

EKOLOGICKY ŠETRNĚ, EKONOMICKY VÝHODNĚ



ENERGETICKÁ EFEKTIVNOST BIOPLYNOVÝCH STANIC

MOŽNÁ OPATŘENÍ PRO VYŠŠÍ STUPEŇ VYUŽITÍ BIOPLYNU

ENERGETICKÁ EFEKTIVNOST BIOPLYNOVÝCH STANIC

1. Úvod

Tuzemský trh s bioplynem v posledních letech zažívá velký rozvoj. Díky přijetí zákona o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů a zavedení investičních podpor z národních programů kofinancovaných EU vzrostl počet bioplynových stanic (dále jen také „BPS“) v zemi za posledních pět let rychle z několika málo provozů na aktuálně možná již **150 stanic** o celkovém instalovaném el. výkonu převyšujícím **100 MW** (stav k polovině roku 2011).

Během tohoto desetiletí má přitom tento dynamický růst dál pokračovat, a pokud by měly být naplněny cíle Národního akčního plánu pro energii z OZE, vznikne v zemi do roku 2020 dalších několik set výroben elektřiny z bioplynu o souhrnném el. výkonu více než **300 MW_{el}**.

Vývoj posledních let však začíná odhalovat několik závažných skutečností majících souvislost s energetickou efektivností BPS.

Velká většina z doposud vybudovaných stanic je **lokalizována do míst, kde není možné nalézt efektivní využití pro veškeré teplo**, které vzniká jako vedlejší produkt při spalování bioplynu v kogenerační jednotce mající zpravidla podobu stacionárního spalovacího motoru s generátorem.

Vlastní technologická spotřeba tepla reprezentuje jen relativně malou část jeho celkové výroby (typicky 20–30%) a tak, není-li pro disponibilní teplo z bioplynové kogenerace využití, může být de facto v praxi **mařena i třetina energie v bioplynu**. Trendem je přitom stavba stanic o stále větším jednotkovém výkonu, čímž se tento problém s mařeným teplem stává vážnějším. A to i z toho důvodu, že stále větší část vstupních substrátů bývá pro stanici záměrně pěstována na orné půdě. Jedná-li se o jednotlivé případy, není to závažné, je-li to ale systémový jev u desítek stanic, pak to dokládá nevhodně zvolený systém podpory jejich výstavby.

Není dnes výjimkou, že BPS z vyrobeného bioplynu dodávají k dalšímu využití – ve formě elektřiny – jen i méně než třetinu jeho celkové (primární) energie. Řešení, jak provoz BPS zefektivnit, však existují a cílem této publikace je jejich představení včetně vzorových příkladů z praxe s vyčleněním možných úspor z toho vyplývajících.

2. Jak definovat energetickou účinnost

Za vstupní energii do procesu konverze je možno pokládat **energii v surovém bioplynu ($Q_{BPbrutto}$)** vzniklém rozkladem biomasy dodávané do BPS. V širším pohledu by bylo možno za vstupní – primární energii pokládat energii vstupních substrátů vyjádřenou jejich výhřevností. Z praktického hlediska je však vhodnější zaměřit se pouze na využití energie vzniklého bioplynu, protože výhřevnost typických substrátů BPS je pouze teoretickou hodnotou a v praxi ji nelze pro vysoký obsah vlhkosti jinak využít.

Účelně užitou energii je potom ta, která je předána k dalšímu využití mimo vlastní bioplynovou stanici. Při obvyklém řešení stanice se jedná o:

- ✱ čistou **elektřinu E_{dod}** dodanou do distribuční sítě a/nebo spotřebovanou v dané lokalitě (farmě, areálu, kde je BPS umístěna) mimo vlastní technologickou spotřebu vlastní stanice.
- ✱ čistou **dodávku tepla Q_{dod}** , tj. po odečtení vlastní technologické potřeby tepla stanic, pro uspokojení nejrůznějších ekonomicky odůvodněných tepelných potřeb (vytápění staveb, příprava teplé vody, sušení atd.).

Ukazatel nazvaný jako „**Stupeň energetického využití bioplynu**“ zkráceně **SEV_{BP}** se spočte vztahem:

$$SEV_{BP} = (E_{dod} + Q_{dod}) / Q_{BP, brutto}$$

Ve zvláštních případech se může jednat i o prodej surového bioplynu jinému subjektu nebo prodej biometanu do plynárenské sítě. Definiční vztah **SEV_{BP}** je pak možno upravit následovně:

- ✱ Při prodeji surového bioplynu by se měla energetická bilance posuzovat rovněž podle výše uvedeného vztahu jako jeden projekt, tj. s přihlédnutím ke skutečnému využití vyrobené elektřiny a tepla. Není-li to možné, jako přibližný ukazatel je možno předpokládat 60% využití energie z prodeje surového bioplynu Q_{BPprod} :

$$SEV_{BP} = (0,6 \times Q_{BP,prod} + E_{dod,BPS}) / Q_{BPbrutto}$$

- ✱ V případě úpravy bioplynu na biometan a jeho vtlačení do sítě je možno energii biometanu ($Q_{BM,prod}$) zahrnout úplně (je ekvivalentní náhradou zemního plynu).

$$SEV_{BP} = (Q_{BM,prod} + E_{dod,BPS}) / Q_{BPbrutto}$$

Oba uvedené výpočty **SEV_{BP}** nicméně implicitně předpokládají, že energetické potřeby BPS budou kryty z vyrobeného bioplynu a případné přebytky elektřiny z bioplynové kogenerace situované v místě stanice ($E_{dod,BPS}$) budou dodávány do distribuční sítě, což lze považovat za „standardní“ řešení.

Mohou se však vyskytnout situace, kdy energetické potřeby ať už výroby bioplynu a/nebo jeho úpravy na biometan k dalšímu využití budou kryty externími energetickými zdroji – např. elektřinou z distribuční sítě, zemním plynem či jiným palivem fosilního i nefosilního původu.

Pro zamezení možnosti zneužívání nákupu „špinavé“ levnější energie a její proměny do více ceněné energie „zelené“ by s určitostí měly být **odečítány jakékoliv vstupy mající původ v konvenčních zdrojích**, za které lze považovat elektřinu z distribuční sítě, zemní plyn či jakékoliv jiné palivo fosilního původu.

S ohledem na odlišnou formu energie by přitom měl být v případě elektřiny odebírané z elektrizační soustavy navíc uplatněn koeficient zohledňující současnou míru účinnosti její výroby a distribuce v systémových elektrárnách a tedy skutečné nároky na primární energii (zjednodušeně lze použít násobek 3).

3. Opatření pro vyšší efektivnost využití energie

3. 1. Dostatečné dimenzování fermentorů

Pro zpracování biologicky rozložitelných materiálů procesem anaerobní fermentace za účelem výroby bioplynu je třeba vytvořit určité podmínky, k nimž patří rovněž dostatečný čas.

Je-li spolu s dalšími zásadními parametry procesu (stupeň pH, teplota atd.) optimalizován, podaří se do podoby bioplynu (tj. směsi, v níž dominuje CH_4 a CO_2) transformovat i více než 90 % původní organicky rozložitelné hmoty. Při nedostatečném zdržení to však může být i méně než 70 %.

Klíčem k tomu je **správné dimenzování fermentorů**, které by mělo být přizpůsobeno charakteru vstupů a zejména teplotním podmínkám, za kterých proces probíhá (mezofilní versus termofilní).

Nejdelší by tzv. **doba zdržení substrátů ve fermentorech** (aktivní objem fermentorů dělený denní sumou množství dávkovaných vstupů vč. procesní vody) měla být u vstupů rostlinného původu zpracovávaných při mezofilních podmínkách (35–40 °C). Dle doporučení správné praxe by měla činit **minimálně 70 dní**, při větším zastoupení hůře rozložitelných vstupů jako je travní senáž pak ještě déle (nad 90 dnů).

Výrazně kratší (v **řádu 30–40 dnů**) může být žádoucí doba zdržení při zpracování průmyslových a komunálních bioodpadů, stejně tak jako v případě anaerobního rozkladu při termofilních teplotách (>50 °C).

Efektivní cestou, jak maximalizovat míru rozkladu organické hmoty do bioplynu, je **zajistit plynotěsné zakrytí koncových skladů digestátu**, což má pozitivní vliv nejen na vyšší výtěžnost bioplynu, ale i znatelně eliminuje nežádoucí úniku metanu a šíření senzorických emisí volně do ovzduší.

3. 2. Zvýšení čisté dodávky elektřiny

Elektřina je nejhodnotnější produkt z její produkce by měla být co nejvyšší. Čistá dodávka z daného množství bioplynu je výsledkem rozdílu hrubé svorkové výroby a vlastní spotřeby stanice.

Zvýšení účinnosti výroby elektřiny

Kogenerační jednotka

Základní cestou, jak maximalizovat množství vyráběné elektřiny z daného množství vstupů a výroby bioplynu z něj, je volba kogenerační jednotky s vysokou el. účinností. Na trhu jsou jednotky od řady výrobců, které se liší svorkovou účinností i o několik procent. U jednotek nad cca 500 kW_{el} by jmenovitá svorková účinnost měla být **alespoň 41–42 %**, u menších pak **min. 38–39 %**.

Z ekonomického pohledu však míra účinnosti výroby elektřiny není jediným determinantem při volbě typu kogenerační jednotky. Stejně zásadní roli pak hrají i náklady na údržbu a opravy, tj. cenová náročnost a časová dostupnost servisu. Ve světle dosavadních zkušeností lze doporučit raději upřednostnit jednotky, které jsou na českém trhu dostatečně zastoupeny.

Komplementární technologie pro výrobu elektřiny

Druhou dnes technicky dostupnou možností, jak výrobu el. energie z bioplynu dále navyšit, je využití vysokoteplotního potenciálu spalin odcházejících z motorové kogenerace za pomoci **parního motoru** či **systému ORC** (Or-

ENERGETICKÁ EFEKTIVNOST BIOPLYNOVÝCH STANIC

ganický Rankinův Cyklus). Jejich nasazení umožňuje docílit zvýšení hrubé – svorkové účinnosti o několik dalších procent (3–6 %), nicméně ekonomická smysluplnost je v praxi podmíněna vysokým ročním využitím a tedy spolehlivým provozem z důvodu vysoké počáteční investice.

Dosavadní zkušenosti s jejich provozem na několika BPS v tuzemsku jsou však smíšené a spíše vedou k doporučení hledat pro vyráběné teplo z bioplynové kogenerace jiné (levnější) využití.

Snížení vlastní (technologické) spotřeby elektřiny

Bioplynová stanice potřebuje pro svůj provoz řadu aparátů s elektrickým pohonem. Jedná se především o míchadla, čerpadla a dávkovače substrátů a čerpadla a ventilátory kogenerační jednotky. K vlastní spotřebě je třeba počítat i ztráty trafostanice na dodávku elektřiny do sítě VN.

