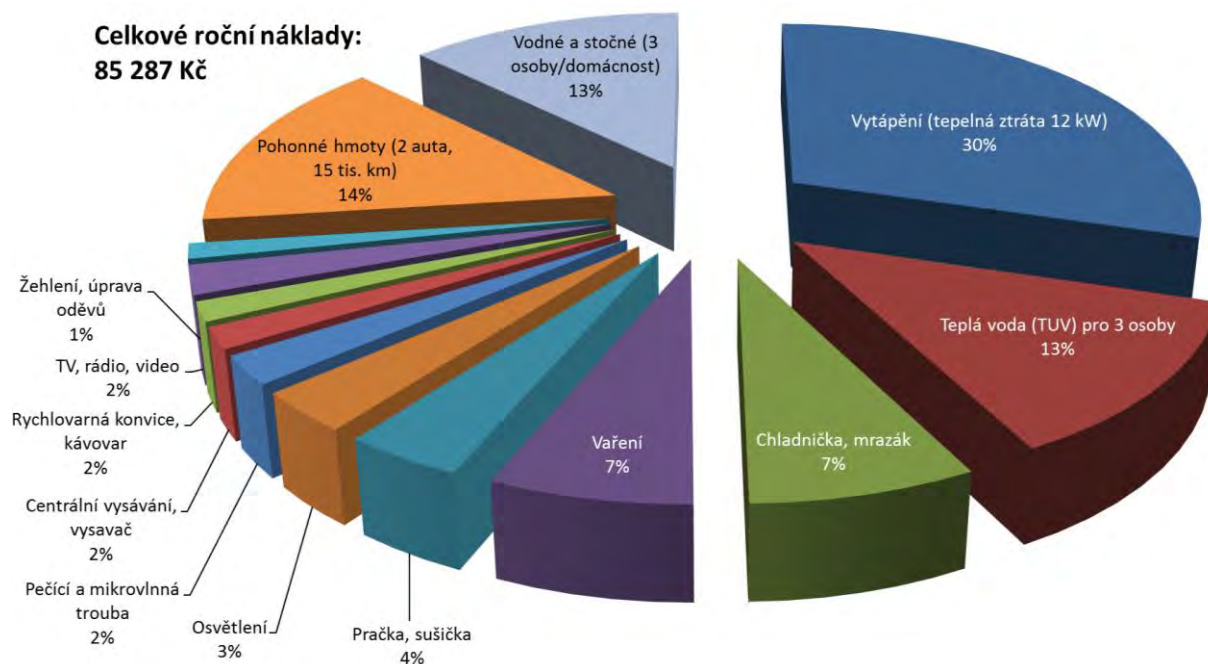
Graf 24.21: Domácnost RD: vytápění a TUV, plynový kotel



24.5.2 Příklad 2

Dům z příkladu 1. Plynový kotel byl vyměněn za elektrické tepelné čerpadlo, zajišťující funkce vytápění i TUV. Domácnost si pořídila dva elektromobily.

Graf 24.22: Domácnost RD: vytápění a TUV, elektrické tepelné čerpadlo, dva elektromobily



Výměnou zdroje na vytápění a přípravu TUV došlo k úspoře cca 30 tisíc Kč, k největší finanční úspoře došlo u nákladů na provoz osobních aut, kde byl pokles cca 70 tisíc Kč. Kumulativně tedy došlo k úspoře větší než 100 tisíc Kč ročně.

Pokud bychom předpokládali celkovou investiční náročnost 700 tisíc Kč, ve které je zahrnut i rozdíl ceny elektromobilu, pak vychází ekonomická návratnost sedm let, což je očekávaná hodnota. Dnes se však při výměně osobního automobilu neposuzuje ekonomická návratnost, při jejím vypuštění vychází návratnost čtyři roky.

24.6 Dotace jako forma investiční úspory

24.6.1 Nové operační programy pro období 2014–2020

Namísto 26 operačních programů v letech 2007–2013 slouží v období 2014–2020 k čerpání z fondů Evropské unie 18 programů a mělo by zároveň dojít k výraznému zjednodušení administrace. První čerpání proběhlo bohužel až v roce 2015 z důvodu zpoždění.

Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost, Operační program Výzkum, vývoj a vzdělávání, Operační program Doprava, Operační program Životní prostředí, Operační program Zaměstnanost, Integrovaný regionální operační program, Operační program Praha – pól růstu ČR, Operační program Technická pomoc, Operační program Rybářství, Program rozvoje venkova, Operační programy meziregionální spolupráce a sedm operačních programů pro příhraniční spolupráci.

24.6.2 Energetické dotace

24.6.2.1 Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost

V období 2014–2020 můžete získat podporu z OPPIK v pro energetiku v prioritní ose č. 3: Efektivnější nakládání s energií.

Podporované jsou dále popsané programy podpory pro energetiku.

Úspory energie

Program Úspory energie umožňuje podporu projektů na snižování energetické náročnosti výroby (úspory energie) a omezení výdajů za energie v podnicích. Dotace je možné čerpat také na výměnu starých technologií za úspornější. Program je určený pro malé a střední podniky, ale i velké firmy. Program Úspory energie do roku 2020 rozdělí téměř 20,5 mld. Kč.

Podporovány budou aktivity ke snížení energetické náročnosti a zvýšení energetické efektivity v podnikatelském sektoru.

Dotace se vztahuje na:

- modernizace a rekonstrukce rozvodů elektřiny, plynu a tepla,
- zavádění a modernizace systémů měření a regulace,
- modernizace a rekonstrukce stávajících zařízení na výrobu energie pro vlastní spotřebu,
- zateplení, výměna a renovace oken, další stavební opatření umožňující snížit energetickou náročnost budovy, instalace vzduchotechniky s rekuperací odpadního tepla,
- modernizace soustav osvětlení budov a průmyslových areálů,
- využití odpadní energie ve výrobních procesech,
- snižování energetické náročnosti/zvyšování energetické účinnosti výrobních a technologických procesů,
- instalace obnovitelných zdrojů energie pro vlastní spotřebu podniku,
- instalace kogenerační jednotky s maximálním využitím elektrické a tepelné energie pro vlastní spotřebu podniku.

Program je určen pro podniky všech velikostí působící ve zpracovatelském průmyslu, rovněž pro podnikatele v oborech: zemědělství, těžba a dobývání, výroba a rozvod energie, zásobování vodou, nakládání s odpady, sanace, stavebnictví, velkoobchod a maloobchod, doprava a skladování, informační a komunikační činnosti, činnosti v oblasti nemovitostí (pronájmy a správa), vědecké a technické činnosti, administrativní a podpůrné činnosti (např. cestovní agentury, činnosti související se zaměstnáním, bezpečnostní a pátrací činnosti, administrativní a jiné podpůrné činnosti pro podnikání), vzdělávání (soukromé školy), zdravotní a sociální péče a další.

Projekt musí být realizovaný mimo území hl. m. Prahy, sídlo společnosti může být v Praze.

Výše dotace bude odvozena od velikosti podniku: 30–50 % dle velikosti podniku.

Obnovitelné zdroje energie

Program Obnovitelné zdroje energie se zaměřuje na využívání obnovitelných zdrojů energií. Jeho cílem je zvýšit podíl výroby energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě ČR. Program je určený pro podniky všech velikostí. Program Obnovitelné zdroje energie je součástí specifického cíle 3.1, na který je alokováno 1,24 % celkového rozpočtu OPPIK, přibližně 1,7 mld. Kč.

Podporovány budou aktivity na výstavbu nových a rekonstrukce a modernizace stávajících výroben elektřiny a tepla z OZE s tím, že vyrobená energie bude určena primárně pro distribuci, nikoli vlastní spotřebu.

