

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

KATEDRA EKONOMIKY, MANAŽERSTVÍ A HUMANITNÍCH VĚD

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Ekonomická efektivnost výroby biometanu

Economic effectiveness of biomethane production



Vedoucí práce: Prof. Ing. Jaroslav Knápek, CSc.

2016

Bc. Petr Pavlíček

České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

Student: Pavlíček Petr

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Obor: Ekonomika a řízení energetiky

Název tématu: Ekonomická efektivnost výroby biometanu

Pokyny pro vypracování:

- technologie pro výrobu biometanu
- analýza využití biometanu ve vybraných zemích EU
- možnosti využití biometanu
- energetická a ekonomická efektivnost výroby biometanu - palivový cyklus
- případová studie - posouzení ekonomické efektivnosti projektu Biometanové stanice

Seznam odborné literatury:

SŮVOVÁ, H.: Finanční analýza v řízení podniku, v bance a na počítači. 1. vydání. Praha: VŠ
- Bankovní Institut, 1999. ISBN 80-726-5027-0.

SORENSEN B.: Renewable Energy. Elsevier, 2011.

Vedoucí diplomové práce: Prof.Ing. Jaroslav Knápek, CSc. – ČVUT FEL, K 13116

Platnost zadání: do konce letního semestru akademického roku 2016/2017

L.S.

Prof.Ing. Jaroslav Knápek, CSc.
vedoucí katedry

Prof.Ing. Pavel Ripka, CSc.
děkan

V Praze dne 11.2.2016

Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem diplomovou práci vypracoval samostatně a v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů pro vypracování závěrečných prací, a že jsem uvedl všechny použité informační zdroje.“

V Praze dne 27. 5. 2016

.....
Podpis

Poděkování

Chtěl bych poděkovat vedoucímu práce **Prof.Ing. Jaroslavu Knápkovi, CSc.** za poskytnuté konzultace a rady k dokončení této diplomové práce.

Velký dík patří **Ing. Adamu Moravcovi**, vedoucí sekce bioplyn CZ Biom, za poskytnutí informací a materiálů týkajících se zemědělství, substrátů pro výrobu bioplynu a také technicko - ekonomických dat.

Velmi děkuji **Mgr. Romanu Novákovi** ze společnosti PipePlast-SaniTop spol. s.r.o. za konzultace a data o teplovodech pro bioplynové stanice.

Dále děkuji **Ing. Jaroslavu Károvi, CSc.** z Výzkumného ústavu zemědělské techniky za velmi cenné informace ohledně energetické efektivity bioplynových stanic a skladování kukuřičné siláže.

Děkuji prezidentovi Evropské bioplynové asociace **Ing. Janu Štambaskému, Ph.D.**, jednatelem NovaEnergio s.r.o., za velmi užitečné podklady týkající se úspor emisí skleníkových plynů a také za objasnění problematiky vtlačení biometanu do plynárenské sítě.

V neposlední řadě děkuji **Ing. Kristiánu Titkovi** z Energetického regulačního úřadu za konzultaci o problematice využívání odpadního tepla.

Dále bych rád poděkoval všem, kteří byli ochotni podělit se o své znalosti a zkušenosti s provozem bioplynových stanic.

Anotace

Byla provedena komplexní technicko-ekonomická analýza palivového cyklu bioplynu. Bioplyn lze spálit v kogenerační jednotce, nebo může být upraven na biometan, který je možno použít pro stejné aplikace jako zemní plyn. Obě varianty byly porovnány z ekonomického i energetického hlediska. Pro vybrané parametry byly provedeny citlivostní analýzy. Ekonomická efektivnost byla posouzena ze dvou hledisek. Prvním hlediskem je minimální cena za 1 kWh tepelného obsahu výsledného produktu, druhým hlediskem je cena za úsporu 1 t oxidu uhličitého.

Klíčová slova: biomasa, bioplyn, bioplynová stanice, biometan, palivový cyklus, energetická efektivnost, ekonomická efektivnost, ekonomická analýza

Abstract

A complex technical-economical analysis of biogas fuel cycle was conducted. Biogas can be combusted in cogeneration unit or upgraded to biomethane, which can be used for same applications as natural gas. Both variants were compared from economic and energetic point of view. Sensitivity analyses were conducted for selected parameters. Economic effectiveness was evaluated from two points of view. First point of view is minimal price for 1 kWh of heat content, second is the cost of saving 1 ton of carbon dioxide.

Key words: biomass, biogas, biogas plant, biomethane, fuel cycle, energetic effectiveness, economic effectiveness, economic analysis

OBSAH

1. Úvod.....	8
1.1 Cíl diplomové práce.....	9
1.2 Popis obsahu diplomové práce.....	9
2. Problematika provozu bioplynové stanice	10
2.1 Základní fakta	10
2.2 Technologické schéma	11
2.3 Analýza vybraných vstupních surovin	12
2.3.1 Kukuřičná siláž	14
2.3.2 Travní siláž	18
2.3.3 Siláž cukrové řepy	19
2.3.4 Přehled používaných surovin pro výrobu bioplynu	20
2.4 Uskladnění siláže.....	22
2.5 Anaerobní fermentace	23
2.5.1 Technologie pro výrobu bioplynu.....	23
2.5.2 Popis průběhu anaerobní fermentace	26
2.6 Digestát.....	28
2.6.1 Složení digestátu	28
2.6.2 Vývoz digestátu	29
2.6.3 Znehodnocování půdy digestátem	30
2.7 Kogenerace	30
2.7.1 Výroba elektřiny.....	30
2.7.2 Výroba tepla	31
2.7.3 Problematika využívání odpadního tepla v praxi	35
3. Technologie pro výrobu biometanu	37
3.1 Čištění surového bioplynu.....	38
3.1.1 Zbavení plynu vlhkosti a sušení	38
3.1.2 Odsiřování surového bioplynu	38
3.2 Technologie pro úpravu bioplynu.....	40
3.2.1 Technologie PSA (<i>Pressure Swing Adsorption</i>)	40
3.2.2 Technologie vodní vypírky (<i>water scrubber</i>).....	41
3.2.3 Technologie fyzické absorpce pomocí organických rozpouštědel	41
3.2.4 Technologie chemické absorpce pomocí organických rozpouštědel	41
3.2.5 Membránová separace.....	42
3.2.6 Kryogenní úprava bioplynu.....	42
4. Možnosti využití biometanu	43
5. Analýza využití biometanu ve vybraných zemích EU	45
5.1 Německo.....	46
5.2 Švédsko	47
5.3 Velká Británie.....	47

5.4 Shrnutí	48
6. Palivový cyklus biometanu	49
6.1 Metoda výpočtu energetické efektivity	50
6.2 Výpočet energetické efektivity spalování bioplynu v KJ	51
6.2.1 Výsledky výpočtu energetické efektivity výroby bioplynu	53
6.3 Výpočet energetické efektivity výroby biometanu	54
6.3.1 Výsledky výpočtu energetické efektivity výroby biometanu	56
6.4 Výroba biometanu z kukuřičné siláže	56
6.5 Porovnání energetické efektivity s jinými biopalivy	57
7. Ekonomická efektivity výroby biometanu	58
7.1 Metoda hodnocení ekonomické efektivity	58
7.1.1 Čistá současná hodnota (<i>Net Present Value</i>)	58
7.1.2 Vnitřní výnosové procento (<i>Internal Rate of Return</i>)	59
7.1.3 Doba návratnosti investice	60
7.1.4 Minimální cena za jednotku produkce	60
7.2 Obecné předpoklady modelového výpočtu	61
7.2.1 Diskontní sazba	61
7.2.2 Doba životnosti projektu	63
7.2.3 Palivové náklady	63
7.2.4 Eskalace cen a nákladů	63
7.2.5 Zůstatková hodnota	64
7.2.6 Charakteristika investora	64
7.3 Modelový výpočet – spalování bioplynu v kogenerační jednotce	64
7.3.1 BPS bez využití tepla	64
7.3.2 BPS s možností využití tepla	66
7.3.3 Ekonomická efektivity z hlediska úspory emisí CO ₂	67
7.4 Modelový výpočet – výroba biometanu	70
7.4.1 Zajištění vlastní spotřeby stanice	70
7.4.2 Volba optimální technologie pro výrobu biometanu	71
7.4.3 Výpočet minimální ceny biometanu	74
7.4.4 Ekonomická efektivity výroby biometanu z hlediska úspor CO ₂	75
8. Případová studie – posouzení ekonomické efektivity projektu biometanové stanice	77
9. Závěr	82
SEZNAM OBRÁZKŮ	83
SEZNAM TABULEK	83
SEZNAM PŘÍLOH	84
SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK	85
6. Použitá literatura a zdroje	86

1. Úvod

Fosilní paliva vznikala miliony let rozkladem organického materiálu, který je uložen hluboko v zemi. Stále se zvyšující energetická spotřeba způsobuje, že se ztenčují zásoby fosilních paliv. Fosilní paliva považujeme za vyčerpitelná, protože obnovení jejich zásob trvá miliony let. To ale v současnosti není důležité, zejména díky těžbě břidlicového plynu a ropy z břidlic. Hlavním problémem dnešní společnosti je, že tato fosilní paliva produkují ve větší či menší míře (v závislosti na typu paliva) oxid uhličitý a další skleníkové plyny, které přispívají ke globální změně klimatu.

Tendence Evropské Unie ke snižování emisí a nahrazování fosilních paliv mají za následek vysokou podporu obnovitelných zdrojů energie. Za účelem zmírnění klimatických změn se v posledních letech začalo investovat do obnovitelných zdrojů energie ve velmi vysokém rozsahu. Rostoucí poptávka po čistých technologiích nabízí příležitost k modernizaci hospodářství, vytváření nových pracovních příležitostí a k hospodářskému růstu udržitelnému z hlediska dopadu na životní prostředí. Očekává se, že tyto investice přinesou z dlouhodobého hlediska úspory hospodářských nákladů. Evropská Unie například stanovila v rámci tzv. klimaticko-energetického balíčku závazné cíle pro rok 2020 [1]:

- Snížit emise skleníkových plynů vypouštěných v EU alespoň o 20 % oproti roku 1990
- Zvýšení energetické účinnosti tak, aby se spotřeba primární energie snížila o 20 % ve srovnání s rokem 1990
- 20 % z konečné spotřeby energie vyrábět z obnovitelných zdrojů

Snaha o splnění takových limitů vede k vyhledávání vhodných obnovitelných zdrojů energie a technologických postupů. Jedním z obnovitelných zdrojů, který se v posledních letech začal na území EU dramaticky rozšiřovat, je biometan. Biometan je ve své podstatě klasický bioplyn, který byl upraven na kvalitu zemního plynu (odstranění oxidu uhličitého). Bioplyn se vyrobí pomocí fermentace za nepřístupu vzduchu v bioplynové stanici a obvykle se spálí v kogenerační jednotce (v ČR se zatím bioplyn využívá pouze v kogeneračních jednotkách). Spalováním v kogenerační jednotce dochází ke kombinované výrobě elektřiny a tepla. Problém je, že vyrobené teplo se v praxi velmi špatně využívá nad rámec vlastní technologické spotřeby a zbytek tepla se pak velmi často musí zmařit. Nabízí se tedy otázka, zda je úprava bioplynu na biometan efektivnější, než spalování bioplynu v kogenerační jednotce.