Vlastní spotřeba se zpravidla udává v poměru k množství vyrobené elektřiny měřené na svorkách generátoru a celková hodnota dnes bývá v širokém rozmezí 5–10 %. Dosažení optimálních hodnot (7–8 %) předpokládá pečlivý výběr všech hlavních komponent a „energeticky šetrný“ způsob jejich provozu. Níže upozorníme zejména na **míchací techniku fermentorů**, vybraná zařízení **strojovny kogenerace a transformátor**.

Míchadla

Míchadla musí zajistit účinné promíchávání náplně fermentorů, aby se vytvořily optimální podmínky pro tvorbu bioplynu, zamezilo se vytváření nemíchatelné vrstvy u hladiny nebo sedimentů u dna a stěn a zároveň nedocházelo k plýtvání cennou elektrickou energií.

Na trhu jsou dnes nabízena řešení vybavující fermentor (prvního stupně) míchadly s celkovým el. příkonem v širokém rozmezí **od méně než 10 až po více než 20 W v přepočtu na m³ užitného objemu fermentoru**. Obecně menšího měrného příkonu vykazují technologie schopné pracovat s vyšší sušinou (nad 10–12 %), míchadla u nich však pracují s vyšším zatížením a i vyšší frekvencí míchání.

O výsledné hodnotě spotřeby elektřiny míchadly ve fermentorech významně rozhoduje rovněž charakter zpracovávaných vstupů a způsob jejich předúpravy (délka řezanky atd.).

Z hlediska energetické efektivity procesu je nevhodnější porovnávat tuto spotřebu míchadly k celkové hrubé výrobě elektřiny (či množství energie v bioplynu), jelikož je tím rozhodujícím ukazatelem efektivity stanice. Typický poměr bývá mezi 2–4 % celkové roční svorkové výroby elektřiny, dobré provozu přitom **nepřesahují 2,5–3 %**.

Strojovna kogenerace – chlazení plynu

Pro spolehlivý provoz kogenerace je třeba vstupní plyn zbavit vlhkosti a zchladit na nižší teplotu. Chlazení bioplynu se provádí pomocí vodního okruhu a její chlazení zajišťuje elektricky poháněný chladicí agregát. Předchlazení plynu (až o několik °C) lze zajistit též zemní smyčkou (předáváním tepla do půdy), čímž se uspoří spotřeba elektřiny chladicího agregátu. Alternativní řešení je udržování teploty plynu na nejvyšší možné hodnotě, kterou umožňuje kogenerační jednotka (typicky okolo 40 °C), čímž se zamezuje možné kondenzaci vlhkosti v plynu a hlavně pak ve spalinách – je to však méně doporučený způsob, který může významně zkrátit životnost jednotky a jejich kritických částí.

Strojovna kogenerace – nouzové chladiče

Přebytek tepla z kogenerace (který se nespotřebuje pro vytápění fermentorů ani jej nelze účelně využít mimo stanici) je třeba odvést do okolí. Zpravidla se tak děje na tzv. nouzových chladičích, což jsou výměníky voda/vzduch s elektricky poháněnými ventilátory. V řadě bioplynových stanic bez využití tepla jsou tyto „nouzové“ chladiče v provozu trvale a spotřeba elektřiny, zvláště v letním období tvoří významný podíl vlastní spotřeby stanice (na 1 odvedený kilowatt tepla je potřeba 1 až 2 wattů el. energie pohánějící ventilátory chladiče). Pokud je z projektového záměru jasné, že využití tepla bude malé, nemá smysl instalovat spalinový výměník (a pak teplo předané do vody mařit na chladičích). Pro odvod tepla z vodního okruhu chlazení motoru je pak třeba v tomto případě instalovat dostatečně dimenzované vzduchové chladiče, aby potřebný výkon ventilátorů a doba jejich chodu byly co nejmenší.

Transformátor

Pro možnou dodávku el. energie z bioplynové kogenerace do nadřazené distribuční sítě je potřeba zajistit její transformaci na potřebnou napěťovou hladinu (typicky 22 kV). Využívány jsou k tomu transformátory – suché nebo olejové. Efektivněji přitom pracují olejové transformátory, které jsou dnes navíc do výkonu 2,5 MVA dle ČSN EN 50 464-1 členěny z hlediska energetických ztrát do čtyř kategorií – energetických tříd (A – nejlepší až D – nejhorší), a to zvláště z hlediska hodnocení ztráty naprázdno (Po) a nakrátko (Pk). Dnes nejlepší dostupné výrobky na trhu splňují třídu **Ao** a **Bk** a jsou označovány jako tzv. nízkoztrátové transformátory.

Vyplatí se jim dávat přednost, jelikož i když jejich pořízení může být o něco (20–30 %) nákladnější než v případě standardních typů (typicky Co, Ck), návratnost víceinvestic je díky nižším transformačním ztrátám i méně než jeden rok.

Efektivnost transformátoru je možné dále zlepšit správným výkonovým dimenzováním. Empirické zkušenosti dokazují, že kapacitu transformátoru se vyplatí volit **výrazně (nejlépe 2krát) větší, než je provozní výkon kogenerace**. Např. návratnost vícenákladů na transformátor s dvojnásobnou kapacitou (ve stejné energetické třídě) je okolo dvou let. Touto optimalizací je možné snížit ztráty elektřiny při její transformaci na vyšší napěťovou hladinu na méně než 1 % roční svorkové výroby elektřiny bioplynové kogenerace (oproti běžným 1–2 %).

3. 3. Snížení úniků metanu

Ztráty bioplynu resp. metanu v něm obsaženém jsou rovněž určitou formou vlastní spotřeby stanice, kterou je třeba minimalizovat.

Systém plynového hospodářství stanice tvoří horní prostor fermentorů a skladu digestátů, plynojemy a dopravní trasa ke kogenerační jednotce. Za normálního provozu jsou ztráty netěsností tohoto systému zanedbatelné (dle empirických zkušeností v řádu desetin procent celkové výroby). **Významné ztráty v řádu až jednotek procent roční výroby bioplynu** však mohou vzniknout při delších výpadcích na straně spotřeby (poruchy a plánované odstávky kogenerace) a zbytkovým vývinem metanu v koncovém skladu, pokud tento není zakryt.

Doporučení pro minimalizaci úniků metanu jsou proto následující:

Správné provedení plynojemu, existence fléry

Vývin bioplynu má velkou setrvačnost a tak při výpadku kogenerační jednotky pokračuje, i když se dávkování surovin přeruší. Při nedostatečné kapacitě plynojemu začne tlak plynu v systému rychle stoupat a musí být z něj odpouštěn. Z ekonomických i ekologických důvodů by bioplyn neměl samovolně unikat do ovzduší. Pojistné klapky plynového systému by tak měly být uváděny do provozu jen v krajních případech a jako poslední v řetězci zařízení plynového hospodářství stanice.

Delší plánované odstávky či výpadky kogenerační jednotky(ek) by tak měly být kryty **odpovídající kapacitou plynojemu**, a překročil-li mezní hodnotu, pak by přebytečný bioplyn měl být **odveden na havarijní hořák – fléru**, kde se metan spálí na CO₂ (vnikne tak ekonomická újma provozovateli stanice ale minimalizuje se dopad na ovzduší). Vhodná kapacita plynojemu (**doporučit lze alespoň 6–8 hodin**) a fléra by tak měly být samozřejmou součástí BPS. Proti možnému delšímu výpadku napájení z distribuční sítě (a nefunkčnosti mj. fléry) by pak stanice měla být standardně vybavena i záložním zdrojem elektřiny – **dieselagregátem**.

Plynojemy by pak současně měly být vyráběny z materiálů **s nižší propustností metanu** (nejlepší dosahují méně než 100 cm³ metanu v přepočtu na m² plochy plynojemu, tlakový rozdíl 1 bar a den) – ano, ani samotné plynojemy nejsou zcela plynotěsné.

Zakrytí skladu digestátů

Ke zdaleka největším samovolným únikům metanu však dochází u skladů digestátů. Při zdržení substrátů ve fermentorech neodpovídajících jejich povaze může docházet k emisím CH₄ tak vysokým, že bilance příspěvku projektu k omezení emisí CO₂ekv může být i jen poloviční, než je v rámci výpočtu ekologických přínosů pro potřeby různých systémů podpory vyčíslováno.

Jinými slovy elektrina z takto nevhodné BPS může být ve skutečnosti zatížena „nenulovým“ emisním faktorem CO₂ekv majícím původ v únicích metanu

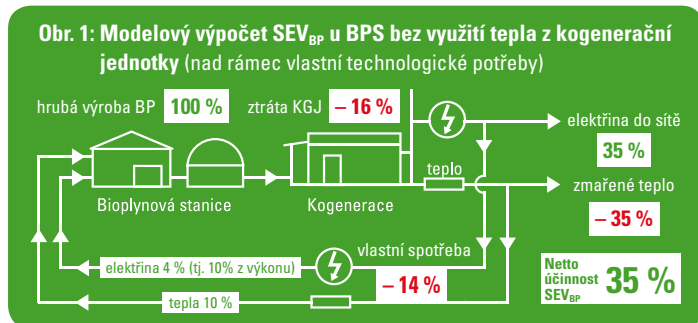
ENERGETICKÁ EFEKTIVNOST BIOPLYNOVÝCH STANIC

na úrovni odpovídající 30–50% emisního faktoru elektřiny vyráběné uhlernou elektrárnou (viz závěry evropského projektu „EU-AGRO-BIOGAS“).

Plynotěsné zakrytí skladu digestátu by proto mělo být standardem, které vedle uvedených ekologických přínosů současně umožní zvětšit skladovací kapacitu bioplynu a řešit, jak delší provozní výpadky systému bez potřeby mrhání bioplynu, tak i možnost výkonové regulace kogenerační jednotky, bude-li vyžadována operátorem elektrizační soustavy.

3. 4. Zvýšení využití tepla z kogenerační jednotky

Bioplynová stanice, která dodává pouze elektřinu do sítě, má stupeň využití energie bioplynu **pouze cca 35 % (± 2 %)**. Přibližné podíly energie použité pro vlastní spotřebu a vynuceně mařené ukazuje následující obrázek.