Dotace se vztahuje na:

- MVE – výstavba a rekonstrukce a modernizace malých vodních elektráren,
- bioplynové stanice – vyvedení tepla ze stávajících bioplynových stanic pomocí tepelných rozvodných zařízení do místa spotřeby,
- instalace vzdálené kogenerační jednotky využívající bioplyn ze stávající bioplynové stanice za účelem využití užitečného tepla v soustavě zásobování teplem či jiným vysoce efektivním způsobem,
- biomasa – výstavba a rekonstrukce zdrojů tepla a kombinované výroby elektřiny a tepla z biomasy a vyvedení tepla,
- podporována nebude výstavba či rekonstrukce solárních, větrných či geotermálních zdrojů.

Program je určen pro podniky všech velikostí.

Projekt musí být realizovaný mimo území hl. m. Prahy, sídlo společnosti může být v Praze.

Výše dotace bude odvozena od velikosti podniku: 50–70 % dle velikosti podniku.

Nízkouhlíkové technologie

Cílem programu Nízkouhlíkové technologie je vyšší míra uplatnění nízkouhlíkových technologií v oblasti nakládání energií a tím zvýšení využívání druhotných surovin. Program Nízkouhlíkové technologie je součástí specifického cíle 3.4, na který je alokováno 0,42 % celkového rozpočtu OPPIK, což znamená přibližně 576 mil. Kč.

Podporovány budou aktivity k:

- zavádění inovativních technologií v oblasti nízkouhlíkové dopravy (elektromobilita silničních vozidel),
- pilotní projekty zavádění technologií akumulace energie (např. akumulace elektřiny rámci inteligentních sítí a v budovách, akumulace tepla a chladu v budovách, aplikace vodíkových technologií),
- zavádění nízkouhlíkových technologií v budovách (inteligentní prvky řízení budov, integrace OZE do budov, aplikace nových energeticky šetrných materiálů, využití druhotných surovin k udržitelné výstavbě),
- zavádění inovativních technologií v oblasti výroby energie z obnovitelných zdrojů (např. využití biometanu),

- zavádění offgrid systémů (městské a komunitní sítě, ostrovní systémy dodávek energií v budovách),
- zavádění systémů řízení spotřeby energií,
- zavádění inovativních nízkouhlíkatých technologií v oblasti zpracování a využívání druhotných surovin,
- zavádění technologií k získávání druhotných surovin v kvalitě vhodné pro další využití v průmyslové výrobě např. z použitého papíru, skla, kovů, pneumatik, textilu, plastů, stavebních a demoličních odpadů, vedlejších energetických produktů a řady dalších výrobků s ukončenou životností,
- zavádění technologií, kterými se budou z použitých výrobků získávat efektivním způsobem cenné druhotné suroviny, které jsou v ČR i v EU deficitní (zejména kritické suroviny),
- zavádění technologií na výrobu inovativních výrobků vyrobených z druhotných surovin, včetně náhrad primárních zdrojů druhotnými surovinami, tam kde je to ekonomicky výhodné.

Dotace se vztahuje i na:

- pořízení souvisejících technologií,
- pořízení dobíjecích stanic,
- možnost úhrady části kupní ceny elektromobilu, která přesahuje průměrnou cenu automobilů se spalovacím motorem,
- další dlouhodobý hmotný majetek,
- dlouhodobý nehmotný majetek (pokud je nezbytný k řádnému provozování dlouhodobého hmotného majetku).

Program je určen pro podnikatele všech velikostí.

Smart grids I. (distribuční sítě)

Typickým projektem, který bude moci čerpat dotaci v rámci programu Smart grids I., bude např. nasazení vyššího počtu dálkově ovládaných prvků v distribuční soustavě na hladině vysokého napětí.

Podporovány budou aktivity k:

- nasazení automatizovaných dálkově ovládaných prvků v distribučních soustavách,
- nasazení technologických prvků řízení napětí a výběrové osazení měření kvality elektrické energie v distribučních soustavách,
- řešení lokální bilance řízením toků výkonu mezi odběrateli a provozovatelem distribuční.

Dotace se vztahuje na:

- nasazení automatizovaných dálkově ovládaných prvků v distribučních soustavách,
- nasazení technologických prvků řízení napětí a výběrové osazení měření kvality elektrické energie v distribučních soustavách,

- řešení lokální bilance řízením toků výkonu mezi odběrateli a provozovatelem distribuční sítě.

Program je určen zejména pro velké a střední podniky.

Projekt musí být realizovaný mimo území hl. m. Prahy, sídlo společnosti může být v Praze.

Výše dotace bude odvozena od velikosti podniku: 50–60 % dle velikosti podniku.

Smart grids II. (přenosová síť)

Cíle programu Smart grids II. (přenosové soustavy) je podporovat výstavbu, posílení, modernizaci a rekonstrukce vedení přenosové soustavy a transformoven v souladu s konceptem chytrých sítí. Program Smart grids II. bude kombinovat specifické cíle 3.5 a 3.6, které jsou zaměřeny na rozvoj elektrických a tepelných soustav. Dle finančního rámce bude program disponovat 7,94 % celkové alokace OPPIK, tedy 10,9 mld. korun.

Podporovány budou aktivity k:

- zavádění a zvyšování účinnosti systémů kombinované výroby elektřiny a tepla,
- výstavbě, posílení, modernizaci a rekonstrukci vedení přenosové soustavy a transformačních stanic dle konceptu chytrých sítí.

Dotace se vztahuje na:

- instalace kogeneračních jednotek v dosud oddělených soustavách,
- rekonstrukce jednotek, která umožní vyšší úspory primární energie,
- budování nových předávacích stanic,
- posilování výkonu přenosové soustavy, zdvojování páteřních linek,
- výstavba a modernizace rozveden a transformoven,
- dlouhodobý hmotný majetek a dlouhodobý nehmotný majetek umožňující naplnění podporovaných aktivit.

Program je určen pro velké podniky, provozovatele přenosových soustav.

Výše dotace bude 50 %.

24.6.2.2 Operační program Životní prostředí

V období 2014–2020 můžete získat podporu z OPŽP v pro energetiku v prioritní ose č. 5: Energetické úspory. Jsou podporované dvě oblasti podpory: 1) snížení energetické náročnosti veřejných budov a zvýšení využití obnovitelných zdrojů energie a 2) dosažení vysokého energetického standardu nových veřejných budov.

Snížení energetické náročnosti veřejných budov a zvýšení využití obnovitelných zdrojů energie

Cílem je snížit konečnou spotřebu energie a snížit spotřebu neobnovitelné primární energie prostřednictvím využití lokálních obnovitelných zdrojů ve veřejných budovách. K podporovaným aktivitám patří:

- celkové nebo dílčí energeticky úsporné renovace veřejných budov:
 - zateplení obvodového pláště budovy,
 - výměna a renovace (repase) otvorových výplní,
 - realizace stavebních opatření majících prokazatelně vliv na energetickou náročnost budovy nebo zlepšení kvality vnitřního prostředí,
 - realizace systémů nuceného větrání s rekuperací odpadního tepla,
 - realizace systémů využívajících odpadní teplo,
 - výměna zdroje tepla pro vytápění nebo přípravu teplé užitkové vody s výkonem nižším než 5 MW využívajícího fosilní paliva nebo elektrickou energii za účinné zdroje využívající biomasu, tepelná čerpadla, kondenzační kotle na zemní plyn nebo zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla využívající obnovitelné zdroje nebo zemní plyn.
 - instalace solárně-termických kolektorů pro přitápění nebo pouze přípravu TV;
- samostatná opatření výměny zdroje tepla s výkonem nižším než 5 MW využívajícího fosilní paliva nebo elektrickou energii pro vytápění nebo přípravu teplé vody za účinné zdroje využívající biomasu, tepelná čerpadla, kondenzační kotle na zemní plyn nebo zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla využívající obnovitelné zdroje, instalace solárně-termických kolektorů a instalace systému nuceného větrání s rekuperací odpadního tepla, kde veřejná budova splňuje určitou energetickou náročnost a v případě instalace systému nuceného větrání s rekuperací zároveň nesplňuje požadavky na zajištění dostatečné výměny vzduchu.