1.1 Cíl diplomové práce

Hlavním cílem diplomové práce je zhodnotit výrobu biometanu z energetického a ekonomického hlediska na základě analýzy palivového cyklu. Efektivnost výroby biometanu je dále porovnána se spalováním bioplynu v kogenerační jednotce. Toto porovnání je provedeno také z hlediska nákladů na úsporu emisí.

1.2 Popis obsahu diplomové práce

- 2 Kompletní rešerše provozu bioplynové stanice. V kapitole jsou analyzovány a popsány jednotlivé části palivového cyklu bioplynu.
- 3 Stručný popis všech komerčně dostupných technologií, které umožňují separaci oxidu uhličitého z bioplynu.
- 4 Popis možných využití biometanu. Je zde uvedena norma na biometan ve vybraných zemích EU a také některé aspekty vtláčení biometanu do plynovodní sítě.
- 5 Legislativa a systémy podpor ve vybraných zemích EU. Kapitola také obsahuje přehled nejpoužívanějších technologií pro výrobu biometanu v EU.
- 6 Analýza palivového cyklu biometanu. V této kapitole jsem vypočítal energetickou účinnost palivového cyklu biometanu i bioplynu (spalování v kogenerační jednotce), tyto hodnoty jsou porovnány s ostatními biopalivy.
- 7 Ekonomické hodnocení efektivnosti výroby biometanu a spalování bioplynu v kogenerační jednotce. Toto hodnocení jsem provedl podle následujících kritérií:
 - NPV
 - IRR
 - Minimální cena za jednotku produkce (NPV = 0)
- 8 Případová studie – ekonomickou efektivnost výroby biometanu jsem vypočítal pro konkrétní bioplynovou stanici

2. Problematika provozu bioplynové stanice

2.1 Základní fakta

Bioplynová stanice (dále jen BPS) je technologické zařízení, které zpracovává biomasu a biologicky rozložitelné odpady. BPS si lze představit jako vzduchotěsný reaktor, ve kterém za stálého míchání dochází ke vzniku plynu (bioplynu), který složen převážně z metanu (CH_4) a oxidu uhličitého (CO_2). Bioplyn je produktem anaerobní metanové fermentace, někdy též nazývanou jako anaerobní digesce (vyhňívání za nepřístupu vzduchu). V závislosti na původu bioplynu lze bioplyn rozdělit na následující skupiny [2]:

- Reaktorový bioplyn: vzniká cíleně ve fermentorech bioplynové stanice
- Skládkový plyn: vzniká samovolně na skládkách biologicky rozložitelných odpadů. V zahraniční literatuře tento pojem nalezneme pod zkratkou LFG (*Landfill Gas*)
- Bioplyn z čistíren odpadních vod (*kalový plyn*)

Tyto jednotlivé druhy bioplynu jsou si svým složením podobné - vždy se jedná o směs, ve které převažuje metan a oxid uhličitý (obvykle 50 – 75 % metanu a 30 – 45 % oxidu uhličitého). Metan a oxid uhličitý nazýváme majoritními složkami bioplynu, jelikož je jejich zastoupení v celkovém objemu zcela dominantní. Mimo tyto dvě složky bioplyn obsahuje ještě tzv. minoritní složky, které jsou v něm zastoupeny zcela minimálně. Jedná se zejména o vodík, dusík a sirovodík. Stopově jsou v něm obsaženy siloxany, sulfidy, amoniak, voda a kyslík. Všechny minoritní složky jsou zastoupeny v řádu maximálně několika procent [2].

Obdobně lze rozdělit také BPS v závislosti na typu zpracovávané biomasy [3]:

- **Zemědělské BPS** – Zemědělské BPS jsou v ČR nejpočetnějším typem BPS. Vstupním substrátem pro výrobu bioplynu je zejména cíleně pěstovaná biomasa (energetické plodiny) a částečně i odpady z živočišných chovů (statková hnojiva – prasečí kejda a hnůj). Technologicky nejnáročnějším úkonem zemědělských BPS je míchání. Jejich výstavba nejčastěji probíhá přímo v areálech zemědělských provozů, a protože jde o koncepčně jednodušší zařízení, než je tomu u ostatních BPS, uvedení do činnosti není problematické a je hlavně také méně náročné z hlediska investičních výdajů.
- **Průmyslové BPS** – Vstupní substráty, které tyto stanice zpracovávají, jsou zejména kaly z čističek odpadních vod a dalších provozů, dále pak např. jateční odpady. Kladeny

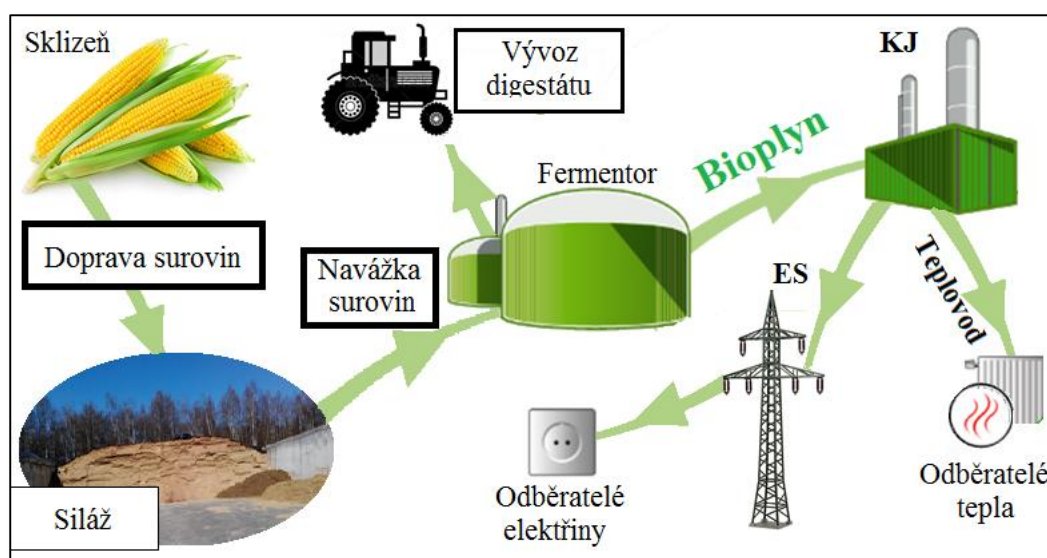
jsou větší nároky na technologii a na splnění všech provozních podmínek. Zejména dodržování hygienických pravidel minimalizuje riziko vyplývající ze vstupů.

- **Komunální BPS** – Zpracovávají komunální odpady (listí, odpadky z jídelen apod.). Tyto stanice mají uzavíratelné haly s odtahem a čištěním vzduchu, jelikož vstupní suroviny většinou silně zapáchají. Tyto stanice mají tudíž technologicky náročnější průběh zpracování vstupních surovin. Investiční výdaje na komunální bioplynovou stanici jsou přibližně dvojnásobné oproti zemědělským.

Protože je většina BPS na území ČR zemědělského typu, bude se tato práce zabývat výhradně analýzou zemědělských BPS.

2.2 Technologické schéma

Technologické schéma provozu BPS zemědělského typu je na obr. 1.



Obr. 1: Technologické schéma provozu bioplynové stanice zemědělského typu

Hlavním substrátem pro výrobu bioplynu je v případě zemědělské BPS **cíleně pěstovaná biomasa**. Vypěstovanou biomasu je třeba sklídit a následně dopravit do BPS. Provozovatel BPS může biomasu buď nakupovat na trhu, nebo si ji sám pěstovat na vlastním poli. Je třeba zajistit takové množství biomasy, které bude bezpečně stačit pro rovnoměrnou výrobu energie po celý rok. V BPS se biomasa uskládá v tzv. **silážních žlabech**. Odtud se pak biomasa postupně během celého roku naváží do fermentoru BPS, kde probíhá vyhnívání za nepřístupu vzduchu (anaerobní fermentace). Hlavním produktem této fermentace je **bioplyn**, který lze

spálit v kogenerační jednotce a vyrábět tak **elektřinu i teplo** zároveň. Elektřina je vyvedena do stávající distribuční sítě a teplo je buď zmařeno, nebo efektivně využito. Vedlejším produktem fermentace je tzv. **digestát**, což je zbytek po anaerobní fermentaci.

Analýza jednotlivých částí technologického schématu je dále zpracována v následujících podkapitolách.

2.3 Analýza vybraných vstupních surovin

Suroviny, které lze využít pro cílenou výrobu bioplynu (anaerobní fermentaci), jsou značně rozmanité z hlediska jejich původu. Substráty s organicky rozložitelnou hmotou pro výrobu bioplynu lze rozdělit následovně [2]:

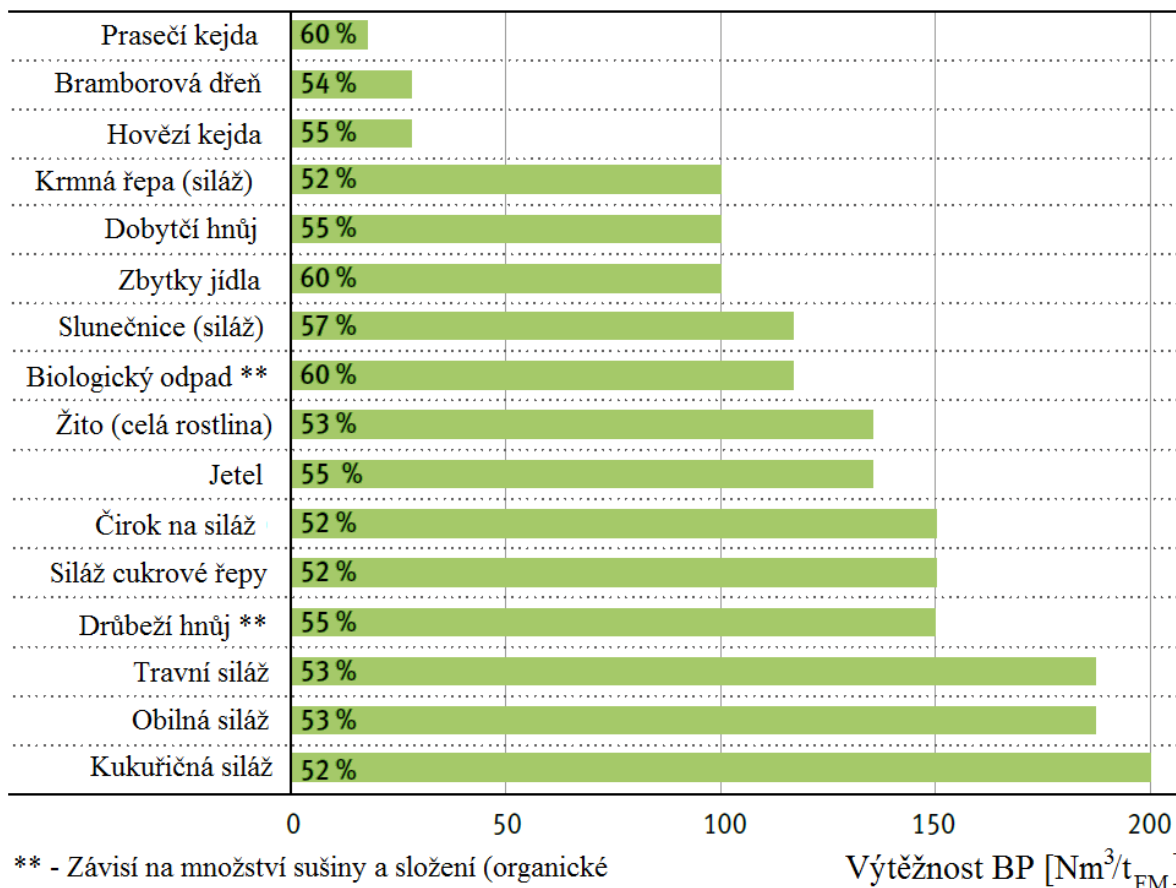


U zemědělských BPS je na rozdíl od stanic spojených s čistírnami odpadních vod možnost volby vhodných surovin. Při hledání vhodného substrátu je třeba mít na paměti, že anaerobní fermentace je proces, který je velmi citlivý nejen na optimální podmínky (pH, konstantní teplota ve fermentoru BPS), ale i na suroviny (např. stabilní složení biomasy). Chybné postupy mohou vést k narušení, někdy až zastavení fermentačních procesů [5].

Příkladem nevhodného substrátu je biomasa s vysokým obsahem bílkovin, případně jiné složky s obsahem dusíku. Dusík působí ve větším množství negativně na aktivitu anaerobních společenství (mikroorganismů), což vede ke snížení produkce bioplynu. Mezi tyto rizikové substráty patří drůbeží podestýlky, jateční odpady nebo masokostní moučka. Naopak suroviny, mezi které patří třeba kukuřice či prasečí kejda, jsou díky vhodné koncentraci dusíku podstatně vhodnější. Další podmínkou optimálního chodu BPS je zajistit dávkování pokud možno co nejvíce jednotného složení vstupních surovin. V praxi se ukazuje, že změny mezi jednotlivými surovinami by se měly konat pozvolna, se vzájemným odstupem v řádu několika měsíců [5].

Na následujícím obrázku je pro různé substráty graficky znázorněno, jakou výtěžnost bioplynu má tuna zelené hmoty. V každém řádku je také průměrná hodnota procentuálního obsahu metanu v bioplynu, který je vyroben z daného substrátu.

Substrát



Obr. 2: Výtěžnost bioplynu vybraných substrátů [9, s.21]

Výtěžnost bioplynu (BP) v Nm^3 je vztažena na tunu zelené hmoty (*fresh matter*). Hlavní parametr, který rozhoduje o tom, kolik se z dané organické hmoty vytvoří bioplynu, je však právě sušina (výtěžnost bioplynu je úměrná obsahu organických látek v sušině). Zbytek rostliny tvoří voda a popeloviny. Ve výše uvedené tabulce se u jednotlivých substrátů předpokládá průměrný obsah sušiny, proto může být výtěžnost bioplynu vztažena na tunu zelené hmoty. Je třeba dodat, že se tyto hodnoty zjišťují empiricky. Z obr. 2 vyplývá, že průměrná výtěžnost bioplynu je u různých substrátů značně rozdílná.

2.3.1 Kukuřičná siláž

Ze zemědělských plodin, pěstovaných pro energetické účely, má nejvyšší potenciál pro výrobu bioplynu kukuřice. Je to způsobeno zejména vysokým hektarovým výnosem biomasy (viz 2.3.2), vysokým obsahem sušiny v biomase (průměrně 32 %) a vysokým zastoupením organických látek v sušině (96 %). **Kukuřice** se v našich podmínkách ukázala jako vůbec nejvhodnější surovina pro výrobu bioplynu (kukuřice na siláž) a je tedy i nejzastoupenější. Tvoří okolo 35 % z celkového množství všech používaných substrátů. Za kukuřici jsou dále hovězí kejda (22,5 %), prasečí kejda (20 %), travní siláž (8 %) a cukrová řepa (5 %) [2]. Důvodů oblíbenosti kukuřice u provozovatelů BPS zemědělského typu je několik [6]:

- **Vhodná koncentrace dusíku N₂** – okolo 6,75 %
- **Homogenní palivo** – velmi kritická vlastnost pro BPS
- **Vysoký výnosový potenciál biomasy** – výnosy z hektaru zemědělské plochy jsou ve srovnání s jinými plodinami mezi nejvyššími
- **Vysoký obsah sušiny** – běžně okolo 35 % (28 -36 %)
- **Vysoký obsah organických látek v sušině** – obvykle okolo 96 %
- **Široká nabídka hybridů pro různé agroekologické podmínky**
- **Vysoký energetický obsah** – kukuřice má výhřevnost 16,3 GJ/t (sušina)
- **Velmi snadná konzervace** – kukuřici lze jednoduše skladovat v silážních žlabech BPS
- **Technologie sklizně i silážování jsou na vysoké úrovni**
- **Vysoký výnos metanu z 1 t sušiny** – důležité pro ekonomiku BPS

Bohužel, kukuřice nemá jen výhody a s jejím pěstováním je spojeno i několik rizik [6]:

- **Riziko pěstování kukuřice po sobě** – v zemědělství je známo, že pěstování kukuřice několik let po sobě způsobuje snížený hektarový výnos biomasy – je třeba plodiny střídat. Tato skutečnost snižuje využitelný potenciál půdy pro pěstování kukuřice
- **Riziko přemnožení škůdců** – riziko, které není na první pohled patrné. Kukuřici je nutné v dostatečné míře chránit, aby nedocházelo k přemnožení škůdců. Zajímavé je, že může dokonce dojít i k přemnožení divokých prasat, kterým se v kukuřici velmi dobře daří
- **Výnosy jsou závislé na počasí v daném roce** – hektarový výnos a s tím úzce spojená cena kukuřice na trhu jsou závislé na tom, jaké bylo počasí v daném roce

Další nevýhodou kukuřice je, že se jedná o intenzivní rostlinu a má tedy vysoké nároky např. na hnojení. Je vhodné zmínit také riziko eroze, ale toto riziko je obecné a netýká se jen kukuřice (pěstování v nevhodných svažitéch lokalitách).

V praxi se ale většinou nepoužívá jen samotná kukuřice, ale vhodná kombinace několika surovin. Tato kombinace by měla být optimální z hlediska provozních nákladů i doporučených technologických postupů [9].

Hektarový výnos a sklizeň

Výnos zemědělských plodin se liší jak v jednotlivých letech, tak i v různých oblastech (stanovištích). Vzhledem k vysoké variabilitě hektarového výnosu vstupních surovin (rozdíly jsou desítky procent) je vhodné ve výpočtech použít průměrnou hodnotu. Pro zjištění těchto průměrných hodnot jsem se rozhodl použít data z Českého statistického úřadu (ČSÚ). Rozhodl jsem se pro použití dat z ČSÚ zejména proto, že ostatní subjekty by mohly být zainteresováni v rámci této problematiky. Dodavatelé osiva mají zájem o co největší prodané množství semen, takže by mohli záměrně udávat pouze data, která jsou pro ně nejvhodnější (např. z malých ploch s mimořádnou úrodností, které ale nepředstavují průměr pro naše podmínky).

Rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Ø
Výnos [t/ha]	35,33	38,15	33,04	41,79	40,60	32,66	40,37	29,13	36,4
Plocha [ha·10 ³]	173,9	166,0	178,6	186,2	205,1	233,8	237,2	245,0	203,2
Celk. sklizeň [t·10 ⁶]	6,143	6,333	5,902	7,782	8,328	7,635	9,578	7,134	7,354

Tab. 1: Statistické údaje pro kukuřici na zeleno a siláž [14]

Z tabulky vyplývá, že v našich podmínkách lze průměrně získat **36,4 t/ha** zelené hmoty (často se uvažuje 40 t/ha). Jedná se o skutečně sklizenou hmotu, ztráty při sklizni (cca 5 %) jsou již v tomto čísle obsaženy. Sklizeň probíhá při optimálním obsahu sušiny 28 – 33 %, u některých hybridů je to 33 – 36 % („stay green“ hybridy) [13]. Obsahem sušiny se rozumí sušina celé rostliny, tedy vážený průměr zrna a zelené části rostliny. Dle agrárních normativů je standardem 32% obsah sušiny celé rostliny. Zrno má okolo 50 % suché hmoty a zelená část rostliny 20 %, což dává dohromady sušinu silážní hmoty 32 %.

Při **předčasné sklizni** (sušina rostliny méně než 28 %) se nedostatečně využívá celý výnosový potenciál rostliny, zbytečně bychom pak sklídili menší energetický obsah biomasy. Navíc by

vznikly i ztráty odtokem silážních šťáv (příliš vysoký obsah vody v rostlině). Naopak při **opožděné sklizni** (sušina celé rostliny je vyšší než 40 %) je problém se skladovatelností siláže, vznikají například problémy při udusání siláže (siláž klade větší odpor). Siláž je navíc náchylnější k plísním a je také zhoršený průběh fermentačního procesu. Je zapotřebí aplikace silážních aditiv [15]. Z těchto důvodů se doporučuje sklizeň při optimálním obsahu sušiny.

Produkce bioplynu z kukuřičné siláže

Pro srovnání v tab. 2 uvádím, jak závisí procentuální obsah sušiny a organických látek v sušině na výtěžnosti bioplynu z tuny kukuřičné siláže. Tyto informace byly zjištěny experty z dané oblasti (provozovatelé BPS) empiricky. V pravém sloupci je uvedeno, jaký je energetický obsah bioplynu (energetický potenciál), který získáme po anaerobní fermentaci 1 t kukuřičné siláže s danými parametry.

TS [%] ¹	oTS [%]	BP [Nm ³ /t _{FM}]	CH ₄ [%]	E [kWh/t _{FM}]
30	92	200	52	1 040
32	94	210	52	1 092
35	96	220	53	1 166

Tab. 2: Produkce bioplynu z kukuřičné siláže

Obvykle se uvažuje sušina 30 % a 92 % organických látek v sušině (výtěžnost 200 Nm³/t_{FM} bioplynu, 52 % CH₄ v bioplynu – viz obr. 2 a tab. 2). Pro všechny údaje v tab. 2 se předpokládá tzv. mokrá fermentace (drtivá většina BPS v ČR, viz kap. 2.5.1) a neuvažují se ztráty v siláži.