Využití tepla z bioplynové stanice mohou zvýšit v principu následující způsoby:

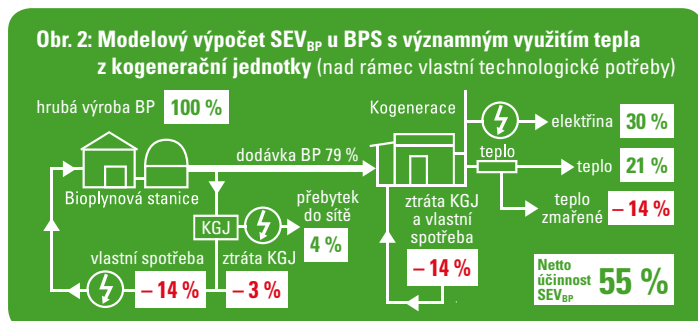
Vyvedení tepla teplovodem

Po technické stránce je to nejjednodušší řešení, je však vhodné pouze pro malé vzdálenosti. Ideální je takové umístění bioplynové stanice, kde najde disponibilní teplo celoroční uplatnění v její blízkosti, např. přímo v areálu farmy (např. k sušení dřeva a zemědělských produktů, přípravě teplé vody a vytápění objektů). Dodávka tepla teplovodem na vzdálenost delší než cca 1 km je problematická kvůli vysokým investicím i provozním nákladům (relativně vysoké teplené ztráty a čerpací práce).

Dodávka surového bioplynu plynovodem

V tomto případě je kogenerační jednotka umístěna v blízkosti spotřeby tepla a surový bioplyn se k ní dopravuje samostatným potrubím. Náklady na jeho instalaci jsou několikrát menší než na teplovod stejné délky a provozní náklady na dopravu plynu jsou zanedbatelné. Investiční náklady takového projektu jsou ovšem větší než kdyby byla kogenerační výroba umístěna na bioplynové stanici – stavba bioteplárny zpravidla ve městě vyžaduje dokonalé odhlučnění a na bioplynové stanici je třeba umístit další malou jednotku pro krytí vlastní spotřeby elektřiny a tepla na výrobu bioplynu. **Návratnost vícenákladů závisí na objemu prodaného tepla.** Nejlepších výsledků by se dosáhlo při celoroční dodávce tepla, tj. např. napojení na stávající dostatečně velký systém CZT nebo průmyslový odběr s vyrovnanou celoroční spotřebou. Avšak i při dodávce tepla především pro sezónní vytápění a s menším odběrem v létě, kdy část tepla kogenerace je třeba mařit, může být toto řešení ekonomicky přijatelné.

Následující obrázek ukazuje bilanci využití energie pro tento poslední jmenovaný případ. Parametr SEV_{BP} může při vysokém stupni využití tepla z bioplynové kogenerace (50–60% celkové produkce) dosáhnout hodnoty **55–60 %**, teoretické maximum předjímající 100% využití disponibilního tepla může hodnotu SEV_{BP} posunout k hranici **65–70 %**.



3. 5. Úprava na biometan

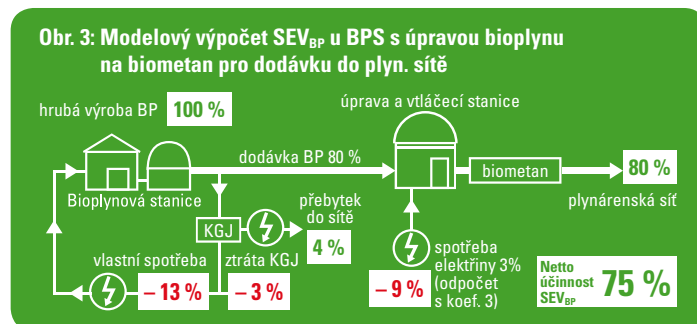
Pokud investor plánuje instalaci bioplynové stanice v lokalitě vhodné z hlediska zásobování substráty avšak s malým uplatněním tepla, přichází v úvahu **úprava bioplynu na kvalitu zemního plynu a vtláčení tohoto produktu do plynárenské sítě**.

Technologie úpravy jsou dnes již komerčně dostupné a byly nasazeny na mnoha desítkách stanic, především v Německu, ale i v dalších zemích. V principu se jedná o odstranění zbytkové síry a vlhkosti a oddělení hlavních součástí bioplynu, tj. metanu a oxidu uhličitého různými metodami separace, které se liší v principu separace, energetické náročnosti a dalších provozních parametrech (např. tlak atd.).

Výsledkem procesu jsou vždy dva proudy plynu – tzv. **biometan s vlastnostmi blízkými zemnímu plynu** a odloučený oxid uhličitý s malým zbytkovým obsahem metanu, který musí být před vypuštěním do atmosféry zneškodněn oxidací na CO_2 . Technologické aparáty jsou zpravidla umístěny kompaktně v kontejneru („**stanice úpravy**“), a jejich provoz je automaticky řízen.

Upravený biometan je pak třeba dodat do plynárenské sítě. Příslušná zařízení bývají umístěna v dalším samostatném kontejneru („**vtlačecí stanice**“) a zahrnují měření objemu a stavových veličin plynu, jeho chemického složení (pomocí procesního chromatografu) a úpravu tlaku na požadovanou úroveň v síti, tj. zpravidla kompresi (vyžadující následné odvlhčení a odstranění zbytků mazacího oleje), dále odorizaci a případně dávkování malého množství propanu pro dorovnání výhřevnosti.

Energetickou bilanci bioplynové stanice s úpravou a vtláčením do sítě ukazuje následující obrázek. Pro pokrytí vl. spotřeby výroby surového bioplynu slouží opět malá kogenerační jednotka. Do biometanu přejde prakticky veškerá energie disponibilního surového bioplynu. Pokud je pro pokrytí vl. spotřeby úpravy a vtláčení použita elektřina ze sítě, je třeba při výpočtu celkového stupně využití energie tuto vlastní spotřebu uvažovat s účinností její výroby a distribuce (tj. faktorem 3).



Tam, kde končí teoretická účinnost dokonalého využití elektřiny a tepla z BPS s kogenerační jednotkou, tam stupeň energetického využití „výroby biometanu“ začíná a při zohlednění skutečnosti, že biometan musí být při dodávce do plynárenské sítě měřen ve spalném teple, lze dále k dalšímu využití v podobě biometanu **i více než 80%** výchozí energie v bioplynu (vyjádřené jeho výhřevností). **Další výhodou úpravy bioplynu na biometan je jeho univerzální použití a při jeho větším rozšíření pak snížení závislosti na dovozu zemního plynu.** Nevýhodou jsou dodatečné investiční náklady, které zdrazňují dodanou energii oproti energii v surovém bioplynu.

Výroba biometanu si u větších zařízení (od cca 250 Nm³/hod biometanu, což je ekvivalent 1 MW_e) vyžaduje obdobnou či jen mírně vyšší podporu, jako v případě tradičních BPS, umožňuje však dosahovat až dvojnásobné celkové účinnosti v poměru k výchozí energii v bioplynu. **Nabízí tak efektivní řešení několika aktuálních problémů tuzemského trhu s bioplynem a jeho budoucnosti současně.**

4. Závěr

Výše uvedené příklady opatření, jež umožňují zefektivnit užití obnovitelné energie získané výrobou bioplynu, se postupně dostávají do praxe. V menší či větší míře již byly uplatněny u několika konkrétních projektů u nás. Zasluhují si proto bližší představení – jako možná inspirace současným i budoucím majitelům a provozovatelům BPS, jak jejich výstavbu a provoz učinit energeticky i ekologicky více šetrnou.

K (výrazně) vyššímu stupni energetického využití bioplynu budou v příštích letech proto motivovat i programy veřejné podpory, jelikož vyšší efektivnost je jedním z klíčových prostředků k tomu, aby energie (z) bioplynu byla méně nákladná a jednou třeba plně konkurenceschopná s konvenčními zdroji energie.

BIOPLYNOVÁ STANICE TŘEBOŇ



Již v polovině sedmdesátých let vznikl v Třeboni respektive v areálu tehdy vybudované čistírny odpadních vod zajímavý společný provoz pro anaerobní stabilizaci čistírenských kalů a kejdy z blízkoležícího velkokapacitního chodu prasat známého pod názvem Gigant. Jelikož velkou většinu organického zatížení představovala kejda, začalo se postupem času toto zařízení spíše považovat za zemědělskou bioplynovou stanici, první svého druhu v zemi.

Dlouholetá tradice, bohaté zkušenosti a zhoršující se ekonomické podmínky živočišné výroby v nových podmínkách vedly místní zemědělské subjekty k rozhodnému kroku – využít půdu uvolněnou rychle klesajícími počty prasat i skotu pro přímé zajištění potřebných surovin pro energetické účely.

Založením společného subjektu **BIOPLYN Třebon spol. s r.o.** vznikl záměr, který po několikaleté přípravě vedl k realizaci projektu, jenž potvrdil pověst Třeboně jako „Mekky“ českého trhu s bioplynem.

Technické řešení

Podstatou unikátnosti projektu nové bioplynové stanice v Třeboni je její odlišné koncepční řešení. Zatímco tradiční stanice dnes využívají veškerý bioplyn v místě pro výrobu elektřiny a tepla bez ambice teplo ve větší míře efektivně využívat, v případě treboňské „nové“ BPS vedla blízkost města (areál, kde BPS je situována, se nachází necelé 2 kilometry od hranice města) k rozhodnutí vyřešit tuto nehospodárnost přemístěním kogenerační jednotky na bioplyn blíže k možnému odběru tepla.

Díky ochotě města se tak podařilo vybudovat první projekt v zemi, který odděluje výrobu bioplynu od jeho faktického využití a tím docílí výrazně vyššího stupně energetického využití získávaného bioplynu. Projekt byl již od počátku členěn na **tři samostatné dílčí stavby**: vlastní výrobu bioplynu, plynovod a bioteplárnu s kogenerační jednotkou v podobě spalovacího motoru. Každý z nich byl řešen v rámci povolených procesů samostatně.

Výrobní bioplynu byla zřízena v nově uvolněných částech areálu a zahrnuje trojici fermentorů (dva paralelně pracující prvního stupně a společný fermentor druhého stupně), malou kogenerační jednotku o **175 kW_{el}** a **226 kW_{tep}** pro krytí vlastních energetických potřeb, zařízení pro úpravu vlhkosti a tlaku plynu pro jeho dodávku plynovodem do bioteplárny a skladovací prostory pro vstupní suroviny. Ve veřejné soutěži na dodavatele technologie stanice zvítězila německá společnost **MT-Energie**, která investory přesvědčila četnými referencemi. Společnost nabízí technologii dvoustupňové anaerobní fermentace pracující v mezofilním režimu s fermentory osazenými výškově i stranově nastavitelnými míchadly.

Stanice byla dimenzována na zpracování **více než 20 tis. tun surovin** ročně odpovídající produkci bioplynu v míře dostačující pro chod kogenerační jednotky o instalovaném el. výkonu více než 1 MW_{el}.

Tak velký produkční výkon však může zabezpečit pouze pěstovaná biomasa – kukuřičná siláž spolu s travní senáží, a tak prasečí kejda, jež v původní stanici reprezentovala dominantní vstup, nově plní funkci jen ředící tekutiny pro optimalizaci průměrné sušiny.