V rámci specifického cíle nemohou být podporovány opatření realizované v bytových a rodinných domech.

V rámci renovace budov definovaných zákonem č. 20/1987 Sb., o státní památkové péči v platném znění jako kulturní památka nebo budov, které nejsou kulturní památkou, ale nachází se v památkové rezervaci, v památkové zóně nebo v ochranném pásmu nemovité kulturní památky, nemovité národní kulturní památky, památkové rezervace, nebo památkové zóny (dále jen „památkově chráněné budovy“) budou podporovány rovněž dílčí aktivity vedoucí ke snížení energetické náročnosti budovy bez ohledu na dosažení parametrů pro celkovou energetickou náročnost budovy dle příslušných norem.

Podpora bude poskytována zejména na opatření s delší ekonomickou návratností, tj. především zateplení objektů. Pouhé zateplení objektu však není dostatečné pro optimální snížení spotřeby energie. Klíčová je rovněž následná péče o správné vytápění objektů a renovace souvisejících technologických zařízení, zejména zdrojů tepla a regulačních systémů. Tato opatření s kratší dobou návratnosti je vhodné realizovat jinými finančními nástroji, případně prostřednictvím metody EPC.

Mezi oprávněné žadatele patří kraje, obce, dobrovolné svazky obcí, organizační složky státu, státní organizace, veřejné výzkumné instituce, veřejnoprávní instituce, městské části hl. města Prahy, příspěvkové organizace, vysoké školy, školy a školská zařízení, nestátní neziskové organizace (obecně prospěšné společnosti, nadace, nadační fondy, ústavy, spolky), církve a náboženské společnosti a jejich svazky.

Dosažení vysokého energetického standardu nových veřejných budov

Cílem je urychlit zavedení povinnosti výstavby budov s téměř nulovou spotřebou energie. Budovy veřejného sektoru mají jít v této oblasti příkladem. K podporovaným aktivitám patří dosažení pasivního energetického standardu v případě výstavby nových budov.

Mezi oprávněné žadatele patří kraje, obce, dobrovolné svazky obcí, organizační složky státu, veřejné výzkumné instituce, veřejnoprávní instituce, příspěvkové organizace, vysoké školy, školy a školská zařízení.

Podpora bude poskytována formou dotace s maximální hranicí do 60 % celkových způsobilých výdajů projektů, maximálně však do částky reflektující vícenásobky na dosažení pasivního energetického standardu.

24.6.2.3 Operační program Praha – pól růstu 2014–2020

Pro energetiku má tento OP osu s názvem Udržitelná mobilita a energetické úspory.

Cílem je podpora energetické účinnosti, inteligentních systémů hospodaření s energií a využívání energie z obnovitelných zdrojů ve veřejných infrastrukturách, mimo jiné ve veřejných budovách a v oblasti bydlení.

Příklady podporovaných aktivit:

- Zvyšování energetické efektivity v rámci objektů a technických zařízení pro zajištění provozu městské veřejné dopravy (např. zefektivnění využití rekuperované elektrické energie z kolejových vozidel, renovace osvětlovacích soustav s využitím nejmodernějších úsporných zdrojů vč. inteligentní regulace osvětlení, instalace systému nuceného větrání s rekuperací odpadního tepla, instalace vhodných a energeticky efektivních zařízení využívajících obnovitelné zdroje energie a jiné).
- Zvyšování energetické efektivity v rámci objektů a technických zařízení pro zajištění provozu městské silniční dopravy [např. snížení energetické náročnosti technických zařízení městských silničních tunelů (úsporná ventilace a osvětlení atd.), úsporné osvětlení parkovišť P + R, svislého dopravního značení (velkých dálkových návěstí) a přechodů pro chodce, snížení energetické náročnosti světelných signalizačních zařízení a jiné).
- Realizace pilotních projektů přeměny energeticky náročných veřejných budov na budovy s téměř nulovou spotřebou energie (případně na budovy v pasivním energetickém standardu) s integrovanými inteligentními systémy, které umožní centralizaci plnohodnotného sledování, ovládání a plánování funkcí zařízení budov. Projekty přeměny v inteligentní budovy budou zahrnovat tyto aktivity:
 - příprava konceptu inteligentní budovy – vstupní analýza potřeb uživatelů budovy, projektová dokumentace,
 - zateplení obálky budov (fasády, střechy, podlahy, stropní konstrukce atd.),
 - výměna nebo renovace výplní stavebních otvorů (oken, dveří),
 - instalace systému nuceného větrání s rekuperací odpadního tepla a další modernizace systémů HVAC (heating, ventilation, and air conditioning),

- instalace vhodných a energeticky efektivních zařízení využívajících obnovitelné zdroje energie (např. tepelná čerpadla, kotle na biomasu, solárně-termické kolektory, fotovoltaické panely na střechách a jiných pevných konstrukcích objektů),
- integrace inteligentních BMS (Building Management System) na bázi IT řešení,
- instalace systémů aktivního stínění budov,
- instalace systémů využití šedé a dešťové vody,
- instalace bezpečnostních systémů,
- instalace energeticky efektivního systému osvětlení,
- stavební úpravy prostoru (space management),
- a opatření aplikovaného výzkumu spojené s konceptem inteligentních budov (smart materiály).

O dotaci mohou žádat Hlavní město Praha, organizace zřízené a založené hl. m. Prahou a městskými částmi hl. m. Prahy, Dopravní podnik hl. m. Prahy, a. s., Městské části hl. m. Prahy.

24.6.2.4 Integrovaný regionální operační program 2014–2020

Prioritní osa 2 – Zkvalitnění veřejných služeb a podmínek života pro obyvatele regionů, je zaměřena na zkvalitnění veřejných služeb a podmínek života pro obyvatele regionů. Cílem intervencí v této oblasti je odstraňování sociálních disparit a zajištění lepšího přístupu k veřejným službám ve městech i na venkově. Přínosem pro kvalitu životního prostředí budou opatření zaměřená na energetickou účinnost v oblasti bydlení.

Snížení energetické náročnosti v sektoru bydlení

Cílem je nákladově efektivním způsobem na základě přiměřené úrovně analýzy a hodnocení snížit energetickou náročnost bytových domů (domů se čtyřmi a více bytovými jednotkami) v sektoru bydlení na nákladově optimální úroveň a zvýšit podíl obnovitelných zdrojů energie. Snížení energetické náročnosti povede k významnému snížení dodávané energie a konečné energetické spotřeby budov ve srovnání s dosavadní úrovní spotřeby. Kromě snížení emisí přinese realizace specifického cíle efekt zvyšování životní úrovně domácností snížením nákladů na bydlení. Celková alokace činí 623 mil. EUR.

Žádat o dotaci mohou vlastníci bytových domů a společenství vlastníků bytových jednotek – budovy se čtyřmi a více byty.

Příklady podporovaných aktivit:

- **Snížování spotřeby energie zlepšením tepelných vlastností budov:** Projekty se zaměřují na jednu nebo několik aktivit: zateplení obvodového pláště, stěnových, střešních, stropních a podlahových konstrukcí, výměna a rekonstrukce oken a dveří. Za stejným účelem budou financovány prvky pasivního vytápění a chlazení, stínění a instalace systémů řízeného větrání s rekuperací odpadního vzduchu.
- **Zařízení pro vytápění nebo přípravu teplé vody:** Výsledkem projektu je nový zdroj pro vytápění bytového domu, využívající místo pevných nebo kapalných fosilních paliv efektivní, ekologicky šetrné zdroje. V objektech, napojených na centrální zdroje vytápění se provádí komplexní zateplení budovy, výměna předávací stanice, vyregulování nebo modernizace

celé soustavy vytápění objektu; lze vyměnit zdroje tepla bytového domu pro přípravu teplé vody, využívajícího pevná nebo kapalná fosilní paliva, za efektivní, ekologicky šetrné zdroje.