Pěstování kukuřice

Pro vypěstování kvalitní kukuřičné siláže se doporučuje na podzim provést kvalitní přípravu zemědělské půdy, což znamená narušit nepropustné vrstvy půdy (orba, vertikální zpracování) společně se zapravením organického hnojení. Dále je třeba na jaře připravit půdu a dodat jí potřebné živiny, jako je dusík, fosfor a draslík. Je třeba vybrat kvalitní hybrid, zaset a zajistit dokonalé ošetření proti plevelům [11].

Doporučené dávkování hnojiv na 1 ha plochy [12]:

- **Dusíkatá hnojiva (N):** 150 – 200kg N. Aplikuje se buď jednorázově, nebo za vegetace.
- **Fosforečná hnojiva (P):** 100 – 120 kg P₂O₅. Vhodné hnojit na podzim.

¹ TS – Z anglického *total solids* – procentuální obsah sušiny v zelené hmotě, oTS značí procentuální obsah organických látek v sušině. Někdy se používá místo zkratky TS také DM (*dry matter* – sušina).

- **Draselná hnojiva (K):** 150 – 200 kg K₂O. Opět se doporučuje hnojit na podzim.

Kukuřice je velmi citlivá na pH, např. při pěstování na půdách s pH méně než 5 je výnos až o 30 % nižší. Pro zajištění výnosu alespoň 10 t/ha sušiny (odpovídá zhruba výnosu 32 t/ha zelené hmoty) je potřeba 100 – 130 kg **N**, 30 – 45 kg **P**, 80 – 160 kg **K**. Kukuřici vyhovují půdy hlinité, hluboké (s dostatečným obsahem humusu). Naopak jí nevyhovují půdy kamenité nebo erozně ohrožené [13].

V závislosti na volbě hybridu pro danou lokalitu můžeme dosáhnout různých výnosů biomasy, vyplatí se tedy nešetřit na volbě hybridu, jelikož se hektarový výnos může velmi lišit. V dnešní době již existuje velké množství hybridů, z nichž některé jsou dokonce určeny výhradně pro výrobu bioplynu. V našich podmínkách je nejoblíbenějším hybridem pro výrobu bioplynu ATLETICO². Větší výtěžek biomasy spolu s lepší anaerobní rozložitelností jsou faktory, které z tohoto hybridu dělají velmi dobrý substrát pro bioplynové stanice [2].

Ekonomika pěstování kukuřice

V následující tabulce je uvedena struktura nákladů a také podpora pro pěstování kukuřice. Náklady na 1 ha jsou pak společně s hektarovým výnosem určují, kolik bude stát kukuřičná siláž z vnitropodnikového hlediska; tj. když si majitel BPS bude kukuřičnou siláž pěstovat sám (tzv. realizační cena 1 t siláže).

Položka	Náklady [Kč/ha]	Procento z nákladů [%]
Podmítka (mělká orba)	500	1,5
Setí a osivo	4 100	12,5
Ochrana (herbicidy)	3 200	10
Hnojení – statková hnojiva	4 900	15
Hnojení – minerální hnojiva	6 000	18
Sklizeň, doprava a skladování	4 300	13
Ostatní náklady (vč. pojištění)	3 760	12
Variabilní náklady celkem	26 760	82
Normativ fixních nákladů	5 900	18
Náklady (var. + fix.)	32 660	100
Dotace (SAPS)	- 5 437	-
Celkové náklady (var. + fix. – SAPS)	27 223	-

Tab. 3: Standardní náklady pěstování kukuřice na siláž při sušině 32 % [18]

² Existuje velké množství hybridů, např. společnost KWS nabízí hybridy pro celou řadu lokalit a využití, včetně speciálních hybridů určených k produkci bioplynu (www.kws.cz).

Průměrné náklady na 1 ha jsou v případě kukuřičné siláže cca 27 000 Kč. Při uvážení průměrného výnosu 36,4 t/ha je realizační cena okolo **748 Kč/t**. V následující tabulce je uvedeno, jak se mění náklady na vypěstování 1 t kukuřice při rozdílných hektarových výnosech (předpoklad: náklady na 1 ha jsou 27 200 Kč). Jedná se v podstatě o nepřímou úměrnost mezi výnosem biomasy a náklady na 1 tunu.

Výnos zelené hmoty [t]	Cena 1 t siláže [Kč/t]
20	1 350
30	900
40	675
50	540
60	450

Tab. 4: Náklady na tunu kukuřičné siláže při různých hektarových výnosech

Cena kukuřičné siláže může být značně variabilní a závisí hlavně na nabídce (hektarový výnos biomasy) v daném roce. Např. v roce 2015 byla vzhledem k suchu úroda komodit pro BPS v jednotlivých regionech o 20 – 40% nižší, tzn. na trhu nebyla prakticky žádná nabídka a pokud ano, tak ceny pro kukuřičnou siláž se pohybovaly nejčastěji v rozmezí 1 100 - 1 400 Kč/t.

Prodejní cena siláže je vždy vyšší, než její realizační cena, aby zemědělec dosáhl zisku. Pokud si provozovatel BPS sám siláž nepěstuje, je třeba počítat s průměrnou prodejní cenou na trhu. Na základě konzultací s experty z této oblasti budu uvažovat tuto prodejní cenu v intervalu **850 – 1200 Kč/t** [27]. Přesná hodnota průměrné prodejní ceny závisí na kvalitě siláže, dopravě, smluvních vztazích apod.

2.3.2 Travní siláž

Travní siláž má obvykle obsah sušiny 28 – 35 %, při větším obsahu sušiny (kolem 40 %) se mluví o travní senáži. Travní siláž o referenční sušině 35 % může mít 92 % organických látek v sušině [16]. Ačkoliv jsou tyto hodnoty podobné kukuřičné siláži, výtěžnost bioplynu je výrazně nižší, než je tomu u kukuřice. Z 1 t travní siláže lze získat přibližně 185 Nm³ bioplynu s 53% obsahem CH₄ při 35% obsahu sušiny (kukuřice s 35% sušinou vytvoří 220 Nm³ bioplynu) [27]. Ve srovnání s kukuřicí vyžaduje tráva nižší pH – přibližně 4,0 až 4,8 (hodnota pH je funkce obsahu sušiny). Sklizenou siláž je třeba ihned uskladnit. Při ponechání na poli dochází velmi rychle ke ztrátám sušiny z důvodu prodýchávání, eroze a rozkladu. Za 12 h ztratí siláž okolo 5 % sušiny (vztaženo k původní sušině) , po 2 dnech se ztratí až 20 % [17].

Rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Průměr
Sklizeň pícnin v seně [t/ha]	6,5	6,8	6,10	7,2	6,91	6,3	7,6	5,74	6,64

Tab. 5: Výnos plodin sklizených na zeleno – seno [14]

Průměrný výnos z hektaru jsem určil opět z dat Českého statistického úřadu. ČSÚ eviduje pouze údaje o seně (pícniny na orné půdě celkem – seno). Průměrný výnos je 6,64 t/ha. Seno má obsah sušiny minimálně 85 %. Při uvážení střední hodnoty obsahu sušiny v seně (cca 90 %) pak výnos 6,64 t/ha sena odpovídá výnosu **21 t/ha travní siláže (FM)** při sušině 35 % a obsahu 92 % organických látek v sušině. V následující tabulce jsou zpracovány provozní náklady na sklizeň travní siláže. Předpoklad: standardní dvousečné využití porostů, položka hnojiva zahrnuje minerální (N,P,K) i statková hnojiva. Dalším předpokladem jsou 2 seče (standard).

Položka	Náklady [Kč/ha]	Procento z nákladů [%]
Osiva, ochrana rostlin	0	0
Hnojiva (minerální + statková)	11 200	57
Sklizeň, doprava a skladování	2 650	13,5
Ostatní variabilní náklady	400	2
Normativ fixních nákladů	5 400	27,5
Náklady (fix. + var.)	19 650	100
Dotace (SAPS)	- 7 123	-
Celkové náklady	12 527	-

Tab. 6: Struktura nákladů na pěstování travní siláže [18]

Průměrná realizační cena 1 t travní siláže za výše uvedených předpokladů je 600 Kč/t.

2.3.3 Siláž cukrové řepy

Cukrová řepa je poměrně hodnotným palivem pro BPS. Technologie pěstování a sklizně je na velmi dobré úrovni. Bohužel, řepa je na rozdíl od kukuřičné či travní siláže většinou silně znečištěna zeminou nebo kameny. Tyto cizí látky by poté mohli překážet ve fermentoru. Je nutné využít technologie na umytí a odkamenění řepy, eventuelně i jejího nadrcení, což má vliv na spotřebu energie [19].

Rok	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Průměr
Sklizeň cukrovky technické [t/ha]	57,26	57,91	54,36	66,84	63,26	60,00	70,28	59,38	62,16

Tab. 7: Výnos cukrovky [14]

Položka	Náklady [Kč/ha]	Procento z nákladů [%]
Osivo	5 300	10
Hnojiva	6 400	13
Ochrana rostlin	7 700	15
Sklizeň, odvoz	8 500	17
Pomocné činnosti (příprava)	6 600	13
Ostatní (mzdy, materiál, stroje...)	16 000	32
Celkem	50 500	100

Tab. 8: Struktura nákladů na pěstování cukrovky [20]

Průměrná realizační cena cukrovky je 825 Kč/t. Protože je cena cukrovky o něco vyšší, než cena kukuřičné siláže a výtěžnost bioplynu z tuny je nižší, používá se v mnohem menší míře, než kukuřičná nebo travní siláž. Navíc vznikají dodatečné náklady spojené s čištěním.

2.3.4 Přehled používaných surovin pro výrobu bioplynu

V následující tabulce je přehled produkce bioplynu z různých substrátů v podmínkách ČR. Některé plodiny již byly podrobněji analyzovány v této kapitole, informace k ostatním byly získány obdobným způsobem, jako v předcházejících případech (ČSÚ, brožura pro stavitele BPS – viz [9]). Pro energetické plodiny se uvažují i typické ztráty v siláži (viz 2.4). U každého druhu substrátu se uvažují typické hodnoty výtěžnosti bioplynu a u ročního výnosu se počítá s průměrnými hodnotami.

Zemědělská plodina	Roční výnos (FM)	Výtěžnost bioplynu³
Kukuřice na siláž	36 t/ha	6 480 Nm ³ /ha
Cukrová řepa	62 t/ha	8 184 Nm ³ /ha
Travní siláž	21 t/ha	3 535 Nm ³ /ha
Obilná siláž	30 t/ha	4 752 Nm ³ /ha
Čirok na siláž	42,5 t/ha	5 814 Nm ³ /ha

Tab. 9: Produkce bioplynu z vybraných energetických plodin [14]

Ačkoliv se kukuřičná siláž uplatnila v našich podmínkách nejvíce ze všech energetických plodin, provozovatelé BPS mohou využít i širší spektrum energetických plodin. Existuje několik důvodů, proč používat více plodin [15],[21]:

- Zajištění střídání plodin (např. z důvodů eroze půdy)
- Snížení nákladů na pěstování kukuřice

³ K průměrné výtěžnosti bioplynu z hektaru půdy byly připočteny ještě ztráty v siláži. Tyto jsou obvykle v rozmezí 9 – 12 % a jsou podrobněji analyzovány v kapitole 2.4.