Druhou a velmi zajímavou dílčí stavbou je **plynovod**. Propojuje výrobu bioplynu s místem faktického energetického využití bioplynu – bioteplárnou a má délku **více než 4 kilometry**. Na své trase několikrát kříží silniční komunikace i železnici a takřka polovina jeho délky je vedena městem.

Při jeho projektování a stavbě nebyly vhodné technické předpisy a tak bylo nutné se inspirovat standardy v plynárenství (mj. zavedeno chlazení plynu před vstupem do plynovodu, dále byly na trase instalovány jímky kondenzátu, volba materiálu potrubí volena s ohledem na vlastnosti plynu atd.).

Plynovod zajišťuje transport **více než 80%** vyráběného plynu do objektu **bioteplárny** vybudované v areálu městských lázní Aurora. Bioteplárna má podobu samostatné stavby, velmi dobře odhlučnění (35 dB), v jejímž „srdci“ běhá takřka nepřetržitě po celý rok kogenerační jednotka o elektrickém výkonu **844 kW_{el}** a tepelném výkonu **840 kW_{tep}**.

Vyráběná elektřina je dodávána přes transformační stanici na úrovni VN přímo do místní

distribuční sítě a teplo nachází ve velké míře využití v lázeňském areálu, kde napomáhá krytí tepelné potřeby balneoprovozů, bazénu i otopného systému budov lázní i blízkoležících obytných staveb. Pro vyrovnávání rozdílů mezi výrobou a potřebou tepla je teplárna vybavena dvěma akumulacími zásobníky tepla (o celkovém objemu 200 m³). Přenos informací mezi bioplynovou stanicí, bioteplárnou a řídicím systémem vytápění provozu lázní je zajištěn použitím optického kabelu, který je položen podél plynovodu.

Vedlejším produktem výroby elektřiny a tepla z bioplynu je digestát, který je po odčerpání z dofermentorů skladován ve dvou otevřených betonových jímkách (objem 2 × 3 700 m³) a následně je používán v povolených intervalech ke hnojení zemědělských pozemků. Sklady digestátu měl zájem investor plynotěsně zakrýt, bohužel mu to však z důvodu požární bezpečnosti nebylo povoleno (v blízkosti je lesní porost).

Dodávku tepla do lázní bylo možné teoreticky řešit i teplovodem. Jeho výstavba byla ale mnohem investičně náročnější a s jeho provozem by se pojily nemalé tepelné ztráty. Proto zvítězil plynovod.

Provozní zkušenosti

Bioplynová stanice již běží druhým rokem. Počáteční provozní problémy se postupně daří odstraňovat a provoz se stává stále spolehlivějším. Průměrná denní produkce bioplynu se aktuálně pohybuje



BIOPLYNOVÁ STANICE TŘEBOŇ



na úrovni cca 12,3 tis. m³ z toho se 10,1 tis. m³ dopravuje do kogenerační jednotky v bioteplárně. Zde se z něj vyrobí na 20 MWh elektřiny a více než 70 GJ tepla. V zimním období bylo všechno vyrobené teplo dodáno do lázní. S růstem venkovní teploty množství dodávaného tepla logicky klesá. Zbývajících cca 2,2 tis. m³ bioplynu se využívá pro vlastní potřebu v kogenerační jednotce instalované na bioplynové stanici. Denní produkce elektrické energie se zde pohybuje kolem 4 MWh, z cca ¼ jsou jím kryty potřeby stanice a zbytek je dodáván do veřejné distribuční sítě na úrovni VN. Teplo je využíváno k ohřevu fermentačních nádrží, není ho ale potřeba mnoho – v průměru jen asi 10 % teoretické celkové výroby v bioplynové kogeneraci o výkonu odpovídající celkové výrobě bioplynu.

Lázně Aurora odběrem tepla z bioteplárny šetří **přes 500 tis. m³ zemního plynu ročně**. Čistá výroba elektřiny z bioplynu pak **převyšuje 7 GWh/rok**. To představuje více než 25 % celkové roční spotřeby elektrické energie celého města.

Ekonomika a financování

Realizace celého projektu výstavby trvala 6 měsíců (květen – listopad 2009) a celková cena projektu dosáhla částky cca **125 milionů Kč**. Projekt byl spolufinancován Evropským fondem pro regionální rozvoj, Operačním programem pro podnikání a inovace, EKO-ENERGIE. Jako dodavatel bylo vybráno sdružení dvou firem MT Energie (dodavatel vlastní BPS) a Stavcent a.s. Jindřichův Hradec (dodavatel bioteplárny a plynovodu). Některé další speciální práce byly řešeny pomocí subdodavatelů. Příprava projektu (rozpracování záměru, získání potřebných povolení, projekční práce, výběr dodavatelů apod.) trvala téměř 4krát déle než samotná realizace.

Prodejní cena tepla je navázána na aktuální cenu zemního plynu, který je základním palivem energocentra lázní.

Dovětek

Díky vícestranné spolupráci investora a zástupců města Třeboň vznikl v ČR unikátní a jedinečný projekt bioplynové stanice s vysokým stupněm využití vyráběného bioplynu pro dodávky elektřiny a tepla. V rámci celostátní soutěže vyhlašované společně MPO, MŽP a MMR byl projekt vyhlášen jako „**Český energetický a ekologický projekt roku 2009**“. A to zaslouženě, jelikož projekt z doposud

vybudovaných stanic v zemi dosahuje zřejmě zatím nejvyššího stupně efektivního energetického využití bioplynu, tzv. parametru **SEV_{BP} (55 – 60 %)**. Zástupci investora však již mají plán, jak energetickou efektivnost zařízení ještě dále zlepšit – zvažují stanici rozšířit a dodatečnou výrobu bioplynu spolu s částí současné produkce, u níž se zatím nedaří dosáhnout vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, využít pro úpravu na biometan, jenž by byl poté dodáván do nedaleké VTL sítě zemního plynu zásobující Třeboň. Propočty naznačují, že by výsledný parametr SEV_{BP} (netto dodávky biometanu, tj. po odpočtu vlastní spotřeby elektřiny a tepla, v poměru k energii v bioplynu) pak mohl dosahovat hranice **70 možná i více procent**. První dodávky biometanu by mohly být zahájeny již na přelomu let 2012/2013.

Bioplynová stanice Třeboň

Uvedení do provozu	Listopad 2009
Investor	BIOPLYN Třeboň spol. s r.o.
Generální dodavatel	sdružení firem MT-Energie Česká republika s.r.o. (dodavatel BPS a KJ) a Stavcent a.s. Jindřichův Hradec (bioteplárna a plynovod)
Instalovaný elektrický a tepelný výkon	1.019 kW _{el} (175 + 844 kW _{el}) 1.066 kW _{tep} (226+840 kW _{tep})
Vstupní suroviny	kukuřičná siláž (15,5 tis. tun/rok), travní senáž (4,3 tis. tun/rok), prasečí kejda (3 tis. tun/rok)
Investiční náklady	125 mil. Kč
Objem fermentorů celkem / reakční	6645 / 5885 m ³
Produkce elektřiny ročně brutto / netto	8 až 8,3 / 7,1 až 7,3 GWh
Produkce tepla ročně brutto / efektivně využito	8,5 až 8,8 / 4,2 až 5,5 GWh (15 až 20 TJ)
Orientační SEV_{BP}*	55 – 60 %

*) Stupeň energetického využití bioplynu



BIOPLYNOVÁ STANICE PŘEŠTICE

Jen u několika bioplynových stanic v zemi se investor rozhodl koncepční řešení stanice podřídít záměru co nejefektivněji využívat vyráběný bioplyn. Jeden z nejnáročnějších projektů vznikl v Přesticích a po letech příprav byl uveden do zkušebního **provozu v březnu tohoto roku (2011)**.

Celý záměr má několikaletou zajímavou historii. Během ní se měnila lokalizace bioplynové stanice i místo, kde nachází bioplyn faktické využití. Zatímco u velké většiny projektů je jedním z rozhodujících faktorů možnost připojení k distribuční síti, v případě bioplynové stanice v Přesticích jím bylo naopak co nejvyšší využití vyráběného tepla.

Co více může dokázat náročnost projektu než fakt, že stanice bioplyn energeticky využívá hned na třech místech a do konce roku by mělo přibýt čtvrté.

Technické řešení

Projekt byl prakticky rozdělen do dvou fází a několika dílčích staveb. V první fázi vzniká bioplynová stanice, plynovod a integrace dvou kogeneračních jednotek (KJ) na bioplyn do ostrovních soustav CZT ve městě, v druhém kroku je stanice rozšířena a ve městě je vybudována třetí kogen. jednotka, která bude krýt potřeby tepla místní základní školy a v budoucnu bazénu.

Vlastní bioplynová stanice se nachází v katastrálním území obce Strážov **cca 1,5 kilometru** východně od hranice města. Vybudována byla v přímé blízkosti v místě řadu let existující drůbeží farmy, což kromě jiného usnadnilo proces schvalování (posuzování vlivů na životní prostředí nebylo vyžadováno) a zajistilo část surovinových vstupů (drůbeží trus).

Záměr na využití energeticky hodnotného drůbežího trusu ovlivnil i technické řešení stanice. Investor se rozhodl pro technologii německého dodavatele stanic **Lütke**, jejímž specifkem je společná vstupní homogenizační jímka (užitný objem cca 500 m³), jejíž funkcí je drůbeží trus dobře promíchat spolu s ostatními vstupy (kukuřičná siláž, travní senáž a hovězí kejda) a zahájit proces hydrolyzy před přívodem do fermentorů.

Z jímky je homogenizovaná směs dávkována v definovaných intervalech do dvojice paralelně pracujících fermentorů kruhového průměru prvního stupně o objemu **2 × 2 500 m³ brutto**. Hydraulické zatížení je takové, že zde substrát setrvává v průměru 20 až 25 dnů. Každý fermentor je osazen potřebnou míchací technikou (jedno pádlové míchadlo a dvě vrtulová), topným okruhem, čidly výšky hladiny, teploty a tlaku v prostoru vyplněném bioplymem. Strop fermentorů tvoří integrovaný plynovod. Obdobný čas pak přečerpávaný materiál zůstává v zastřešených koncových skladech-

dofermentorech, které mají stejný objem a z kterých je digestát přečerpáván do otevřených skladů digestátu. I ty však v druhé fázi projektu budou rovněž plynotěsně zastřešeny a stanou se dofermentory druhého stupně.