- **Přechod na šetrné, ekologické zdroje:** Cílem je pořízení účinných a nízkoemisních kotlů na biomasu, účinných tepelných čerpadel či kondenzačních kotlů na zemní plyn nebo zařízení pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, využívajících obnovitelné zdroje nebo zemní plyn a kryjících primárně energetické potřeby budov, ve kterých jsou umístěné. Za stejným účelem je možné vyměnit rozvody tepla a vody a instalovat systémy měření a regulace otopné soustavy.

Ostatní bližší údaje nejsou známy.

24.6.2.5 Program rozvoje venkova 2014–2020

Program rozvoje venkova se v energetice zaměřuje na podporu efektivního využívání energetických zdrojů a přechod na nízkouhlíkové venkovské hospodaření. Podpora je definována v ostatních opatřeních.

Investice na podporu energie z obnovitelných zdrojů

Zdroje mající schopnost se při postupném spotřebovávání částečně nebo úplně obnovovat, a to samy nebo za přispění člověka. Obnovitelnými zdroji energie jsou energie větru, energie slunečního záření, geotermální energie, energie vody, energie půdy, energie vzduchu, energie biomasy, energie skládkového plynu, energie kalového plynu a energie bioplynu.

Ostatní bližší údaje nejsou známy.

24.6.2.6 Operační program Doprava 2014–2020

Cílem Operačního programu Doprava je zajistit urychlení rozvoje páteřních komunikací v ČR jako podmínky pro zajištění udržitelné konkurenceschopnosti ČR. Hlavním zaměřením OP je dopravní infrastruktura. Podporovány budou aktivity ve specifických oblastech (silniční, železniční, letecká a vodní) navázané na příslušné strategie. Dále dokončení napojování dalších regionů ČR na strategickou dopravní infrastrukturu zajišťující podmínky pro zvyšování konkurenceschopnosti příslušných regionů postavené na mobilizaci jejich vnitřních faktorů.

Cílem prioritní osy 2, v energetice, je rozvoj a zlepšování dopravních systémů šetrných k životnímu prostředí, včetně systémů s nízkou hlučností, a nízkouhlíkových dopravních systémů.

Vytvoření podmínek pro širší využití vozidel na alternativní pohon na silniční síti

Cílem je vytvoření podmínek pro širší využití vozidel na alternativní pohon na silniční síti, a to zejména ve městech a na hlavní síti TEN-T, kde se předpokládá širší využití těchto vozidel, příspěvek k naplňování cílů Strategie Evropa 2020 dle požadavků Směrnice o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva.

Ostatní bližší údaje nejsou známy.

25 INFORMAČNÍ SYSTÉMY V ENERGETICE

Miloš Mojžiš

Prudký rozvoj informačních technologií v posledních desetiletích se pochopitelně nevyhnul ani sektoru elektroenergetiky. Vedle obecných informačních systémů, které se v energetických společnostech zaváděly stejně jako všude jinde (účetnictví apod.), se rozvinulo v podstatě samostatné IT odvětví orientované na elektroenergetiku jako takovou.

Do této skupiny patří jednak nejrůznější systémy pro podporu obchodování či řízení soustav, ale i systémy, které sice nebyly vyvinuty specificky pro elektroenergetický průmysl, ale hrají v něm klíčovou roli – např. různé geografické systémy či aplikace pro evidenci a údržbu majetku.

Smyslem této kapitoly je poskytnout čtenáři stručný přehled nejběžnějších typů informačních systémů, se kterými se lze v oboru elektroenergetiky setkat.

25.1 Systémy pro obchodníky s elektřinou

25.1.1 Obchodování s elektřinou

Systémy na straně účastníků trhu tvoří základní článek obchodování. Obvykle zajišťují komunikaci s brokerskými platformami či systémy burz, poskytují účastníkovi trhu náhled na jeho obchody, sledují otevřenou pozici obchodníka v různých zemích, kde působí, obsahují různé modelovací a optimalizační nástroje (ocenění diagramu, optimalizace obchodního portfolia), provádějí či odněkud přebírají predikci různých cen apod. V neposlední řadě sledují kreditní a jiná rizika obchodníka a pomocí přístupových práv a dalších mechanismů hlídají, aby zaměstnanci společnosti své transakce realizovali v mezích stanovených útvarem pro řízení rizik.

Systémy pro obchodníky obvykle zajišťují i denní a vnitrodenní registraci obchodů u provozovatele přenosové soustavy a přebírají vyhodnocení odchylek.

S rozvojem přeshraničního obchodování tyto systémy začaly podporovat i účast v explicitních aukcích přenosových kapacit či optimalizaci obchodního portfolia s nadnárodním záběrem, při němž musí být brán ohled na předpokládané ceny přenosových kapacit.

Mezi další činnosti těchto systémů patří kompletní finanční zúčtování všech realizovaných transakcí.

Obchodní systémy na straně účastníka trhu jsou často úzce integrovány s dalšími interními podnikovými systémy, ať už jde o systémy obecné povahy (účetnictví, fakturace, datový sklad) či o systémy specifické pro energetiku (např. systém pro podporu maloobchodu či výrobní systém, pokud je obchodník zároveň výrobcem).

Systémy tohoto typu často pokrývají nejen segment elektřiny, ale i plynu, emisních povolenek a dalších energetických komodit. Tato skupina systémů se obecně nazývá Energy Trading and Risk Management software (ETRM).

Na trhu je k dispozici velké množství těchto produktů – ze zahraničních lze zmínit např. systémy společností Novita, OpenLink či MicroStep. Z ryze českých produktů lze za historicky nejvýznamnější software této kategorie považovat zcela jistě systém Lancelot, vyvinutý již na počátku otevření trhu firmou Cygni (dnes Unicorn), který byl v podstatě první ETRM aplikací plně uzpůsobenou českým podmínkám.

Specifickým produktem, který lze částečně zařadit do množiny ETRM produktů, je agregátor burzovních obchodů TrayPort GlobalVision Trading Gateway, který umožňuje z jednoho místa obchodovat na mnoha evropských burzách a současně kontinuálně sbírá ze všech těchto tržních míst informace o trhu (ceny, objemy atd.). Platforma TrayPort se postupně v posledních letech stala de facto standardem pro obchodníky s elektřinou, burzy i brokerské platformy.

25.1.2 Dodávka elektřiny koncovým zákazníkům

Mezi systémy pro obchodníky s elektřinou však nepatří pouze oblast velkoobchodu. Obchodníci, kteří se orientují na dodávku elektřiny koncovým zákazníkům, musejí disponovat i odpovídajícími informačními systémy pro maloobchod. Tato sada systémů obvykle zahrnuje standardní systém pro řízení vztahů se zákazníky (CRM). Zejména pak ale musí obchodník disponovat systémem, který na základě naměřených či odečtených hodnot pravidelně přebíraných od operátora měření (kterým je obvykle buď provozovatel přenosové soustavy, nebo samostatný subjekt zajišťující měření⁹⁴) zajistí finanční vyúčtování zákazníků (faktury, zálohy, upomínky, inkasní platby apod.).

Velcí dodavatelé elektřiny pro komfort svých odběratelů provozují různé zákaznické informační systémy, které zákazníkům poskytují přístup ke všem odečtům, plánům záloh, fakturám apod., a někdy též umožňují např. měnit výši záloh, zadat samoodečet či poslat požadavek na helpdesk obchodníka. V českém prostředí je typickým reprezentantem těchto systémů Virtuální obchodní kancelář ČEZ.

25.2 Systémy burz

Další samostatnou skupinou tvoří systémy burz, které zajišťují dlouhodobé (futures) obchodování a spotové trhy. Tyto dva typy obchodů jsou často z historických důvodů zajišťovány různými IT systémy.