- Zvýšení diverzifikace (odstranění závislosti pouze na kukuřici)
- Ochrana půd a půdní úrodnosti
- Omezení těžko hubitelných plevelů a škůdců (hád'átka zhoubné)
- Využití méně úrodných půd a půd ohrožených erozí

Výroba bioplynu z cíleně pěstovaných (energetických) plodin je z technického hlediska limitována zejména dostupným potenciálem v dané lokalitě (např. část půdy musí být zachována pro potravinářské účely). Skladba vstupních surovin pro BPS se v praxi neurčuje pouze na základě poměru ceny substrátu a výtěžnosti bioplynu, ale velmi podstatné jsou i další parametry daného substrátu (např. stabilní složení biomasy nebo obsah dusíku). Homogenní složení kukuřičné siláže je také jeden z důvodů, proč se uplatnila nejvíce.

Pro srovnání zde uvádím i data ohledně produkce bioplynu z živočišných odpadů, které jsou využívány v zemědělských BPS.

Zdroj substrátu	Roční výnos	Výtěžnost bioplynu
Dojnice	20 m ³ kejdy	500 Nm ³
Prase	1,5 – 6 m ³ kejdy	42-168 Nm ³
Dobytěk	3 – 11t hnoje	240 – 880 Nm ³
Kůň	8 t hnoje	504 Nm ³
Kuře	0,018 m ³ exkrementů	2,52 Nm ³

Tab. 10: Produkce bioplynu z odpadní biomasy živočišného původu [9, s.39]

Použití těchto odpadů ze zemědělské produkce pro výrobu bioplynu je velmi výhodné, protože se u nich uvažují jen dopravní a manipulační náklady [22]. Teoreticky jsou tato hnojiva z ekonomického hlediska nejefektivnějším substrátem. To dokládají i zkušenosti z BPS v Třeboni, což je nejstarší BPS v ČR. Tato stanice byla ekonomicky efektivní dokonce i v době, kdy nebyly garantovány žádné výkupní ceny ani jiné finanční podpory pro obnovitelné zdroje energie. Vstupním substrátem byla pouze prasečí kejda. Chov prasat byl později zrušen a dnes tato stanice používá zejména kukuřičnou a travní siláž, malé množství kejdy je používáno jen k ředění obsahu fermentoru (obsah sušiny kejdy je cca 5 – 7 %) [24]. Používání kejdy k ředění je další důvod, proč se statková hnojiva používají v kombinaci s energetickými plodinami.

Problém je, že je zapotřebí velké množství zvířat, pokud bychom chtěli použít jako substrát pro BPS pouze statková hnojiva (viz tab. 10). Statková hnojiva mají totiž nízkou hustotu energie, z tohoto důvodu je pak nutné hledat jiné vhodné substráty, jako je např. kukuřičná siláž.

2.4 Uskladnění siláže

Biomasu je třeba skladovat v dostatečně velickém prostoru, v případě siláže (kukuřičné, travní) se skladovacím prostorům říká tzv. silážní žlaby, což je v podstatě skladovací nádrž. Skladovací prostor musí být bezvýhradně zbaven všech nečistot. Nečistý silážní prostor způsobí, že se v biomase přemnoží mikroorganismy a v podstatě dochází k fermentačnímu procesu, který je v principu podobný tomu ve fermentoru BPS. Tento fermentační proces je však mnohem pomalejší, než je tomu ve fermentoru BPS. Tento proces ale přesto způsobí neúnosné ztráty sušiny a tím tedy i ztráty energetického potenciálu vstupní biomasy, což by vedlo k dramatickému poklesu ekonomičnosti BPS. Ještě je třeba dodat, že ztráty metanu při přemnožení mikroorganismů je třeba připočítat k obvyklým ztrátám, které by vznikly i za standardních okolností (i při kvalitním uskladnění). V tab. 11 jsou uvedeny nejnebezpečnější mikroorganismy:

Druh mikroorganismu	Rozklad (metabolická dráha)	Ztráty sušiny [%]
Klostridie	$2 \cdot (C_3H_6O_3) \rightarrow C_4H_8O_2 + 2 \cdot (CO_2)$	51,1
Kvasinky	$C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 \cdot (C_2H_6O) + 2 \cdot (CO_2)$	48,9
Enterobakterie	$C_6H_{12}O_6 \rightarrow C_2H_4O_2 + C_2H_6O + 2 \cdot (CO_2)$	41,1
Heterofermentativní LAB	$C_6H_{12}O_6 \rightarrow C_3H_6O_3 + C_2H_6O + CO_2$	24,0

Tab. 11: Ztráty sušiny při přemnožení různých mikroorganismů [6]

Kvalitní silážní žlab zbavený nečistot by měl být samozřejmostí. Bohužel, dokonce i v případě, že vlastníme kvalitní silážní prostor, vznikají ve skladované biomase nevyhnutelné ztráty (tzv. ztráty v důsledku biologické degradace). Tyto ztráty se zjišťují pouze experimentálním měřením (empiricky), v pravidelných intervalech (např. týdnech) se měří úbytek sušiny, tedy rozdíl mezi vstupní a výstupní hodnotou. **Specificky pro kukuřici je tato hodnota 10 %** a pro travní siláž byly naměřeny průměrné ztráty sušiny 9 % [8]. Jedná se o průměrné roční ztráty⁴ a jsou způsobeny klimatickými vlivy a mikroorganismy. Hodnoty výše uvedené jsou minimální, jakých lze při praktickém skladování dosáhnout (průměrné hodnoty z kvalitních skladovacích prostor).

Aby v silážních žlabech nedocházelo ke zbytečným ztrátám, je třeba dodržet doporučené postupy a provést několik kroků. Nejprve je třeba zbavit silážovanou hmotu vzduchu, ideálně v co nejkratší době po dopravě surovin do silážního žlabu. Toho se docílí udusáním siláže

⁴ 10% energetické ztráty během silážování tedy představují průměrné roční ztráty ze vstupního potenciálu.

pomocí traktorů a válců. Udusaná biomasa se poté zakryje bezpečnostními plachtami a fóliemi, aby se zamezilo přístupu vzduchu. Silážovaná biomasa se poté v průběhu roku v pravidelných intervalech (kromě poruch a plánovaných generálních oprav) naváží do fermentoru BPS [6].

Pokud nevlastníme silážní žlaby, můžeme si je objednat u dodavatele technologie bioplynové stanice společně s dalšími komponenty pro provoz. Ten nám tyto žlaby za smlouvenou cenu postaví. Na základě konzultací s experty z praxe budu počítat s měrnými investičními výdaji na stavbu silážního žlabu 15 000 Kč/kW_{el}. Tyto výdaje jsou vztaženy na jednotku instalovaného elektrického výkonu BPS [27].

Energetická plodina	Ztráty v siláži
Cukrová řepa	12 %
Vojtěška	12 %
Kukuřice	10 %
Obilí	10 %
Čirok	10 %
Tráva	9 %

Tab. 12: Průměrné roční ztráty sušiny vybraných energetických plodin [8],[9]

2.5 Anaerobní fermentace

Anaerobní fermentace (digesce) je sled biochemických pochodů, které způsobují postupný rozklad biomasy (proteiny, ligniny, lipidy) na jednodušší sloučeniny (uhlovodíky, kyseliny), až nakonec vznikne plynná směs, převážně obsahující metan a oxid uhličitý. Zjednodušeně lze tento biochemický pochod rozdělit na 4 fáze: hydrolýza, dehydrogenace, tvorba kyseliny octové a tvorba metanu [9]. V některé literatuře jsou poslední dvě jmenované fáze sjednoceny v jednu [10].

2.5.1 Technologie pro výrobu bioplynu

Rozdílné technologie i procesní postupy jsou aplikovány při výrobě bioplynu v BPS. Tyto technologie a procesy výroby bioplynu jsou charakterizovány podle následujících kritérií:

- Obsah sušiny
- Způsob dávkování
- Počet fází procesu
- Procesní teplota

Obsah sušiny

Co se týče obsahu sušiny, proces anaerobní digesce dělíme na **mokrý** a **suchý**. Oba procesy jsou si z biochemického hlediska podobné, ale jedná se o odlišnou technologii.

- **Mokrý proces** – v současnosti jsou prakticky všechny zemědělské BPS technologická zařízení, která aplikují mokrý proces. Při použití této technologie jsou charakteristické zaoblené (kulaté) fermentory. Mokrý proces znamená, že obsah sušiny ve fermentoru BPS je menší jak 15 %. Při vyšším obsahu sušiny již není možno obsah fermentoru míchat a čerpat (pumpovat). Pokud zpracováváme kejdu, můžeme využít pouze mokrého procesu anaerobní fermentace. Pevná biomasa musí být při mokřém procesu dostatečně rozvláčněná (promíchává se s tekutinou, např. kejdou prasat) [9].
- **Suchý proces** – jedná se o technologii, která je vhodná, pokud nemáme k dispozici tekuté substráty, jako je prasečí kejda. Suchá fermentace se provozuje v uzavřených betonových halách. Na rozdíl od mokřého procesu není vstupní substrát tekutý a tak nedochází k neustálému míchání při výrobě bioplynu. Vlhkým médiem, které umožňuje proces anaerobní fermentace, je v tomto případě tzv. procesní tekutina (perkolátní postřik). Procesní tekutina je přimíchána do substrátu před fermentací, nebo je během fermentace neustále naprašována na substrát. Tato technologie byla původně vynalezena pro anaerobní digesti **komunálního odpadu** a umožňuje zpracovat biomasu s obsahem sušiny 20 – 40 % (někdy i více). Substráty tedy mohou být např. organický odpad, zbytky ze zemědělské produkce, nebo hnůj [9].

Způsob dávkování

Podle způsobu dávkování rozlišujeme **systemy nepřetržité** (kontinuální) a **systemy přerušované** (perkolační, prosakovací).

- Většina BPS funguje na principu **nepřetržitého systému dávkování**, tzv. průtokové instalace. V takovém případě je substrát dávkován do fermentoru naustále, nebo v krátkých intervalech. Bioplyn (včetně zbytku po anaerobní digesti – digestátu) je průběžně odváděn pryč. Přibližně 70 % BPS je provozováno s tímto systémem dávkování [9].
- V **systemu přerušovaného dávkování** jsou fermentor a sklad digestátu konstrukčně sjednoceny. Fermentor se zcela naplní a je následně vduchotěsně uzavřen. Po ukončení procesu anaerobní fermentace je fermentor vyprázdněn, drobný zůstatek ve fermentoru

zůstane pro usnadnění fermentačního procesu další dávky. Tento systém dávkování se využívá zejména v případě substrátů s velmi vysokým obsahem sušiny a vlákniny.