Zajímavostí je fakt, že stanice pracuje s menším průměrným obsahem sušiny (8–9 %), což na jednu stranu zkracuje dobu zdržení, na druhou dává investorovi možnost ve významné míře recirkulovat digestát (bez rizika přetížení procesu dusíkem). Reálné zpětné využití digestátu se pohybuje na úrovni cca 80 %, čímž se digestát podílí možná až 30 % na vstupní sušině přiváděné do procesu a tím de facto prodlužuje dobu zdržení na hodnoty obvyklé u stanic na obdobné vstupy avšak pracující při vyšší sušině.

Stanice byla v první fázi dimenzována na zpracování **cca 25 tis. tun surovin ročně**.

Hlavní pozornost si nicméně zaslouhuje vlastní energetické využití vyráběného bioplynu. Jen malá část bioplynu je energeticky využita přímo na stanici, kde byly instalovány dvě KJ (**2 × 190 kW_{el} a 180 kW_{tep}**). Velká většina bioplynu proudí vybudovaným plynovodem v celkové délce **cca 2,7 kilometru** do nedalekého města, kde byly do dvou kotelen ostrovních soustav centrálního zásobování teplem (CZT) instalovány další dvě kogenerační jednotky. Ta větší v ulici Husova (**600 kW_{el} / 646 kW_{tep}**) a menší pak v ul. Palackého (**175 kW_{el} a 223 kW_{tep}**). V každé z kotelen byla vybudována samostatná strojovna, předávací stanice pro dodávku tepla do systému CZT a trafostanice pro vyvedení výkonu do distribuční sítě. S ohledem na velmi blízkou zástavbu bylo nutné jednotky kapotovat a odvod spalin i nasávání vzduchu velmi dobře odhlučnit. Pro překlenutí disproporcí mezi výrobou a potřebou tepla pak byly obě kotelny dovybaveny malou akumulací tepla. Celkový objem dodávek tepla z obou jednotek má dosahovat **cca 15 tis. GJ/rok**.

Třetí plánovaná KJ na bioplyn ve městě pak vznikne do konce tohoto roku (**575 kW_{el} / 626 kW_{tep}**) a plně využije zvýšenou produkci bioplynu. Situována bude ale tentokrát do nového objektu, který bude vybudován v trase plynovodu v blízkosti základní školy. Z počátku bude vytápět pouze ZŠ (spotřeba tepla **cca 5 tis. GJ/rok**), v budoucnu by však teplo mohlo nalézt uplatnění i v případě výstavby plaveckého bazénu, jenž je nedaleko školy zvažován.

Propojovací plynovod mezi bioplynovou stanicí a kotelny CZT v Přesticích měří 2,7 km a je veden po pozemcích asi 10 různých vlastníků, s nimiž muselo být v rámci stavebního řízení sjednáno zřízení věcného břemena.



BIOPLYNOVÁ STANICE PŘEŠTICE



Provozní zkušenosti

Prvních několik měsíců provozu nebylo snadných. Uvádění do provozu bylo komplikováno řadou technických problémů a nesnadnou komunikací se sdružením dodavatelů bioplynové stanice. Zprovoznění jedné z KJ ve městě pak bylo provázáno obstrukcemi ze strany místního distributora z důvodu vyššího štitkového el. výkonu, než jaký byl povolen. Jako ne zcela bezproblémová se pak ukazuje vstupní homogenizační jímka, která zatím zcela neplní roli, jaká od ní byla očekávána. Několikrát pak již došlo k výpadku celé stanice v důsledku poruchy distribuční sítě (což by v budoucnu mohla napravit instalace záložního zdroje). Technické komplikace jsou pak i u dmychadla, které dopravuje bioplyn ze stanice do KJ ve městě. Investor se však nevzdává a věří, že se problémy podaří postupem času odstranit. V současnosti probíhá příprava rozšíření stanice a výstavba páté KJ, která by měla být uvedena do provozu na přelomu roku 2011/12.

Ekonomika a financování

Investiční náklady první fáze projektu činily **cca 120 mil Kč** a investor na realizaci získal podporu z programu OPPI ve výši 30 mil. Kč. I rozšíření stanice a instalace páté KJ je realizována s podporou tohoto programu a předpokládané náklady mají dosahovat celkové výše **asi 50 mil. Kč** (zahrnují kromě rozšíření fermentační kapacity i stavbu skladů surovin a výstavbu nové teplárny s KJ ve městě).

K ekonomické stabilitě projektu přispívá fakt, že na umístění KJ do kotelen a odběr tepla za definovanou cenu (stanovena jako % palivových nákladů kotelny) je uzavřen s městem a smluvním provozovatelem kotelen mnohaletý výhodný smluvní vztah a že většinu dodávek surovin zajišťuje spřízněný subjekt investora (zemědělská společnost LUKRENA, a.s.).

Dovětek

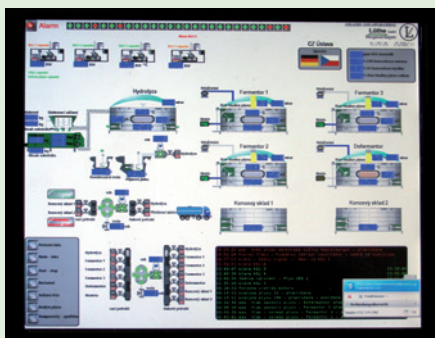
Investor se nespokojil s tradiční koncepcí bioplynové stanice, v které je využití tepla méně důležité než jiná hlediska (připojení k el. rozvodné síti, využití stávající infrastruktury, blízkost surovin) a odhodlal se

projekt koncipovat tak, aby teplo z bioplynové kogenerace nalezlo co nejvyšší uplatnění. Příprava projektu však byla mnohem náročnější a i první provozní zkušenosti naznačují, že synchronizovat několik technologických zařízení není v praxi jednoduché. O to víc je nutné vyzdvihnout odvahu investora, který si prochází nelehkou cestou, po níž by se nicméně mělo v budoucnu vydat mnohem více projektů.

Bioplynová stanice Přeštice (před rozšířením)

Uvedení do provozu	Březen 2011
Investor	Úslava a.s.
Generální dodavatel	Anlage und Apparatebau Lütke GmbH (technologie bioplynové stanice), ŠIMÁČEK – STAVBY s.r.o. (plynovod a stavební část BPS), TEDOM s.r.o. (kogenerační jednotky)
Instalovaný elektrický a tepelný výkon	1 155 kW _{el} (600 + 175 + 380 kW _{el}) 1 196 kW _{tep} (646 + 190 + 360 kW _{tep})
Vstupní suroviny	Kukuřičná siláž (13 tis. tun), travní senáž (5 tis. tun), kejda (6 tis. tun), drůbeží trus (5 tis. tun)
Investiční náklady	120 mil. Kč
Objem fermentorů celkem / reakční	10 000 / 9 000 m ³
Produkce elektřiny ročně brutto / netto	9,2 / 8,5 GWh
Produkce tepla ročně brutto / efektivně využito	9,5 / 4,2 GWh (15 až 16 TJ)
Orientační SEV_{BP}*	~ 50 %

*) Stupeň energetického využití bioplynu



BIOPLYNOVÁ STANICE ŽĎÁR NAD SÁZAVOU



Bioplynová stanice ve Žďáru nad Sázavou byla uvedena do provozu na konci roku 2010 jako součást rozsáhlejšího záměru, jehož smyslem je naplnit požadavky legislativy, pokud jde o omezování volného ukládání bioodpadů na skládky. Zařízení tak má dále zkvalitnit stávající regionální systém odpadového hospodářství a biologicky rozložitelné odpady, které doposud končily ve směsném odpadu či v kanalizaci, nově zhodnotit po energetické i materiálové stránce.

Sběr bioodpadů je řešen v současnosti za pomoci několika stovek a v budoucnu až tisíců sběrných nádob, které jsou umístovány ve Žďáru nad Sázavou a obcích v jeho širším okolí (do 50 km), a to v místech s obytnou zástavbou, u stravovacích zařízení i podnikatelských subjektů produkujících větší množství bioodpadů.

Systém sběru smluvně nabízí a zajišťuje společnost **ODAS ODPA-DY, s.r.o.**, která je současně investorem stanice.

Charakteru zpracovávaných vstupů je podřízena technologie bioplynové stanice, zajímavý je i způsob využití vyráběného bioplynu.

Technické řešení

Stanice je lokalizována do průmyslového předměstí města (jeho jižní části), s dobrou dopravní dostupností tak, aby její provoz měl minimální negativní vliv na své okolí. Po pečlivé úvaze bylo investorem rozhodnuto zvolit technologii tzv. suché fermentace, která nevyžaduje žádnou předúpravu vstupních substrátů, ani jejich ředění a ani míchání ve fermentorech. Důvodem k tomu byla obava ze značné proměnnosti vstupů a různých příměsí, které by mohly u technologií s nižším obsahem sušiny často ohrožovat její provozuschopnost.

Volba tedy padla na stanici „garážového“ typu, s manuálním dávkováním vstupů (s typickou sušinou 30–40 %) do fermentorů a cirkulační procesní tekutiny (perkolátu), která obsahuje aktivní bakteriální kulturu a umožňuje tak proces rozkladu. Provoz je schopen nicméně zpracovávat i tekuté odpady, avšak jen v omezeném množství (do 10 % obj.) a po předchozím promísení s ostatními vstupů (o vyšší sušině) před závozem do fermentorů.

Stanice je stavebně řešena jako robustní betonový monolit, jehož součástí je krytý krátkodobý zásobník surovin, dále manipulační plocha před fermentory, plynotěsně uzavíratelné komory obdélníkového tvaru – fermentační reaktory (šířka 7 m × hloubka 30 m × výška 5 m) a technologické zázemí zajišťující cirkulaci perkolátu, odvod produkovaného bioplynu do plynojemu, vytápění fermentorů a řízení a monitoring celého procesu. Důležitou součástí technologie je i příjmová a hygienizační linka pro příjem bioodpadů z potravinářství.

S ohledem na plánovanou kapacitu stanice (až 15,5 tis. tun vstupů ročně) a snahu co nejvíce produkci bioplynu a jeho energetické využití zrovnoměrnit byla stanice vybavena celkem sedmi fermentory. Substrát je zavážen čelním nakladačem a při plném naplnění využívá asi 75 % využitelného objemu fermentoru. Pracovní cyklus jedné

komory činí v průměru 28 dnů (je výsledkem optimalizace porovnávající dodatečné příspěvky k vyráběnému bioplynu v poměru k nákladům), každé 4 dny se tedy provádí vyskladnění jedné z komor a její opětovné naskladnění.