Na poli futures obchodování dnes jednoznačně dominuje produkt Trayport GlobalVision Exchange Trading System, který je v současné době provozován ve více než 50 zemích světa. V Evropě se s ním lze setkat u celé řady burz (např. v Nizozemí, Velké Británii, Španělsku, Portugalsku či Maďarsku). V říjnu 2011 přešla na Trayport i česká burza PXE. Dokonce i burzy, které systém Trayport samy nepoužívají, implementují často alespoň rozhraní na klienta TrayPort GlobalVision Trading Gateway (zmiňovaného v kapitole 25.1.1), aby umožnily obchodníkům přístup ke svým datům pomocí tohoto dnes již víceméně standardizovaného nástroje (příkladem tohoto přístupu je EEX).

⁹⁴ V České republice je operátorem měření společnost OTE.

Zobrazuji informace pro odběrné místo
⚡ 0001669996 | Lešany 106, Nelahozeves 277 51

Detail odběrného místa (č.0001669996 | Lešany 106, Nelahozeves 277 51)

Odběrné místo | Nainstalované spotřebiče | Plánované vypínání | Historie odečítání

Adresa
Lešany 106
277 51 Nelahozeves

Zasílací adresa
Lešany 106
277 51 Nelahozeves

Rychlé odkazy

- ▶ Změna výše záloh
- ▶ Změna způsobu placení
- ▶ Změna adresy pro zasílání faktur
- ▶ Změna produktové řady
- ▶ Zadání samooděčtu
- ▶ Přejděte s plynem k ČEZ

[Zobrazit přehled záloh a faktur](#)

[Zadat požadavek](#)

Technické údaje

Komodita	Elektřina
Číslo elektroměru	71894198
Způsob měření	C
Účtovací konstanta	1
Počet fází	3
Hlavní jistič	25,0 A
Týden odečtu	20 (16.05.2011 - 22.05.2011)
Předpoklad roční spotřeby	4247,0 kWh
Rezervovaný příkon	

Smlouva

Stav smlouvy: Aktivní

Fakturační a platební údaje

Způsob úhrady faktur	Vlastní podnět
Č. účtu pro úhradu faktur	
Způsob úhrady záloh	SIPO
Spojovací číslo SIPO	8002210540
Četnost záloh	měsíční
Způsob vracení přeplatků	Převodní příkaz
Č. účtu pro vracení přeplatků	211418028/5500

Služby elektronické fakturace

Elektronická faktura	Aktivovat
Datový soubor (pro firmy)	Aktivovat
Měsíční fakturace (pro firmy)	Aktivovat

Ostatní údaje

Dodavatel	ČEZ Prodej, s.r.o.
Distributor	ČEZ Distribuce
Sazba obchod	D Standard
Sazba distribuce	D 02d
EAN	859182400602988466
Produktová řada	Basic
Speciální cenová nabídka	Žádná

Podobnou konsolidaci trhu lze sledovat i v oblasti systémů spotových trhů. Nejčastěji je dnes v Evropě spotový trh provozován na systému francouzské burzy EPEX, která mnoha dalším evropským burzám poskytuje své prostředí formou Software as a Service (SaaS).

Vedle obchodních systémů musejí burzy samozřejmě disponovat back-office aplikacemi, které zajišťují např. finanční vypořádání obchodů či řízení kreditního rizika. Stejně jako u obchodních systémů, i zde se často uplatňuje model SaaS, jehož lídrem je v Evropě německá společnost European Commodity Clearing (ECC). Ta poskytuje zúčtovací služby pro řadu významných evropských burz a zajišťuje též registraci uzavřených obchodů u příslušných provozovatelů přenosových soustav.

25.3 Systémy provozovatelů přenosových soustav

Specifickou množinou informačních systémů v energetice jsou systémy provozovatelů přenosových soustav. Protože paleta činností běžného provozovatele přenosové soustavy je velmi roz-

sáhlá, tomu nutně odpovídá i širší informačních technologií, kterými je nutné jeho aktivity podporovat. Portfolio specializovaných informačních systémů pro provozovatele přenosových soustav pak obvykle zahrnuje různé plánovací, řídicí, obchodní, či měřicí systémy.

25.3.1 Plánovací a predikční systémy

Z hlediska plánování chodu soustav disponuje provozovatel přenosové soustavy informačními technologiemi, jejichž smyslem je co nejdříve simulovat chod soustavy v dlouhodobém či krátkodobém časovém horizontu z různých úhlů.

Dlouhodobé simulace nejrůznějších scénářů, zahrnující možný dlouhodobý vývoj hospodářství a spotřeby, strukturu výroby apod. na deset i více let dopředu, bývají i podkladem pro strategická rozhodnutí rozvoje přenosové sítě.

Simulace na rok a méně dopředu se pak používají pro predikci potřeb podpůrných služeb a slouží jako jeden ze základních vstupů obchodního systému, kde se podpůrné služby nakupují.

V krátkodobém horizontu zabezpečují plánovací systémy příjem plánů výroby od jednotlivých výroben, provádějí výpočet predikce zatížení či systémové odchylky, vykonávají různé bezpečnostní výpočty apod.

Plánování chodu soustav v evropském měřítku zahrnuje i několik nadnárodních systémů, jejichž prostřednictvím koordinují provozovatelé soustav činnost navzájem. Jde například o aplikaci Vulcanus sloužící pro sdílení informací o plánovaných a skutečných přeshraničních výměnách elektřiny a mezinárodních odchylkách, či systém CTDS, který kontinuálně provádí bezpečnostní výpočty celé evropské sítě a upozorňuje jednotlivé národní provozovatele přenosových soustav na možná hrozící přetížení vedení.

25.3.2 Řídicí systémy

Zcela klíčovou roli v činnosti provozovatele přenosové soustavy hrají řídicí systémy, obecně označované jako SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System). Pomocí těchto systémů je zajišťováno samotné dispečerské řízení přenosové soustavy. Mezi hlavní úlohy řídicího systému patří sběr dat z jednotlivých bodů soustavy prostřednictvím protokolů reálného času (telemetrie), jejich průběžné vyhodnocování a přehledná prezentace dispečerskému pracovníkovi. Mezi běžné funkce řídicích systémů také náleží nejrůznější automatická varování při vzniku nestandardních stavů či možnost dálkově řízeného ovládní rozvodu a dalších prvků soustavy.

Důležitou funkcí řídicích systémů přenosových soustav je také sekundární regulátor, který zabezpečuje udržování salda vůči sousedním přenosovým operátorům prostřednictvím aktivace sekundární regulace domácích výroben.

Mezi další doplňkové funkce řídicích systémů obvykle patří monitoring dostupných rezerv podpůrných služeb či dispečerský simulátor, který umožňuje trénovat dispečerské pracovníky na nejrůznější běžné či mezní situace při řízení soustav.

Stejně jako v případě plánovacích a obchodních systémů, i v případě dispečerského řízení existují i systémy nadnárodní. Jedním z příkladů je např. systém RAAS (Real-time Awareness & Alarming System). Systém je v současné době k dispozici na dispečerských sálech v jedenácti evropských zemích a poskytuje všem zúčastněným provozovatelům přenosových soustav globální pohled na

stav okolních soustav a jejich hlavní parametry. Systém automaticky vysílá varování v případě výskytu nestandardních či kritických situací.

Obrázek 25.2. Hlavní obrazovka řídicího systému české přenosové soustavy.



Mezi hlavní dodavatele řídicích systémů aktivních v Evropě patří společnosti ABB, General Electric a Siemens. Společnost ČEPS používá k řízení soustavy od roku 2007 systém RIS brněnské společnosti Elektrosystem.

25.3.3 Obchodní systémy

Další důležitou skupinou systémů používaných provozovatelem přenosové soustavy jsou systémy obchodní. Prostřednictvím obchodních systémů provozovatelé přenosových soustav nakupují na trhu podpurné služby, regulační energii, elektřinu k pokrytí ztrát a vlastní spotřeby a další specifické služby. Naopak se prostřednictvím těchto systémů prodávají účastníkům trhu přenosové kapacity, přičemž tato oblast je v posledních letech často zajišťována nadnárodními systémy provozovanými dedikovanými aukčními kanceláři.