Počet fází procesu

Pokud jsou všechny fáze anaerobní fermentace prováděny v jedné nádrži (fermentoru), hovoříme o tzv. **jednofázovém procesu**. Dvoufázový proces znamená, že jsou fyzicky odděleny fáze dehydrogenace (2. fáze) a tvorby kyseliny octové a metanu (3. a 4. fáze). Někdy se tvorba kyseliny octové a tvorba metanu slučuje v jednu fázi. Fyzickým oddělením fází lze lépe přizpůsobit podmínky pro různé mikroorganismy, které se účastní jednotlivých fází, ovšem za cenu vyšších investic (potřebujeme více nádrží) [9].

Procesní teplota

Teplotní režim anaerobní fermentace má vliv na průběh této fermentace, při vyšších teplotách (termofilní režim – okolo 55 °C) lze dosáhnout vyšší výtěžnosti bioplynu a také tento proces probíhá rychleji. Většina BPS zemědělského typu využívá mezofilní režim (teploty okolo 37 °C), použití termofilního režimu je vzácné. Při mezofilním režimu je menší spotřeba tepla na ohřev materiálu a anaerobní bakterie v mezofilním režimu jsou méně citlivé na změny (kolísání) teplot. Proces se také lépe uvádí do provozu při mezofilním režimu, protože bakterie přítomné v statkových hnojivech jsou na tyto teploty zvyklé. Tolerance kolísání teplot je při termofilním režimu velmi nízká, mohlo by dojít k narušení či zastavení fermentačního procesu. Termofilní režim se obvykle doporučuje pro čistírny odpadních vod z důvodu vyšší rozpustnosti tuků [23].

Teplotní režimy se dělí následujícím způsobem:

- **Psychofilní režim** – anaerobní digesce probíhá v rozmezí teplot 4 – 20 °C
- **Mezofilní režim** – teploty jsou v rozmezí 32 až 42 °C
- **Termofilní režim** – teploty jsou v rozmezí 50 až 57 °C

Psychofilní režim se nepoužívá z důvodu velmi nízké produkce bioplynu.

Rozdělení technologií pro výrobu bioplynu

Kritérium	Rozdělení
Obsah sušiny v substrátu	<ul style="list-style-type: none">• Suchý proces• Mokrý proces
Způsob dávkování	<ul style="list-style-type: none">• Systémy nepřetržitého dávkování• Systémy přerušovaného dávkování
Počet fází procesu	<ul style="list-style-type: none">• Jednofázové procesy• Dvoufázové procesy
Procesní teplota	<ul style="list-style-type: none">• <i>Psychrofilní režim</i>• Mezofilní režim• Termofilní režim

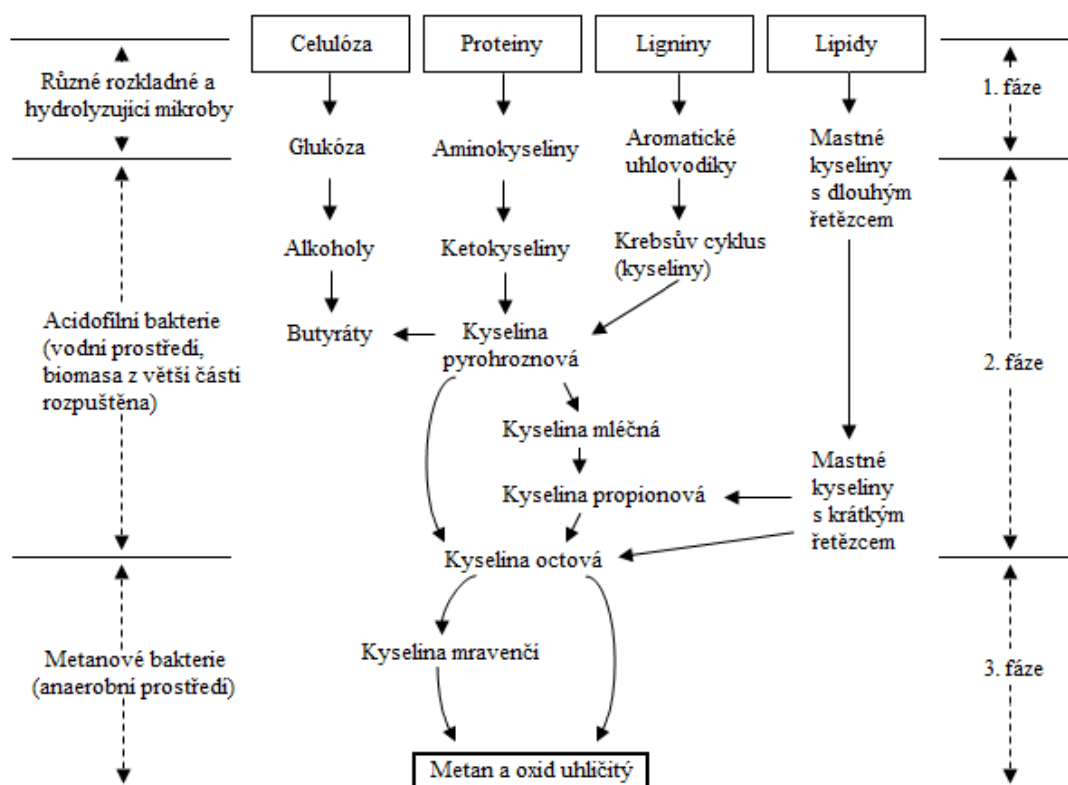
Tab. 13: Rozdělení procesů pro výrobu bioplynu podle rozdílných kritérií [9, s.22]

V praxi se u zemědělských BPS nejčastěji vyskytuje technologie mokrého procesu se dvěma fázemi a se systémem nepřetržitého dávkování v mezofilním režimu [9, s.25]. Fermentor, resp. oba fermentory v případě dvoufázového procesu, jsou železobetonové nebo ocelové nadzemní válcové nádrže. Tyto nádrže jsou obvykle konstrukčně řešeny tak, že jsou opatřeny polystyrénovou izolací překrytou hliníkovým plechem. Nádrže jsou zakryté samonosnou vzduchovou plachtou. Do této plachty je integrovaný plynojem, pomocí kterého se vyrobený bioplyn transportuje do kogenerační jednotky. Nádrže (fermentory) jsou vytápěny topnou vodou z kogenerační jednotky a tato voda protéká přes trubky (z polyethylenu) umístěné na stěnách fermentoru. Část z vyrobeného tepla se tedy vždy využije pro účely vlastní spotřeby, aby se udržela doporučená teplota uvnitř fermentoru. Obdobně se vždy využije část z vyrobené elektřiny v kogenerační jednotce, a to především pro zajištění stálého promíchávání obsahu fermentoru (pomocí rychloběžných míchadel). Další činnosti, které spotřebovávají elektřinu jsou dávkování a čerpání. Dávkování probíhá pomocí dávkovacích kontejnerů, tyto kontejnery jsou vybaveny vahou a také zařízením, které zajišťuje plnou automatizaci. Dávkování je možno si navolit pomocí programu. Čerpadlo pak umožňuje přečerpání obsahu fermentorů, nebo čerpání do skladu digestátu. Fermentory jsou vybaveny zabezpečovacími prvky proti podtlaku a přetlaku, senzory proti přeplnění a oknem (pro vizuální kontrolu obsahu) [16].

2.5.2 Popis průběhu anaerobní fermentace

Zjednodušený popis jednotlivých biochemických cest je uveden na obr. 3.

- V první fázi je biomasa rozložena heterogenními mikroorganismy. Ačkoliv nejsou pro tuto fázi z chemického hlediska anaerobní podmínky nutné, všechny fáze se odehrávají za nepřístupu vzduchu. Tyto rozklady zahrnují **hydrolyzu** celulózy na jednoduchou glukózu, enzymy vyprodukované mikroorganismy jsou použity jako katalyzátor. Podobně jsou proteiny rozloženy na aminokyseliny, ligniny jsou rozloženy na aromatické uhlovodíky a lipidy se rozloží na mastné kyseliny s dlouhým řetězcem. Biomasa je nyní v jednodušší chemické formě. Výsledek první fáze je, že většina biomasy je nyní rozpustná ve vodě [10].
- Ve druhé fázi dochází k odebrání atomů vodíku, přeměně glukózy na kyselinu octovou, karboxylaci aminokyselin a rozdělení mastných kyselin s dlouhým řetězcem. Tyto procesy souhrnně nazýváme **dehydrogenace** [10]. Někdy se této fázi říká acidifikace, protože ji způsobují acidofilní bakterie [9].
- Ve třetí (konečné) fázi dochází k rozkladu kyseliny octové na bioplyn, tedy směs obsahující zejména metan a oxid uhličitý. Třetí fáze je vlastně jediná, která opravdu potřebuje anaerobní prostředí [10].



Obr. 3: Zjednodušený popis biochemických cest anaerobní fermentace [10]

Celá přeměna, která je znázorněna na obr. 3, je dosažena pomocí vhodných mikroorganismů za nepřístupu vzduchu, přičemž všechny procesy se mohou odehrávat v jednom fermentoru. V případě dvoufázového procesu se v jednom fermentoru odehrávají pouze první dvě fáze, zbylá třetí fáze je dokončena ve druhém fermentoru (někdy se třetí fáze rozděluje na tvorbu kyseliny octové a tvorbu metanu) [10].

Přesná doba trvání jednotlivých fází závisí na druhu biomasy. První fáze obvykle trvají hodiny až několik dní, poslední, nejnáročnější fáze, trvá týdny až měsíce [10]. Např. kukuřičná nebo travní siláž mají předpokládanou dobu zdržení ve fermentoru 30 dní, u kejdy je tato doba kratší (20 – 25 dní) [22]. Zajímavostí je, že metanogenní mikroorganismy potřebují pro svůj růst malé množství dusíku, naopak příliš mnoho dusíku způsobí jejich otravu. Kukuřičná a travní siláž obsahují rozumné množství dusíku [5].

2.6 Digestát

Anaerobní fermentace má dva hlavní produkty: **bioplyn** a tzv. **digestát**, což je zbytek po rozkladu organické hmoty. Zůstávají v něm anorganické látky ze sušiny, obtížně rozložitelné organické složky sušiny (lignin) a zbytek tvoří **voda**. Digestát, který vzniká při provozu BPS se přečerpává do skladů digestátu. Sklad digestátu je železobetonová nádrž, obdobně jako fermentor. Sklady digestátu jsou vybaveny míchadly a výdejním místem pro odběr digestátu do dopravních cisteren. Např. stanice o instalovaném elektrickém výkonu okolo 1 MW_{el} může mít celkový skladovací prostor pro digestát okolo 7 400 m³ [12]. Tento digestát lze uplatnit jako vysoce kvalitní hnojivo při splnění limitů nežádoucích složek (viz 2.6.1).

Protože existuje velké množství materiálů, které mohou být použity jako vstupní surovina do BPS, je nutno rozlišovat druhy BPS (zemědělské, komunální, průmyslové). Složení digestátu je různé v závislosti na použité surovině k výrobě bioplynu a jednotlivé druhy digestátu není možno libovolně aplikovat.