Zajímavostí je, že zfermentovaný materiál (de facto digestát) je z velké části zpětně vracen do procesu, aby urychlil proces rozkladu u čerstvého materiálu a byly u něj dokončeny rozkladné procesy. Optimální směsné navýšení (poměr mezi čerstvou biomasou a biomasou částečně zfermentovanou) záleží na zpracovávaném materiálu, jeho stabilitě a délce cyklu. U BPS ve Žďáru nad Sázavou zatím ve zkušebním režimu praktikují 25% podíl čerstvé hmoty (75 % tedy tvoří částečně zfermentovaný materiál), zkušenosti z jiných stanic však hovoří o možném podílu čerstvé hmoty v celkové vsázce až 50 %. Celková průměrná doba zdržení zde tak v praxi převyšuje sto dnů. Po naplnění fermentoru se uzavřou plynotěsná vrata, spustí se podlahové vytápění a substrát se začne skrápět perkolátem. Téměř okamžitě se začíná vyvíjet metan, jeho podíl je však velmi nízký a v odváděném plynu dominuje kyslík uhlíčitý, dusík a kyslík. Proto je nejprve odváděn přes biofiltr a pouze až poté, co obsah kyslíku klesne na nulu (typicky po 12 až 20 hodinách od uzavření vrat), se plyn začíná skladovat do plynojemu.

Maximálních hodnot objemu bioplynu je dosahováno po dvou až čtyřech dnech od naplnění. Poté křivka objemu bioplynu začíná klesat a po 28 dnech se dostane na 1/3 až 1/4 maximálních hodnot. Obsah metanu roste pomaleji. 50% podíl v bioplynu je dosaženo po 3–5 dnech, dalších 5 dnů křivka roste až na 60% metanu, většinou tato hodnota zůstává stabilní do konce cyklu. Proces je až na manipulaci s biomasou plně automatický.

Specifikem pro suchou fermentaci je perkolát. Je to tekutina, která se uvolňuje ze substrátu ve fermentoru v průběhu procesu. Zde je jímán a odváděn do skladu perkolátu. Odtud je rozstříkovan tryskami ve stropě fermentorů zpět na zpracovávaný substrát. Aby proces fungoval, musí být pevná biomasa ve vlhkém stavu, bez perkolátu by se celý proces výrazně zpomaloval. Pomáhá naočkovat čerstvou biomasu methanogenními bakteriemi a přispívá k ohřevu zpracovávaného substrátu.



BIOPLYNOVÁ STANICE ŽĎÁR NAD SÁZAVOU



Bioodpady ze stravovacích zařízení, jež zatím tvoří 3–4% z celkového množství zpracovávané biomasy, jsou před dávkováním do fermentorů podrobeny hygienizaci (teplota 70 °C, zdržení 60 minut). Zdrojem technologického tepla pro chod stanice (ohřev fermentorů, hygienizace) není jak je obvyklé kogenerační jednotka na bioplyn, ale alespoň z počátku plynový **kotel o výkonu 178 kW**.

Energetické využití bioplynu bylo totiž z důvodu maximalizace energetické efektivity přesunuto z místa stanice **do cca 1,5 kilometru vzdáleného průmyslového závodu ŽĎAS, a.s.**, se kterým byl provoz spojen podzemním plynovodem na bioplyn. V areálu podniku je instalována kogenerační jednotka o výkonu **600 kW_{el} a 608 kW_{tep}**. Vyráběné teplo ale i elektřina je plně (**ze 100%**) využívána přímo v energetice závodu, což lze považovat v českých podmínkách za unikátní.

Provozní zkušenosti

Stanice je ve zkušebním provozu od prosince 2010 a po půl roce pracuje na 70% plánovaného výkonu. Stále se optimalizuje složení zpracovávaného substrátu a poměr čerstvého a zfermentovaného materiálu na vsázce. Za provoz je odpovědný generální dodavatel.

Provozní zajímavostí je, že významná část produkce bioplynu se odehrává v nádrži perkolátu, která byla umístěna pod plynem. Je zjevné, že perkolát hraje v procesu velmi důležitou roli.

Z důvodu zatím ne zcela rozšířeného sběru bioodpadů resp. nádob, jaký je plán, je potřeba pro chod část vstupních substrátů dočasně i nakupovat (zemědělská biomasa). Pro sběr bioodpadů se osvědčilo nasazení menších (240l) i větších (1100l) speciálních kontejnerů, majících horní výsyp a ve spodní části rošt, který umožňuje provzdušňování.

Zpracovatelská kapacita bioplynové stanice činí až 15 500 t materiálu za rok. Toto množství surovin by dle propočtů mělo být dostačující pro provoz instalované kogenerační jednotky na plný výkon po dosažitelný časový fond v roce (8 i více tis. hodin/rok).

Ekonomika a financování

Celková investice tohoto projektu byla **103 milionů Kč**. Dotaci SFŽP ČR získal investor 42,5 mil Kč, 30 mil Kč úvěr od banky. Vybudování plynovodu stálo asi 2,5 mil Kč.

Ekonomice stanice napomáhá poplatek za zavedení separovaného sběru a svozu bioodpadů a rovněž pak možnost v areálu průmyslového podniku ŽĎAS, kam byla bioplynová kogenerace situována, využít v celém množství obě vyráběná energetická média – teplo i elektřinu. Díky tomu provozovatel KJ získává dodatečné příjmy z prodeje tepla a i o něco vyšší výnosy z prodeje elektřiny podniku (než kdyby elektřinu dodával do veřejné distribuční sítě).

Dovětek

Přemístěním energetického využití bioplynu do areálu podniku ŽĎAS bude možné efektivně využívat nejen vyráběnou elektřinu, tak i teplo po celý rok (teplo z bioplynové kogenerace přehřívá vratnou vodu přiváděnou do místní kotleny, jež zásobuje teplem i městský systém CZT). Energie bioplynu je tak využívána s maximální účinností, dosahující po odpočtu vlastní technologické spotřeby elektřiny a tepla na bioplynové stanici **až 75 % výchozí energie bioplynu**.

Investor nicméně zvažuje produkční energetický potenciál bioplynové stanice dále posílit, a to záměrem využít zfermentovaný substrát jako palivo jeho přimícháváním k uhlí využívaném energo-centrem podniku ŽĎAS. Podmínkou k tomu je dosahovat minimálního obsahu sušiny v digestátu 40% (optimálně však spíše 60%), což si bude vyžadovat míchání s jinou biomasou nebo termické dosoušení digestátu.

Bioplynová stanice Žďár nad Sázavou

Uvedení do provozu	Prosinec 2010
Investor	ODAS ODPADY s.r.o.
Generální dodavatel	GASCONTROL, společnost s r.o.
Instalovaný elektrický a tepelný výkon	600 kW _{el} 608 kW _{tep}
Vstupní suroviny	komunální bioodpady ze separovaných sběrů (až 15,5 tis. tun/rok), zemědělská biomasa (mimo vegetační období)
Investiční náklady	103 mil. Kč
Objem fermentorů celkem / reakční	1000 / 700 m ³
Produkce elektřiny ročně brutto / netto	4,2 až 4,5 / 4 až 4,3 GWh
Produkce tepla ročně brutto / efektivně využito	4,6 až 4,9 / 3,9 až 4,2 GWh (14 až 15 TJ)
Orientační SEV_{BP}*	70–75 %

*) Stupeň energetického využití bioplynu



BIOPLYNOVÁ STANICE KOUTY

Bioplynovou stanicí **zemědělského družstva Kouty** lze na první pohled označit za typickou – situována je v areálu družstva nacházejícího se v přímé blízkosti malé obce, využívá spolu s pěstovanou biomasou kejdu a hnůj z místního chovu a napomáhá tím nejen k energetické soběstačnosti podniku, ale i k jeho ekonomické stabilitě díky mnohaleté garanci odběru vyráběné el. energie za zvýhodněnou cenu.

První pohled však nemusí být vždy tím zcela vypovídajícím a při bližším zkoumání lze najít řadu odlišností, které si zasluhují větší pozornost.

Stanice se nachází ve stejnojmenné obci Kouty na Vysočině a uvedena byla do provozu v roce 2008 s výchozí kapacitou umožňující vyrábět dostatek bioplynu pro chod dvou kogeneračních jednotek o celkovém výkonu **500 kW_{el}**. V roce 2009 pak byla rozšířena na současný výkon **750 kW_{el}**.

Technické řešení

O volbě technologie zásadní měrou rozhodly lokální podmínky: družstvo hospodářší na méně úrodných půdách, namísto tržních plodin spíše zajišťuje výrobu krmiva pro vlastní chovy dobytka a prasat a na obhospodařovaných pozemcích jsou významně zastoupeny travní porosty. Hledáno proto bylo takové řešení, schopné spolehlivě pracovat s významným zastoupením travní senáže a hovězího hnoje. Po průzkumu trhu výběr padl na technologii dodavatele **agriKomp**, která současně splňovala očekávání investora v několika dalších ohledech (cenově přijatelná, jednoduchá na obsluhu, s početnými referencemi u nás i v zahraničí).

Stanice byla původně vybudována na produkční kapacitu bioplynu odpovídající dvojici kogeneračních jednotek o celkovém el. výkonu **500 kW_{el}** (či jinak 10 GWh tepla v bioplynu ročně přibližně). Znamenalo to výstavbu dvojice fermentorů prvního a druhého stupně, skladu digestátu a ostatních nezbytných součástí.

Některé součásti (strojovna a fermentor 1. stupně) nicméně byly řešeny s vědomím, že zařízení bude v budoucnu dále rozšířeno. K tomu došlo o rok později. Provoz byl doplněn o **třetí kogenerační jednotku** o totožném výkonu jako předcházející (250 kW_{el}, výrobce Schnell) a původní sklad digestátu byl plynotěsně zastřešen a opatřen otopným systémem.

To, co od standardního pojetí rozšíření BPS Kouty odlišovalo, však bylo zachování jediného fermentoru prvního stupně, který si po rozšíření musel poradit s o 50 % vyšším organickým zatížením (i přes 7 kg oTS v přepočtu na jeden m³ fermentoru a den). A to nezřídka kdy ve formě i méně kvalitní travní senáže (starší, s delší řezankou) či slamnatého hnoje s delšími stébly. Umožnila to dvojice robustních pádlových míchadel provozovaných mnohem intenzivněji (dodržován režim 15 minut chodu a 4 minut přestávka). Stejnou míchací technikou byl osazen i fermentor druhého stupně, jejich provozní režim

je však opačný (v provozu jsou cca třetinu ročního časového fondu).

Sériové zapojení tří fermentorů zajistilo nadále potřebnou dobu zdržení v anaerobním prostředí (přes 70 dnů) a co víc, výrazně zvýšilo objem plynojemů (nad 10 hodin provozu). Kombinací čelního kogeneračního parku a velkokapacitního plynojemů bylo možné do jisté míry nahradit funkci fléry, kterou jinak stanice není stabilně vybavena.