Obchodní systémy slouží též k registraci obchodů mezi účastníky trhu, výměně obchodních dat s provozovatelem distribučních soustav, burzami a sousedními provozovateli přenosových soustav a k vyhodnocování odchylek. Obvykle se jedná o webové aplikace, do kterých mají přístup i účastníci trhu.

Nejvýznamnější evropskými dodavateli obchodních systémů pro provozovatele přenosových soustav jsou GE, Unicorn a Siemens.

25.3.4 Měřicí systémy

Nezanedbatelnou úlohu v procesech zajišťovaných provozovatelem přenosové soustavy hrají měřicí systémy, obecně označované jako MDMS (Meter Data Management System).⁹⁵ Ty zajišťují kontinuální sběr naměřených hodnot výroby a spotřeby elektřiny na hranicích přenosové soustavy, tedy výroben přímo připojených do přenosové soustavy na straně jedné, a odevzdávacích míst do distribučních soustav na straně druhé. Měřicí systém bývá též zodpovědný za výpočet ztrát.

Měřené hodnoty mohou být z měřicích míst přebírány nejrůznějšími protokoly, jako je PLC (PowerLine Communication – přenos zpráv přímo po elektrické síti), GPRS a další. Převzatá data jsou podrobována validacím, chybná či chybějící data mohou být dopočítávána interpolací či jinými obdobnými technikami. Následně jsou data agregována a předávána dalším systémům – v prostředí provozovatele přenosové soustavy jde o jeden z důležitých podkladů pro vyhodnocení odchylek.

Hlavními dodavateli měřicích systémů jsou společnosti Landis+Gyr či Itron.

25.4 Systémy provozovatelů distribučních soustav

Provozovatelé distribučních soustav vykonávají v řadě případů analogické či podobné úlohy jako provozovatelé přenosových soustav a používají pro ně také podobnou škálu systémů – to se týká zejména systémů pro provozní plánování, predikce, dispečerské řízení a měření, pro podrobnější popis tedy odkazujeme na kapitolu 25.3, byť zaměření systémů pro potřeby provozovatelů distribučních soustav může být v některých dílčích aspektech odlišné.

Například řízení distribuční soustavy má do značné míry odlišný charakter než řízení soustavy přenosové a vzhledem k velkému počtu prvků distribuční sítě a odběrných míst je u tohoto typu systému kladen větší důraz na integraci s geografickými informačními systémy.

Současně musí provozovatel distribuční soustavy disponovat zákaznickým systémem, který slouží pro administraci všech prací souvisejících s odečty neprůběhových měření, připojováním nových odběrných míst, přeložkami, montáží a výměnou elektroměrů či nejrůznějšími kontrolami. Tento zákaznický systém však nesmí být zaměňován se zákaznickým systémem dodavatele elektřiny.

25.5 Systémy výrobců elektřiny

Své informační systémy mají samozřejmě i výrobci elektřiny. Tyto systémy slouží k plánování, řízení a vyhodnocení výroby jednotlivých výrobních zdrojů.

⁹⁵ V některých zemích bývá zodpovědnost za měření vyčleněna do samostatného subjektu (např. ve Velké Británii).

Plánovací a bilanční systémy jsou úzce napojeny na obchod a slouží k rozložení sjednaných dodávek elektřiny a podpůrných služeb mezi jednotlivé výrobní jednotky ve vlastnictví provozovatele s cílem dosáhnout maximální efektivity při rozložení výroby a minimalizace nákladů.

Na to navazují řídicí systémy jednotlivých elektráren, které jsou obvykle šity na míru konkrétní příslušné elektrárně – zajišťují manuální či automatické dálkové ovládání prvků elektrárny, online monitoring provozu a měření nejrůznějších veličin, ať už jde o samotné dodávky elektřiny do soustavy, měření ztrát apod.

Mezi přední dodavatele řídicích systémů elektráren patří ABB, GE či Siemens.

25.6 Standardy komunikace

V liberalizujícím se a zároveň globalizujícím se prostředí evropské energetiky stoupá důležitost datových výměn mezi jednotlivými typy účastníků trhu. Ať už hovoříme o obchodnících s elektřinou, burzách, výrobcích, provozovatelích přenosových či distribučních soustav, zjišťujeme, že data si potřebuje vyměňovat téměř každý s každým.

Stejně jako v mnoha jiných průmyslových odvětvích, i v elektroenergetice panovalo na počátku liberalizace značně heterogenní prostředí, pokud jde o elektronickou komunikaci. Každý poskytovatel jakékoliv IT služby (burza, brokerská platforma, provozovatel soustavy apod.) si zpravidla zavedl své vlastní „standardy“ a nutil všechny ostatní, aby se jim přizpůsobovali.

To postupně vyvolávalo potřebu určité harmonizace, která se ruku v ruce s potřebami nejrůznějších druhů datových výměn postupně formovala v uplynulých 10–15 letech (příčemž ani v tuto chvíli rozhodně nelze říci, že by byl tento proces u konce, viz dále).

Standardizaci lze rozdělit do dvou základních vrstev – sjednocení formátů pro obsah vyměňovaných dat a standardizaci komunikačních cest.

Průkopníky obsahové standardizace datových výměn byly organizace ETSO (dnes ENTSO-E) a EFET, které s prvními iniciativami přišly již v letech 2001–2002. Obě organizace byly ve své činnosti motivovány zjištěním, že jejich členové (provozovatelé přenosových soustav a obchodníci) si vyměňují mezi sebou stále větší množství dat a že je třeba do těchto datových výměn zavést určitý pořádek a tím zvýšit efektivitu příslušných obchodních procesů a naopak snížit náklady na implementaci na straně jednotlivých participantů, neboť při existenci jednotného standardu odpadne nutnost přizpůsobovat se formátům mnoha partnerských protistran.

Na straně ETSO se jednalo zejména o zavedení jednotných identifikátorů všech účastníků trhu, tzv. standardu Energy Identification Coding Scheme (EIC), a o uvedení standardu ETSO Scheduling System (ESS), který byl založen na formátu XML a který sloužil k sesouhlasení diagramů přeshraničních výměn mezi dvěma provozovateli přenosových soustav. Ambicí tehdejších pracovních skupin ETSO však bylo nejen definovat formát výměny dat, ale harmonizovat i celý proces přeshraničního sesouhlasení, takže příslušné standardy, které mezitím prošly mnoha aktualizacemi a které lze stáhnout ze stránek ENTSO-E, popisují nejen strukturu vyměňovaných zpráv, ale podrobně se zabývají i sekvencí kroků, v nichž sesouhlasení probíhá, zodpovědností jednotlivých účastníků komunikace apod.

Paralelně s tím se EFET zabýval obdobnou problematikou pro účely standardizace komunikace mezi obchodníky s elektřinou v souvislosti s uzavíráním kontraktů na dodávku elektřiny. Na po-

čátku století jednoznačně dominovaly bilaterální kontrakty (energetické burzy většinou ještě neexistovaly anebo nebyly dostatečně rozvinuté a likvidní), a tak byl OTC obchod často jedinou možností prodeje či nákupu elektřiny. První vlaštkou standardizace se zde stal standard EFET Electronic Confirmation Matching (eCM).

ETSO i EFET v dalších letech postupně zavedené standardy rozvíjely (a stále rozvíjejí) a zároveň uváděly standardy nové, přičemž dynamika tohoto procesu do značné míry sledovala a bude i nadále sledovat proces probíhajících změn na trzích s elektřinou.

EFET se od počátku ve svých standardech zabýval nejen obsahem, ale i způsobem výměny dat, takže v první verzi eCM v roce 2002 definoval proprietární komunikační protokol pro výměnu dat, který do značné míry připomínal webové služby a SOAP protokol (které v té době ještě neexistovaly), a později přešel na SOAP. Od roku 2004 je zároveň k dispozici softwarový nástroj EFETnet založený na tomto standardu.