2.6.1 Složení digestátu

V tab. 14 je uvedeno průměrné složení digestátu. Tyto údaje byly zjištěny Evropskou bioplynovou asociací (EBA) z analýzy 1 800 vzorků digestátu v letech 2009 -2012 [25]. Složení digestátu je pro různé BPS stejného typu (např. zemědělské) velmi podobné z hlediska procentuálního zastoupení jednotlivých složek, výrazně se liší jen u rozdílných typů BPS.

Ukazatel	Jednotka	Hodnota	Limit
Obsah sušiny	%	5,7	-
Organická hmota v sušině	%	69,3	-
Popel v sušině	%	30,7	-
Hodnota pH	-	7,9	-
N (celkový)	% ze sušiny	10,4	-
NH ₄	% ze sušiny	6,0	-
K ₂ O	% ze sušiny	5,3	-
P ₂ O ₅	% ze sušiny	3,8	-
Cu	mg/kg sušiny	87,5	250
Pb	mg/kg sušiny	5,8	100
Hg	mg/kg sušiny	0,1	1,0
Zn	mg/kg sušiny	311,1	1 200
Cr	mg/kg sušiny	15,1	100

Tab. 14: Složení digestátu [14]

V tab. 14 je většina vybraných složek digestátu. Mimo tyto se v digestátu vyskytují ještě např. kadmium, arsen či nikl. V digestátu lze tedy nalézt celou řadu nebezpečných látek, včetně těžkých kovů. Tyto parametry nesmí překročit určitou mez a tu stanovuje **vyhláška 271/2009**, kterou se mění vyhláška Ministerstva zemědělství č. 474/2000 Sb., o stanovení požadavků na hnojiva. Za předpokladu splnění limitů se tento digestát využívá jako velmi kvalitní hnojivo pro zemědělce, zejména díky vysokému obsahu dusíku. V případě nesplnění limitů pro rizikové složky je třeba nakládat s digestátem jako s odpadem [12].

2.6.2 Vývoz digestátu

Na první pohled by bylo logické, že BPS bude tento digestát prodávat např. zemědělcům a získá tím další příjmy. Bohužel pro provozovatele BPS, opak je většinou pravdou. Pokud není provozovatel BPS zároveň zemědělcem a nevlastní svůj kus pole, musí za vývoz digestátu platit zemědělcům. BPS se totiž potřebuje digestátu nezbytně nutně zbavit, protože její provoz není možný bez pravidelného odvozu digestátu (nahromadil by se ve fermentoru nad únosnou mez). Oproti tomu zemědělci mají možnost volby nákupu konvenčních hnojiv a tak mohou vyžadovat od provozovatele BPS platby za to, že mu vůbec umožní se digestátu zbavit. Konkrétní číselná hodnota je v současnosti 50 Kč/t za odvoz digestátu, např. stanice o instalovaném elektrickém výkonu 1 MW_{el} tak může ročně zaplatit i 2 miliony Kč [27],[22]. V případě použití suchého procesu již není možné použít digestát jako hnojivo. Je to dáno tím, že při suché fermentaci se musí provést tzv. hygienizace odpadu, aby se nešířily patogeny. Odpady se ponechají po dobu minimálně 1 h při teplotě nad 70 °C [28].

2.6.3 Znehodnocování půdy digestátem

Aplikace digestátu na zemědělskou půdu způsobuje určité znehodnocení této půdy v dlouhodobém časovém horizontu. Digestát je kvalitní hnojivo, které obsahuje velmi vysoký podíl dusíku (N), draslíku (K_2O) a fosforu (P_2O_5). Digestát má nízký obsah sušiny a také velmi nízký obsah uhlíku (C), protože většina uhlíku zůstane v podobě bioplynu po anaerobní digestaci. Uhlík, který je v digestátu obsažen, nepodléhá v půdě rychlému rozkladu, takže digestát se bere hlavně jako dusíkaté a draselné hnojivo (obsahuje amonný dusík a draslík) [26]. Problém uhlíku není v žádném případě řešitelný průmyslovými hnojivy. Existují dvě základní možnosti, jak tento problém s nedostatkem uhlíku vyřešit [27]:

- **Ponechání slámy se společnou aplikací digestátu**
- **Kompost** – Současná cena kompostu na trhu je okolo 500 Kč/t. Kompost se aplikuje jednou za 4 roky. Potřebná dávka kompostu se v praxi pohybuje v rozmezí 20 – 50 t/ha. Přesné množství se stanoví na základě půdních rozborů. To znamená, že za 4 roky musíme na tyto účely vynaložit 10 000 – 25 000 Kč/ha. Ročně se tak zvýší náklady na pěstování plodin o zhruba 2 500 – 6 250 Kč/ha.

2.7 Kogenerace

Spálením bioplynu v kogenerační jednotce se vyrábí elektřina a odpadní teplo. Celková účinnost kogenerace závisí na konkrétní kogenerační jednotce, ale většinou se nachází kolem 85 %. Jmenovitá svorková elektrická účinnost kogenerační jednotky η_{el} se pohybuje v rozmezí 33 – 45 % a tepelná účinnost η_{th} 35 – 56 % [9, s.38].

2.7.1 Výroba elektřiny

Vyrobená elektřina se transformuje na potřebnou napěťovou hladinu (typicky 22 kV), aby se poté mohla dodat do nadřazené distribuční sítě. Elektřina se pak dopraví ke konečným zákazníkům (odběratelům elektřiny) pomocí stávající elektrizační soustavy [4]. Elektřinu z BPS nelze prodávat za cenu, kterou si účtují dodavatelé elektřiny. Pokud nejsou stanoveny podpory (např. výkupní ceny nebo zelené bonusy), BPS musí elektřinu prodávat za její cenu na trhu (burze), stejně jako ostatní elektrárny.

Výběr transformátoru

Používají se buď suché, nebo olejové transformátory. V praxi se olejové transformátory ukazují být jako efektivnější. Do výkonu 2,5 MVA jsou dle normy **ČSN EN 50 464-1**

transformátory členěny do energetických tříd – A, B, C a D, přičemž třída A má nejnižší ztráty a třída D největší. Zvlášť jsou hodnoceny ztráty naprázdno (P_o) a zvlášť ztráty nakrátko (P_k). Nejlepší dostupné transformátory jsou v dnešní době třídy A_o a B_k (nízkoztrátové) [4].

Pořízení těchto nízkoztrátových transformátorů může být o 20 – 30 % nákladnější, než pořízení standardních typů (C_o a C_k), ale v praxi se ukazuje, že je návratnost těchto dodatečných investic méně než jeden rok (díky nižším transformačním ztrátám) [4]. Vyplatí se tedy si pořídit kvalitnější transformátor, než zdánlivě šetřit na levnějších typech.

Dimenzování transformátoru

Správné výkonové dimenzování umožňuje dále zvýšit efektivnost transformátoru. Podle zkušeností z praxe je vhodné zvolit výkon transformátoru výrazně větší, než je provozní výkon kogenerace (**ideálně dvakrát větší**). Snižují se tím totiž ztráty při transformaci na vyšší napěťovou hladinu. Návratnost dodatečné investice za transformátor vyšší kapacity je běžně okolo 2 let (ve stejné energetické třídě). Tím je možno dosáhnout transformačních ztrát menších než 1 %, oproti běžným 1 – 2 % [4].

Vlastní technologická spotřeba elektřiny

BPS potřebuje pro svůj provoz některá zařízení s elektrickým pohonem. Jedná se zejména o míchání, dávkovače substrátu, čerpadla a ventilátory kogenerační jednotky. K této spotřebě je ještě třeba připočítat i transformační ztráty na napěťovou hladinu 22 kV. **Míchání** spotřebuje 2 - 4 % z celkové roční svorkové výroby elektřiny [4]. **Celková vlastní spotřeba elektřiny** je pro efektivní provozy asi 7 – 8 % z roční vyrobené elektřiny, v praxi se tato vlastní spotřeba může pohybovat od 5 do 10 %. Obvykle se k ní ještě přičítají ztráty v transformátoru, dohromady tedy **9% ztráty** [4]. V případě, že BPS zpracovává odpady, může být vlastní spotřeba elektřiny až 25 %. Důvodem jsou zejména vysoké energetické nároky na drcení [9].

2.7.2 Výroba tepla

Odpadní teplo, které vzniká jako vedlejší produkt při spalování bioplynu v kogenerační jednotce, se zmaří nebo využije. Tepelná energie z kogenerace se zachytí do vody, která protéká primárním okruhem. **Potenciální využitelné teplo** závisí na instalovaném tepelném výkonu a vlastní technologické spotřebě tepla BPS. Od celkové možné výroby tepla, která je dána instalovaným tepelným výkonem dané kogenerační jednotky, je nutné odečíst spotřebu tepla na technologické procesy.

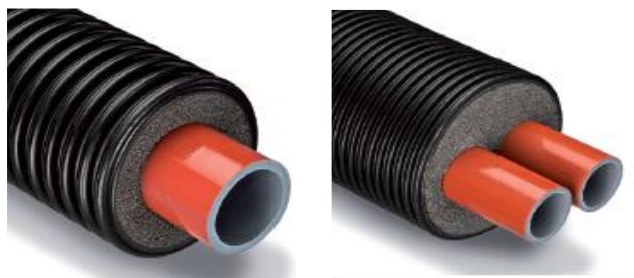
Teplo lze efektivně využít přímo v areálu BPS, např. pro sušení dřeva nebo pelet. Dále je možné teplo dopravit ke konečným spotřebitelům následujícími způsoby:

- **Vyvedení tepla teplovodem** – vhodné pro kratší vzdálenosti
- **Vyvedení tepla pomocí vzdálené kogenerace** – vhodné pro delší vzdálenosti

Vyvedení tepla teplovodem

V praxi nejčastější řešení, které je zároveň provozně a technicky nejjednodušší. V tomto případě je nejvhodnější umístit BPS tak, aby se využilo co nejvíce odpadního tepla. Vhodné umístění BPS je ale dost často poměrně problematické, protože je provoz BPS neslučitelný s městským prostředím (hluk a prašnost při dopravě substrátu, zápach) a použití teplovodu na větší vzdálenosti není z ekonomických důvodů možné [4]. Teplovody se v praxi staví nejvýše do vzdálenosti cca 1 – 1,5 km. Projekty na větší vzdálenosti jsou neekonomické, což vyplývá ze zkušeností již realizovaných projektů. Důvodem jsou vysoké investiční výdaje teplovodu a poměrně vysoké tepelné a tlakové ztráty (čerpací práce) [4],[30]. Maximální přípustná délka teplovodu se řeší ekonomickou analýzou.