Osazení fermentoru třetího stupně plynojemem současně napomohlo dokázat, že v této fázi je již produkce bioplynu velmi nízká (odhadem více než 70 % bioplynu připadá na první fázi, přes 20 % celkové produkce bioplynu na druhou a v třetím stupni je produkováno již jen zbytkové množství bioplynu odpovídající několika procentům).

Z fermentoru třetího stupně je tak již fermentát přečerpáván do dvojice otevřených koncových jímek (celkový objem okolo 8,7 tis. m³) jako stabilizovaný digestát, bez či jen s velmi malou biologickou aktivitou a produkcí metanu.

V loňském roce (2010) pak proběhly poslední úpravy stanice, které zahrnovaly výstavbu předávací resp. výměňkové stanice tepla a několika set metrů dlouhého teplovodu, jenž umožnil zahájit dodávky tepla mimo areál družstva do blízkoležících objektů bytového domu (13 bytových jednotek), obecního úřadu, pošty a místní restaurace se sálem.

Provozní zkušenosti

Stanice si musí poradit s relativně proměnnými vstupy, které se velmi často liší nejen ve struktuře, ale i kvalitě. Z tohoto důvodu bývá občas potřebné dotovat proces vhodným posilujícím přípravkem na bázi enzymů.

Významné zastoupení travní senáže (v ročním souhrnu představuje 30–40 % celkové vsázky) pak umožňuje nejen zvolená míchací technika, ale i vyšší teplota ve fermentorech (okolo 48 °C), která se tak blíží termofilnímu způsobu provozu. Travní senáž získává při této teplotní úrovni lepší viskozitu a lépe se ve fermentoru promíchává. Část digestátu není odváděna do uskladňovacích nádrží, ale je vedena přímo na separátor. Oddělená pevná složka poté slouží jako s podestýlka.

Další zajímavostí projektu je velmi nízká vlastní spotřeba elektřiny, kterou provozovatel stanice monitoruje v ročním průměru **na necelých 6 % hrubé výroby elektřiny**. Přispívá k tomu volba technologie míchání (měrný instalovaný příkon pod 15 W/m³ fermentoru) a rovněž i fakt, že kogenerační jednotky pracují s velmi vysokou účinností díky použitému vznětovému motoru s tzv. zápalným paprskem (okolo 43 %), který v podobě topného oleje dále navyšuje tepelný příkon jednotek o několik procent (4–6 %) a tedy i celkovou výrobu elektřiny.



BIOPLYNOVÁ STANICE KOUTY



K nižší vlastní spotřebě elektriny pak přispívá i fakt, že bioplyn je z plynojemů do strojovny kogenerace veden v zemi a tím lehce ochlazován a zbaven části vlhkosti bez potřeby aktivního chlazení kompresorovým okruhem.

Pokud jde o objem dodávek tepla externím odběratelům, prvních několik měsíců provozu naznačuje, že by v ročním souhrnu mohly činit **několik stovek gigajoulů**.

Část tepelného výkonu bioplynových kogenerací je pak rovněž využívána pro krytí vlastních potřeb tepla v areálu družstva (vytápění či temperování administrativní budovy družstva, dílen a skladů) a v minulosti pak i v letním období pro sušení dřevní štěpky (v současnosti z důvodu jejího nedostatku neprovozováno). V ročním souhrnu se jedná o úsporu nákladů jinak vynakládaných ve formě zemního plynu a elektriny v celkové výši okolo 1–1,5 mil. Kč/rok (či jinak cca 3–3,5 tis. GJ tepla).

Ekonomika a financování

Současná podoba projektu byla realizována ve třech samostatných investičních akcích s celkovými náklady okolo **65–70 mil. Kč**. Každá byla přitom realizována s dotační podporou z Programu rozvoje venkova v celkové výši téměř 20 mil. Kč.

Dovětek

Bioplynová stanice ZD Kouty je z řady důvodů zajímavým provozem. Využívá ve významné míře vstupy, které z důvodu horší ekonomiky bývají u jiných stanic opomíjeny, má vhodně zvolenou technologii výroby bioplynu a tím přispívá k minimalizaci nežádoucích úniků metanu. Z pohledu energetické efektivity lze zvláště ocenit snahu o efektivní využití disponibilního tepla, kterého po rozšíření stanice vzniká nezanedbatelné množství (v součtu téměř 20 tis. GJ/rok).

Stanice však nemá ve svém okolí zatím žádný významný odběr tepla a tak i po započítání jeho dodávek externím zákazníkům a plném krytí vlastních tepelných potřeb (tj. stanice i celého areálu zem. podniku) dosahuje stupeň energetického využití bioplynu okolo **45 %**. Při opětovném využití přebytku tepla v letní a přechodové sezóně pro sušení dřevní štěpky jako v minulosti by se podařilo parametr SEV_{BP} navýšit na úroveň **cca 50 %**. Stanice však má potenciál jej navýšit až na hod-

notu blízkou 70 % – předpokládá to však využití dalších 8–9 tis. GJ tepla ročně např. pro sušení zemědělských komodit (obilí, řepka) či další teplofikaci obce.

Bioplynová stanice Kouty

Uvedení do provozu (rozšíření stanice)	září 2008 (červenec 2009)
Investor	Zemědělské družstvo Kouty
Generální dodavatel	agriKomp Bohemia, s.r.o.
Instalovaný elektrický a tepelný výkon	750 kW _{el} (3 x 250 kW _{el}) 696 kW _{tep} (3 x 232 kW _{tep})
Vstupní suroviny	Travní senáž (6 tis. tun), kukuřičná siláž (5 tis. tun), hovězí hnůj a kejda (11 tis. tun)
Investiční náklady	65–70 mil Kč
Objem fermentorů celkem / reakční	6 900 / 6 300 m ³
Produkce elektrina ročně brutto / netto	5,8 až 6,2 / 5,6 až 5,8 GWh
Produkce tepla ročně brutto / efektivně využito	5,5 až 5,8 / 1,1 až 1,9 GWh (4 až 7 TJ)
Orientační SEV_{BP}*	45–50 %

*) Stupeň energetického využití bioplynu



BIOPLYNOVÁ STANICE VĚTRNÝ JENÍKOV



Bioplynová stanice je investičním záměrem společnosti **ZEVAR s.r.o.**, která je významným výrobcem kvasného lihu a producentem výrobků na jeho bázi. Projekt je ve svém důsledku komplexní technologickou rekonstrukcí stávajícího provozu lihovaru, která v sobě obsahuje integraci provozu lihovaru a bioplynové stanice.

Rekonstrukce lihovaru je zaměřena na celkové zvýšení efektivity (materiálové i energetické) výroby kvasného lihu, spojené se současným navýšením objemu výroby. Navýšení výroby reaguje na obchodní výsledky společnosti, především v segmentu prodeje teplotonosných kapalin.

Technické řešení

Základní části rekonstrukce výrobní technologie jsou uvedeny níže, společně se základním popisem důsledků pro finální provoz lihovaru a bioplynové stanice.

1) Instalace kontinuální technologie přípravy záparý

- * kontinuální příprava umožní navýšení celkové kapacity výroby

2) Výměna atmosférických destilačních kolon za destilační kolony pro destilaci za sníženého tlaku

- * výrazná úspora energie při destilaci, zvýšení výkonu destilace

3) Výstavba bioplynové stanice

- * efektivní řešení zpracování lihovarnických výpalků
- * integrace kogenerační jednotky do stávajícího tepelného hospodářství lihovaru
- * instalace dvou-palivového hořáku (bioplyn / zemní plyn) do stávajícího parního kotle Viessmann

Technologické uspořádání odpovídá základní koncepci mokré fermentace. Montované stavební objekty fermentorů jsou budovány jako částečně zapuštěné pod úroveň terénu, vybaveny topnými systémy a vystrojeny technologií míchání. Celkový reakční objem dvou sériově řazených fermentorů činí **6 176 m³ netto** (obestavěný prostor Ø 24,7 × 7 m, 6 651 m³ brutto). Tepelná izolace nadzemních částí bude provedena minerální vatou, u podzemní části fermentorů pak izolačními deskami styrodur.

Nezbytnou součástí fermentorů bude betonová podzemní vstupní jímka (100 m³ netto), která bude určena ke smíšení doplňkových substrátů (obilný šrot, odpady ze zpracování brambor a výroby bionafty). Vstupní jímka bude současně vybavena řezacím čerpadlem, které bude využito k dezintegraci větších částí substrátů, především pak odpadů ze zpracování brambor. Vstupní jímka bude také sloužit k úpravě sušiny vstupních substrátů. Úkony úpravy velikosti částic a sušiny budou prováděny manuálně po vizuální kontrole. Vstupní jímka nebude sloužit k přehřevu substrátů (zastaralé řešení, které vyvolává silné pachové emise). Součástí vstupní jímky bude nucený odtah vzduchu z prostoru jímky (pracuje za sníženého atmosférického tlaku).



Odčerpávaný vzduch bude filtrován na biofiltru.

Základním energetickým vstupem BPS budou **lihovarnické výpalky**. Tento základní substrát bude doplňován šrotem, odpady ze zpracování brambor a výroby bionafty, případně malým množstvím cíleně pěstované biomasy.

V rekonstruovaném provozu lihovaru budou výpalky vystupující z destilační kolony procházet rekuperátorem, kde dojde ke zchlazení výpalků na požadovanou teplotu fermentace (ze 75 °C na 45–55 °C). Současně tím bude proveden ohřev vstupů ve výrobě záparý. Výpalky o požadované teplotě budou přímo čerpány do fermentoru. Předpokládá se přitom, že stanice díky vysoké teplotě primárních vstupů **nebude de facto potřebovat žádné technologické teplo** pro vlastní proces fermentace, což výrazně zvyšuje energetickou efektivnost vlastního využití bioplynu.

Doplňkové substráty (odpady ze zpracování brambor a výroby bionafty) budou naváženy do dvojice sklolaminátových skladovacích nádrží, zajišťujících skladování navezeného množství a kontinuální dávkování do procesu výroby bioplynu. Dalším doplňkovým substrátem je obilný šrot, který je současně vstupním substrátem lihovaru. Z tohoto důvodu není řešeno jeho skladování (využití skladovací kapacity lihovaru).

Provoz BPS je současně navržen pro příjem cíleně pěstované biomasy. Cíleně pěstovaná biomasa bude do provozu BPS přímo navážena ze skladovacích kapacit místního zemědělského podniku. Zavážení i dávkování bude realizováno mobilními dávkovacími vozy ANNABURGER HTS 22.03 s příčným vyprazdňovacím pásem. Dávkovací vůz je vybaven kolovým podvozkem a tím umožňuje využití jako transportního prostředku pro přepravu surovin na malé vzdálenosti (jednotky kilometrů). Naložený dávkovací vůz bude připojen na část, která zajistí jeho postupné a plně automatické vyskladnění, dle signálů automatického systému řízení provozu BPS. Pro řádnou funkci vyskladnění je dávkovací vůz vybaven tenzometrickými snímači hmotnosti nákladu.