Naproti tomu ETSO se komunikační vrstvou dlouhá léta příliš nezabývalo, takže na tomto poli panovala značná nejednotnost. Někteří provozovatelé přenosových soustav preferovali výměny pomocí protokolu FTP, jiní si raději vyměňovali e-maily, další se pokoušeli zavést progresivní webové služby, přičemž každý z nich prosazoval své standardy nejen vůči sousedním provozovatelům soustav, ale i vůči účastníkům trhu, kteří tak byli nedobrovolně konfrontováni s mnoha různými komunikačními modely. Když si ETSO uvědomilo, že se v procesu standardizace jedná o bílé místo, zahájilo v roce 2007 přípravy na sjednocení komunikačních pravidel. V roce 2009 pak vznikla ETSO Communication Platform (vzápětí, po zániku ETSO, přejmenovaná na Energy Communication Platform, ECP), kterou autoři označují za „e-mail bez nevýhod e-mailu“. Tato platforma, která poskytuje např. garanci doručení zprávy či jistotu, že zpráva není podvržena, je dnes používána na několika pilotních projektech v Evropě a ENTSO-E na jejím základě později definovalo nový komunikační standard s názvem MADES.

Vedle standardů ENTSO-E existuje ještě obdobný standard ebIX, používaný zejména severskými provozovateli přenosových soustav. Obsahově se částečně překrývá se standardy ENTSO-E, ale v některých případech, jako je například proces změny dodavatele, je naopak vhodně doplňuje.

Výčet snah o standardizaci datových výměn by nebyl úplný, kdybychom v této souvislosti nezmínili CIM – Common Information Model. CIM je obecný standard pro reprezentaci objektů v běžném světě z určité domény pro použití v IT systémech a jednou z jeho implementací je schéma pro elektroenergetiku. Základem CIM je modelovací jazyk UML. Obecně vzato jde o velmi ambiciózní standard, který má být schopen cílově obsáhnout veškeré datové výměny v oblasti elektroenergetiky a nahradit tak i výše zmíněné standardy ENTSO-E, ebIX a EFET. Na vývoji CIM se podílí v současné době cca 40 subjektů z řad IT dodavatelů a provozovatelů přenosových soustav.

V rámci CIM jsou postupně popisovány veškeré typy informací, které se v oboru elektroenergetiky mohou vyskytnout – topologie sítě, kabely, výpadky, ochrany, měření, síťový model, výroba, finanční otázky, obchody s elektřinou apod. V současné době je CIM na poměrně dobré úrovni zpracován pro evidenci topologie sítě, síťových modelů a jejich konfigurací apod., zatímco v řadě jiných oblastí, zejména v souvislosti s obchodováním, má CIM, velmi mírně řečeno, zatím určité rezervy. Předpokládá se, že CIM bude nejprve zaveden pro interní komunikaci mezi provozovateli přenosových soustav v souvislosti s výměnami síťových modelů, a teprve později bude rozšiřován do dalších oblastí.

25.7 Elektronická dálnice

Elektronická dálnice je privátní síť dedikovaná pro sektor elektroenergetiky, používaná výhradně provozovateli přenosových soustav v kontinentální Evropě. Infrastruktura elektronické dálnice je primárně určena pro výměnu informací v reálném čase (v souvislosti s dispečerským řízením) a sekundárně též pro další datové výměny, jako jsou diagramy přeshraničních přenosů, síťové modely, plánovací data apod.

Podle dohod mezi provozovateli přenosových soustav je každý provozovatel soustavy zodpovědný za část elektronické dálnice na svém vlastním území, a to z pohledu údržby, zabezpečení, spolehlivosti a rychlosti.

25.8 Aplikace ENTSO-E pro transparentnost obchodování

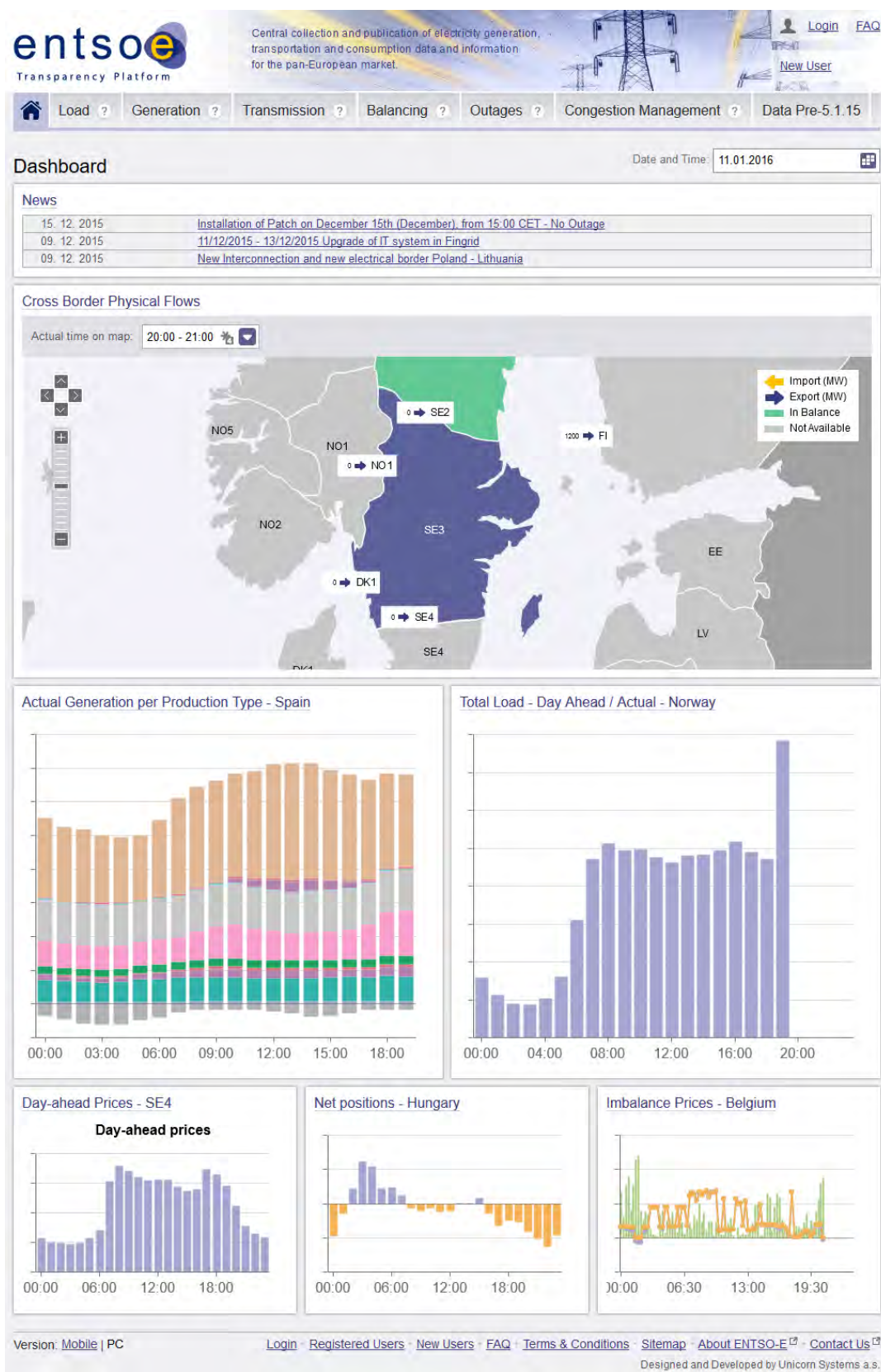
Mezi povinnostmi provozovatelů přenosových soustav daných evropskou legislativou patří i publikace nejrůznějších dat o plánu provozu soustav, přeshraničním obchodování, naměřených fyzických tocích, spotřebě elektřiny, výpadcích zdrojů aj.