Projekt předpokládá skladování vyrobeného bioplynu v dvouplášťových plynojemech nasazených na všech reakčních nádržích. Vnější membrána plynojemu má především nosnou funkci a její povrchová úprava je optimalizována pro účinek povětrnostních vlivů. Vnitřní membrána plynojemu je pak optimalizována pro nízkou propustnost skladovaných plynů. Celkový objem plynojemu bude činit **6 400 m³** (2 × 1 200 m³, 2 × 2 000 m³).

Pracovní objem plynojemu bude současně sloužit k biologickému odstranění sulfanu (H₂S) z bioplynu metodou mikrobiologické oxidace za vzniku elementární síry, která se bude uvolňovat do digestátu. Předpokládané množství sulfanu může, vzhledem ke zvoleným surovinám, běžně dosahovat koncentrace 10 000 ppm. Navrhovaná technologie odsíření v plynojemech může zaručit účinné odstranění zhruba ½ z celkového uvedeného množství sulfanu. Takto částečně odsířený bioplyn vystupuje z plynového prostoru plynojemu do technologie sekundárního odsíření, která je tvořena kolonou s náplní absorbentu (13 m³). Absorbentem je směs mechanického nosiče a práškového železa, kde reakcí se sulfanem dojde k vytvoření sulfidu železitého (Fe₂S₃).

Následně bude bioplyn vstupovat do kontejneru technologie bioplynu, kde bude zbaven vlhkosti a stlačen na požadovaný provozní tlak. Plynové hospodářství je doplněno kontinuální analýzou bioplynu a třetím stupněm odsíření (adsorpce na aktivní uhlí). Tato část odsíření bude v provozu pouze v případě zvýšené koncentrace sulfanu po výstupu ze sekundárního systému odsíření. Z kontejneru technologie bioplynu bude bioplyn odváděn do současné kotelny lihovaru, kde bude instalována kogenerační jednotka.

BIOPLYNOVÁ STANICE VĚTRNÝ JENÍKOV



Plynové hospodářství navrhované BPS neobsahuje nouzový hořák bioplynu (fléru). Důvodem je **propojení plynového hospodářství BPS s kotelnou lihovaru**, která bude ovládána společným automatickým řídicím systémem. Případné **přebytky bioplynu budou odváděny do hořáků instalovaných parních kotlů**, jež budou krýt zbývající potřeby tepla. Tím tak současně dojde k dalšímu výraznému zvýšení celkové efektivity využití primární energie bioplynu.

V provozu je navržena kogenerační jednotka MWM model TCG2016 V16C o instalovaném jmenovitém elektrickém výkonu **800 kW_{el}**, tepelný výkon zařízení pak bude odpovídat předpokladu využití tepelného potenciálu spalín pro výrobu páry a tak se bude lišit od standardního provedení (tepelný výkon z chlazení plnicí směsi, bloku motoru a spalín bude činit dle projektu **769 kW_{tep}**). Kogenerační jednotka bude instalována v současném objektu kotelny lihovaru. Navrhovaná kogenerační jednotka patří k zavedeným výrobkům na trhu a dosahuje vysoké účinnosti výroby elektrické energie (42,5%).

Vyráběná elektřina je vedena do trafostanice a odtud pak na úrovni VN (22 kV) propojovacím kabelovým vedením do veřejné distribuční sítě. Část vyrobené elektrické energie bude spotřebována již před transformací v provozu technologie lihovaru. Toto zapojení umožní maximalizaci ekonomické efektivity výroby snížením podílu ztrát v transformaci.

Tepelný výkon kogenerační jednotky bude **plně integrován do stávajícího tepelného hospodářství lihovaru**. Jedná se o okruh horké vody (90 °C), který bude využíván jednak v technologii lihovaru (ohřev vystíraného díla) a současně k ohřevu fermentorů BPS. Spaliny kogenerační jednotky budou vedeny do parního kotle, zapojeného do společného parního sběrače (0,6 MPa). Tato pára bude sloužit k ohřevu nového hydrolyzéry v nově instalované lince kontinuální přípravy zá-pary. Dále bude tato pára využívána k ohřevu nových hlavních destilačních kolon, které budou navrženy na tento pracovní tlak (současné systémy vyžadují redukci tlaku topné páry na 0,3 MPa).

Provozní zkušenosti

S ohledem na plánované uvedení do provozu (listopad 2011) nejsou zatím žádné.

Ekonomika a financování

Realizace celého projektu výstavby trvala 6 měsíců (květen – listopad 2011) a celková cena projektu dosáhla částky **cca 70 milionů Kč**. Projekt byl spolufinancován programem EKO-ENERGIE.

V přepočtu na instalovanou jednotku elektrického výkonu představují celkové náklady investice ve výši 87 500 Kč/kW_{el}. Tuto hodnotu je přiměřená vzhledem ke skutečnosti, že ve výše uvedené ceně jsou započteny stavební práce spojené s úpravou stávající kotelny lihovaru a relativně rozsáhlými přeložkami kanalizace a místní vodoteče. Jako dodavatel byla vybrána společnost **FERMGAS, a.s.**

Dovětek

Projekt BPS ZEVAR je vzorovým příkladem integrace technologie výroby bioplynu do potravinářského či lépe průmyslového závodu. Jako celek bude investo- rovi přinášet řadu synergických efektů. Vedle spojení materiálového toku obou technologií, kdy pro jednu je vyřešen výstup odpadního materiálu a pro druhou vstup energetické suroviny, jím rovněž bude možnost výrazného krytí energetických potřeb vlastními silami. Vzhledem ke kontinuálnímu provozu obou technologií bude možné efektivně využívat nejen veškeré vyráběné teplo z bioplynové kogenerace i část vyrobené elektřiny (cca 10–15% výkonu bude spotřebováván lihovarem, zbytek bude prodáván do distribuční sítě), ale i bioplyn, který nebude z různých důvodů možné dočasně spalovat v kogenerační jednotce (servisní odstávky KJ apod.). Díky absenci vlastní technologické potřeby tepla tak stanice v konečném důsledku bude dosahovat na české poměry výjimečného stupně efektivního využití bioplynu dosahujícího reálně **75–80%**. To je vynikající výsledek nemající zatím u nás srovnání. Blízká budoucnost napoví, zda se to skutečně podaří.

Bioplynová stanice ZEVAR

Uvedení do provozu	Listopad 2011
Investor	ZEVAR s r.o.
Generální dodavatel	FERMGAS, a.s.
Instalovaný elektrický a tepelný výkon	800 kW _{el} 769 kW _{tep}
Vstupní suroviny	lihovarské výpalky (40,2 tis. tun/rok), odpad bramborové vlákniny ze škrobáren (3,7 tis. tun/rok), obilný šrot (1 tis. tun/rok)
Investiční náklady	70 mil. Kč
Objem fermentorů celkem / reakční	6551 / 6176 m ³
Produkce elektřina ročně brutto / netto	6 až 6,4 / 5,7 až 5,9 GWh
Produkce tepla ročně brutto / efektivně využito	6 až 6,5 / 6,0 až 6,5 GWh (20 až 23 TJ)
Orientační SEV_{BP}*	75 – 80%

*) Stupeň energetického využití bioplynu



ENERGETICKÁ EFEKTIVNOST BIOPLYNOVÝCH STANIC

DOVĚTKY PARTNERŮ PUBLIKACE



Milan Kyselák, Ministerstvo průmyslu a obchodu

„Bioplyn má nezastupitelné místo v portfoliu obnovitelných zdrojů energie, které jsou využívány v ČR. Avšak jako každá lidská činnost, i využití bioplynu by mělo být smysluplné a efektivní. Aby tomu tak bylo, k tomu má přispět i tato publikace. Každá energie musí být využita s co nejvyšší účinností a u obnovitelných zdrojů to platí o to více, že jich není dostatek a jejich využití je podporováno. Tudiž v případě bioplynových stanic by se mělo jednat o využití nejen elektřiny, ale také tepla smysluplným způsobem (potravinářský průmysl, dodávky do SZT, biometan). Z hlediska smysluplnosti provozu je nutné klást důraz na zdroje. Podporována by měla být jednoznačně jen odpadní biomasa, nikoli cíleně pěstovaná biomasa (kukuřice) z důvodu ochrany půdního fondu před erozí a nutných změn k extenzivnímu využití krajiny (např. v oblasti obnovy lužních luk v inundačních oblastech vodních toků – formou přírodně blízkých protipovodňových opatření). Nyní již můžeme jen doufat, že příklady uvedené v této publikaci budou následovány.“



Jiří Cairola, Komerční banka

„Z pohledu finanční instituce podporující mimo jiné i projekty využívající obnovitelné zdroje je energetická efektivnost jedním z klíčových parametrů, které banka při posuzování nových záměrů sleduje. Dosahuje-li projekt bioplynové stanice vysokého ročního využití instalovaného elektrického výkonu u kogenerační jednotky a současně relativně nízké vlastní technologické spotřeby el. energie, a rovněž řeší racionální využití vyráběného tepla, výsledkem je zpravidla lepší ekonomika projektu i kratší doba návratnosti při jinak stejné investiční náročnosti. Proto banka těmto projektům dává zpravidla „zelenou“. Takto připravených projektů je však v praxi málo a je samozřejmostí, že banka většinou s přípravou projektů investorům aktivně pomáhá, aby dosáhly co nejlepších parametrů.“



Jan Štambaský, Česká bioplynová asociace

„Bioplynové stanice mohou na lokální úrovni převzít roli zdroje všech potřebných energií – elektřiny, tepla, plynu i motorového paliva, a to zcela obnovitelného původu. Vzhledem k vstupům, které převážně využívají, přinášejí dané obci či mikroregionu dlouhodobou ekonomickou stabilitu a zaměstnanost, a to častokrát tam, kde je to více než vítané. Energetická efektivita výroby a užití bioplynu by však neměla být opomíjena a naše asociace vítá a podporuje snahu učinit budoucí ale i současné stanice v tomto ohledu lepšími a tím ještě přínosnějšími v místním i celospolečenském měřítku.“

Autor:

SEVEN

SEVEN Středisko pro efektivní využívání energie / SEVEN Energy
Americká 579/17, 120 00 Praha 2

Vydání podpořily:

Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR prostřednictvím programu EFEKT 2011, Komerční banka, Česká bioplynová asociace a Evropská komise prostřednictvím projektu CHP Goes Green kofinancovaného z programu Intelligent Energy Europe.



Upozornění:

Odpovědnost za obsah tohoto materiálu nesou jeho autoři.

Nemusí nevyhnutně odpovídat názorům Evropské unie a Evropská komise nenese odpovědnost za jakékoliv možné použití informací zde obsažených.