Tyto povinnosti jsou dle nařízení 714/2009 uloženy sice jednotlivým národním provozovatelům přenosových soustav, sdružení ETSO (dnes ENTSO-E) se však rozhodlo v zájmu zvyšování komfortu pro účastníky trhu vytvořit společnou aplikaci, do níž budou všichni provozovatelé zasílat data, která pak budou publikována na jednom místě. Dnes je již zasílání dat do centrální platformy kodifikováno nařízením Evropské komise 543/2013.

Aplikace byla vytvořena v roce 2007 pod názvem ETSOVista, po zrušení ETSO se přejmenovala na *entsoe.net*. Dnes nese název ENTSO-E Transparency Platform.

Jde o webovou aplikaci, kde po registraci (která je zdarma) může kdokoliv získávat výše uvedené informace o provozu soustav v přehledné formě map, grafů či tabulek, s možností stahování dat pro další použití.

Obrázek 25.3: Aplikace entsoe.net pro transparentnost trhu.



25.9 Systémy pro obchodování s emisními povolenkami

Systémy, které nějak souvisejí s obchodováním s emisními povolenkami, lze rozdělit na dvě základní části – systémy zajišťujícími registr povolenek a systémy obchodních míst s povolenkami.

Obchodování s emisními povolenkami zajišťují v Evropě obvykle burzy s elektřinou prostřednictvím svých standardních obchodních a dalších systémů.

Registry držitelů povolenek byly dříve realizovány tak, že každý členský stát EU provozoval svůj národní systém, v němž evidoval povolenky svých domácích subjektů. Že provozování 27 prakticky identických národních rejstříkových systémů není příliš efektivní uspořádání, si nakonec uvědomili i evropští zákonodárci, takže v roce 2009 byla změněna směrnice 2003/87, která vytvoření národních registrů ukládala. Na základě novely směrnice byl v roce 2012 spuštěn centrální evropský rejstřík povolenek. Informační systémy zajišťující národní registry, které postupně vznikaly v letech 2003–2005, tak postupně zanikly – včetně českého systému provozovaného OTE.

Systém obchodování s emisními povolenkami celosvětově zastřešuje centrální registrační systém ITL (International Transaction Log) ve Velké Británii. Na něj je napojen evropský systém EUTL (European Union Transaction Log), který si každý převod povolenky mezi dvěma účastníky nechává od ITL autorizovat.

POUŽITÉ ZKRATKY A VYSVĚTLIVKY

AMM: chytré měření

CFD: finanční instrument, tzv. *kontrakt na rozdíl* (Contract for Difference)

ČEPS: Česká energetická přenosová soustava

ČR: Česká republika

EU: Evropská unie

DPH: daň z přidané hodnoty

DP: dopravní podniky

DS: distribuční soustava

DSR: Demand Side Response (řízení spotřeby)

EDR: ekologická daňová reforma

ENTSO-E: evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

ERÚ: Energetický regulační úřad

ETS: systém emisního obchodování (Emissions Trading System)

ETSO: Jeden z předchůdců asociace ENTSO-E

EUA: Emisní povolenky (EU Emission Allowances)

EU ETS: Evropský systém emisního obchodování (European Union Emissions Trading System)

EZ: energetický zákon

FVE: fotovoltaická elektrárna

KVET: kombinovaná výroba elektřiny a tepla

MF: Ministerstvo financí

MO: maloodběr

MOO: maloodběr – domácnosti

MOP: maloodběr – drobní podnikatelé

MPO: Ministerstvo průmyslu a obchodu

NAP SG: Národní akční plán pro inteligentní sítě

NN: nízké napětí

NT: nízký tarif

POUŽITÉ ZKRATKY A VYSVĚTLIVKY

OM: odběrné místo

OTE: Operátor trhu s elektřinou

OZE: obnovitelné zdroje energie

POZE: podporované obnovitelné zdroje energie

PS: přenosová soustava

RP: rezervovaný příkon

SYS: systémové služby

SŽDC: Správa železniční a dopravní cesty

TDD: typové diagramy dodávek

TSO: provozovatel přenosové soustavy (Transmission System Operator)

UCTE: asociace evropských TSO (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity)

VN: vysoké napětí

VVN: velmi vysoké napětí

VT: vysoký tarif

PRAMENY A LITERATURA

Energetický plán EU do roku 2050.

Závěry Evropské rady ze dne 23. a 24. října 2014 pro „Rámec politiky v oblasti klimatu a energetiky do roku 2030“.

Směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2005, kterou se mění struktura rámcových předpisů Společenství o zdanění energetických produktů a elektřiny ve znění pozdějších předpisů.

Směrnice Rady 2012/27/EU ze dne 25. října 2012 o energetické účinnosti, o změně směrnic 2009/125/ES a 2010/30/EU a o zrušení směrnic 2004/8/ES a 2006/32/ES.

Směrnice Rady 2009/28/ES ze dne 23. dubna 2009 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů.

Návrh novely Směrnice Rady 2003/96/ES ze dne 27. října 2005, kterou se mění struktura rámcových předpisů Společenství o zdanění energetických produktů a elektřiny ve znění pozdějších předpisů.

Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů.

Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy energetických odvětvích (energetický zákon).

Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.

Zákon č. 131/2015 Sb., kterým se mění zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a další související zákony.

Návrh zákona o změně zdanění pevných paliv, plynů a minerálních olejů a dalších souvisejících změnách.

Národní akční plán pro inteligentní sítě schválený vládou v březnu 2015.

Národní akční plán ČR pro energii z obnovitelných zdrojů schválený vládou v listopadu 2012.

Pracovní verze aktualizace Národního akčního plánu ČR pro energii z obnovitelných zdrojů ze září 2015.

Webové stránky Celní správy České republiky.

Webové stránky ČEPS, a. s. (www.ceps.cz).

Webové stránky informující o stavech nouze, jejich předcházení a výpadcích elektřiny.

Webové stránky Energetického regulačního úřadu (www.eru.cz).

Webové stránky OTE, a. s. (www.ote-cr.cz).

Webové stránky provozovatelů regionálních distribučních soustav – ČEZ Distribuce (www.cez-distribuce.cz), E.ON Distribuce (www.eon-distribuce.cz) a PREDistribuce (www.predistribuce.cz).

Článek Ing. Pavla Šolce „Poruchy v provozu přenosových soustav v roce 2006 (aneb jak dál?)“ v časopisu PRO-ENERGY.

Prezentace ERÚ „Nová tarifní struktura v elektroenergetice“ 24. 9. 2015 na konferenci EGÚ Brno.

Prezentace EGÚ Brno „Nový tarifní model – charakteristika, důvody a podmínky jeho implementace“ 24. 9. 2015 na konferenci EGÚ Brno.

Tiskové zprávy ERÚ z října a listopadu 2015 k nové tarifní struktuře.

Úvod do liberalizované energetiky Trh s elektřinou

Kolektiv autorů

Vydala Asociace energetických manažerů,
Ortenovo náměstí 15a, 170 00 Praha 7
aem@aem.cz, www.aem.cz,
v roce 2016.

Odpovědná redaktorka: Zuzana Šolcová
Grafická úprava a sazba: Miloš Mojžiš
Obálka: Eva Mojžišová

Vytiskla tiskárna SUNGATE, Novodvorská 202/26, 142 00 Praha 4
Vydání první.

ISBN 978-80-260-9212-4



EH
EuroEnergy

AGC
GLASS UNLIMITED

TEDOM

OTE

UNICORN Systems

A.e.M
ASOCIACE
ENERGETICKÝCH
MANAŽERŮ

ČEZ
SKUPINA ČEZ

Slovenská elektrizačná
SEPT S
prenosová sústava, a. s.

PE POWER EXCHANGE
CENTRAL EUROPE

CEE
cee stock exchange group

AM Amper
Market

MicroStep HDO®

Úvod do liberalizovanej energetiky
Trh s elektřinou
Vydala Asociace energetických manažerů
Druhé aktualizované vydání
ISBN 978-80-260-9212-4