Pro účely vyvedení tepla z BPS je ideální použít předizolované flexibilní potrubí (plastové), vhodné je např. **potrubí FLEXALEN**. Flexalen je předizolované polybutenové (**PB**) potrubí. Jedná se o vysoce flexibilní potrubí, které je dodávané v návinech. Potrubí Flexalen může být jednotrubní nebo dvoutrubní. Toto potrubí je konstrukčně řešeno tak, že médium (voda) protéká PB trubkou (na obr. 4 šedivá vnitřní trubka) s O₂ bariérou (na obr. 4 červeně). Nad touto trubkou je izolace z polyolefinové pěny pro snížení ztrát. Izolace je chráněna ochranným pláštěm z HDPE (*High Density PE* – polyethylen s vysokou hustotou) – tzv. vlnovec. PB trubky jsou zcela odolné vůči korozi a inkrustaci. Tepelné ztráty systému Flexalen jsou **v souladu s normou ČSN EN 15632** (vedení vodních tepelných sítí) [30].



Obr. 4: Předizolované potrubí FLEXALEN [30]

Na základě poskytnutých materiálů a konzultace s expertem z této oblasti (viz [30]) vycházejí investiční výdaje teplovodu na **4 900 – 5 000 Kč/bm**. Např. výstavba teplovodu o délce 1100 m tak v praxi vychází na 5 500 000,- Kč bez DPH. Tyto náklady zahrnují projekční práce, zemní práce, pokládku, montáž potrubí včetně příslušenství a topenářský materiál včetně deskových výměníků.

Poznámka: Nelze srovnávat cenu za bm plastového potrubí a cenu za bm standardních teplovodů nebo horkovodů z tepláren, protože zde se v případě páteřních rozvodů jedná o mnohonásobně větší přenos tepla zcela jiné dimenze. Plastovým PB předizolovaným potrubím stejné dimenze lze přenést větší množství tepla, než v případě ocelového potrubí. Největší BPS jsou schopny dodávat 1,0 – 1,5 MW tepelný výkon, což v případě Flexalenu s nosným PB potrubím stačí pro páteřní rozvody dimenze d110 (DN⁵ 90) a maximálně d125 (DN 100). Dimenzí DN 90 plastového potrubí Flexalen se přenesou stejné množství tepla, jako ocelovým v dimenzi DN 100 [30].

Hlavní výhody předizolovaného potrubí Flexalen oproti klasickému ocelovému potrubí [30]:

- Ocelová potrubí se musí svařovat a následně izolovat každých 6 nebo 12 m, zatímco Flexalen lze dodávat v návinech až 300 m dlouhých
- Nemusí se řešit kompenzační smyčky jako u ocelového potrubí
- Každý odklon od osy se nemusí řešit svařováním oblouku a následnou izolací
- PB potrubí má snížené náklady na instalaci. Ocelové potrubí potřebuje širší výkopy (nezbytné), zhutněné podloží, kompenzační smyčky, kompenzátory, polštáře atd.
- Pokládka a následná montáž je u Flexalenu 4 – 5 x rychlejší
- 1 bm potrubí Flexalen DN 100 váží jen 5,0 kg. Pro manipulaci a pokládku tedy není třeba žádná zvedací technika
- Životnost minimálně 50 let, nulové náklady na údržbu

Hlavní výhody potrubí Flexalen oproti ostatním plastovým, předizolovaným potrubím [30]:

- O 25 % vyšší průtok a pružnost ve srovnání s PE-X⁶
- **Jediný plně svařitelný plastový potrubní předizolovaný systém**
- Polyolefinová pěna v systému Flexalen má 35 x vyšší součinitel difuzního odporu vůči páře ($\mu > 3\,500$), což znamená **35 x vyšší odolnost**
- Lepší izolační hodnoty (až o 54 % ve srovnání s PE-X)

⁵ DN značí *Diameter Nominal*, tedy jmenovitá světlost potrubí – hodnota udávající přibližný vnitřní průměr potrubí v milimetrech

⁶ PE-X je síťovaný polyetylen

(např. trubka PB s rozměrem 63 x 5,8 mm a médiem o teplotě 95 °C má na vnějším povrchu pouze 68 °C. Stejná trubka z oceli má 95 °C a z PE-X má 79 °C na povrchu)

- 4 x nižší tlakové ztráty než u potrubí PP-R
- **Teplota až 95 °C a tlak až 8 barů (PE-X max. 6 barů) – o 33 % vyšší bezpečnost**

Vyvedení tepla pomocí vzdálené kogenerace

Bioplyn se dopraví z BPS středotlakým plynovodem (tzv. bioplynovod). Poblíž místa využití tepla se nachází odhlučňená kogenerační jednotka, z ní je teplo odváděno pomocí teplovodu. Tomuto způsobu se říká **vzdálená kogenerace**, jelikož se kogenerační jednotka v tomto případě nachází ve vzdálenosti několika kilometrů od BPS. Plynovod má mnohem nižší investiční výdaje než teplovod. Vzdálená kogenerace má však vyšší investiční výdaje na jednotku kW_{el} než klasická kogenerace. Důvodem je hlavně nutnost dokonalého odhlučnění (v případě, že je kogenerační jednotka umístěna ve městě), navíc je třeba krýt vlastní spotřebu BPS jiným zdrojem. Návratnost dodatečných nákladů závisí na objemu prodaného tepla [4].

Z realizovaného projektu vyplývají investice plynovodu okolo **2 300 – 2 600 Kč/bm⁷**. Navíc jsou při dopravě nízké tlakové ztráty, jen 30 kPa při délce 4,3 km [24]. V případě teplovodu jsou tlakové ztráty 150 – 210 kPa na vzdálenost cca 1,1 km [30].

Co se týče vlastní spotřeby BPS při vzdálené kogeneraci, lze zakoupit menší kogenerační jednotku, která bude krýt výhradně vlastní spotřebu BPS, případné přebytky elektřiny se posílají do sítě. Alternativou je brát elektřinu ze sítě a teplo dodávat např. spalováním dřevní štěpky [24]. Optimální možnost se zvolí pomocí ekonomické analýzy. Při vysokých cenách silové elektřiny bude lépe vycházet kogenerační jednotka a naopak.

V současnosti je v ČR 5 BPS se vzdálenou kogenerací, např. BPS Třeboň nebo BPS Žďár nad Sázavou [28].

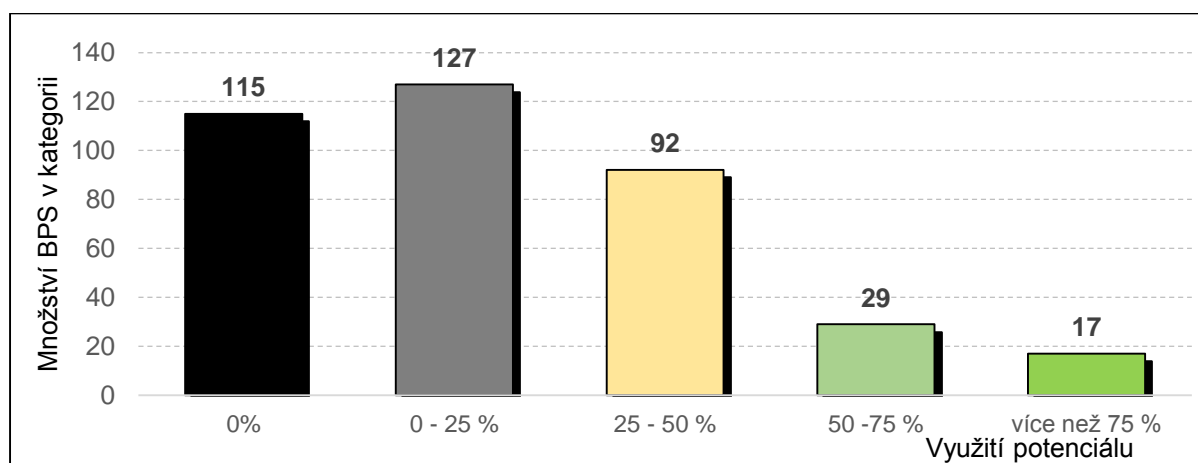
Vlastní technologická spotřeba tepla

Teplo se používá na ohřev substrátu a na krytí tepelných ztrát (teplo uniká pláštěm fermentoru). Vlastní spotřeba tepla se pohybuje v rozmezí 10 – 30 % z jeho celkové výroby. Přesná hodnota závisí na technologii BPS a roční době. Vlastní spotřeba je tedy v průběhu roku kolísavá [29]. Pro své výpočty budu uvažovat průměrnou roční spotřebu 22 % z celkové produkce tepla.

⁷ Jedná se o odhad investičních výdajů. Cena závisí na mnoha faktorech, zejména na dodavateli plynovodu.

2.7.3 Problematika využívání odpadního tepla v praxi

Ke konci roku 2015 (nejaktuálnější data) bylo na území ČR celkem 381 registrovaných zemědělských BPS, přičemž **115** z nich nemělo pro teplo žádné využití nad rámec vlastní technologické spotřeby (cca 30 % z nich). Ani u zbývajících BPS není v drtivé většině případů využitelnost tepla příliš vysoká. Na následujícím obrázku jsem zpracoval statistiku využití tepelného potenciálu⁸ z těchto 381 stanic. Podkladem pro toto zpracování je materiál, který mi byl poskytnut Energetickým Regulačním Úřadem – viz příloha 1.



Obr. 5: Využití tepelného potenciálu bioplynových stanic

Z obr. 5 vyplývá, že celkem 242 stanic (63,5 %) má jen velmi nízké nebo žádné využití pro disponibilní teplo. Je důležité zdůraznit, že každá BPS může teplo smysluplně využít. Otázka využití tepla závisí na výsledku ekonomické analýzy záměru využití tepla. Kromě vzdálenosti BPS od místa využití závisí výsledek analýzy i na motivaci provozovatele BPS řešit tuto problematiku. Např. stanice uvedené do provozu do roku 2012 měli na základě cenového rozhodnutí ERÚ garantované výkupní ceny po dobu 15 let bez ohledu na to, jaké množství tepla efektivně využívají. V roce 2013 již byla přidána podmínka poskytnutí podpory pouze pro ty stanice, které mají uplatnění užitečného tepla alespoň ve výši 10 % vůči roční svorkové výrobě elektřiny. V období od 4. 1. 2016 do 4. 5. 2016 byla zahájena investiční podpora pro vyvedení tepla z BPS – možnost získání až 50% podpory na realizaci projektu vyvedení tepla

⁸ ERÚ eviduje pouze instalovaný výkon (tepelný, elektrický), roční výrobu elektřiny a množství užitečného tepla. Celkový tepelný potenciál je tedy třeba dopočítat, při výpočtu jsem použil hodnotu vlastní spotřeby tepla 22 % u všech stanic (typická hodnota), jelikož tato není evidována. V praxi se může průměrná roční spotřeba BPS pohybovat v rozmezí 15 – 25 %.

Užitečné teplo je definováno ERÚ (www.eru.cz). Tímto pojmem se myslí zejména teplo pro vytápění budov a přípravu teplé vody, dodávka tepla pro soustavy zásobování tepelnou energií, sušení (dřeva, agrárních komodit), hygienizace nebo pasterizace substrátu (je-li to při daném technologickém postupu vyžadováno předpisy) apod. **Za užitečné teplo se nepovažuje** např. ohřev substrátu ve fermentoru nebo ohřev digestátu.

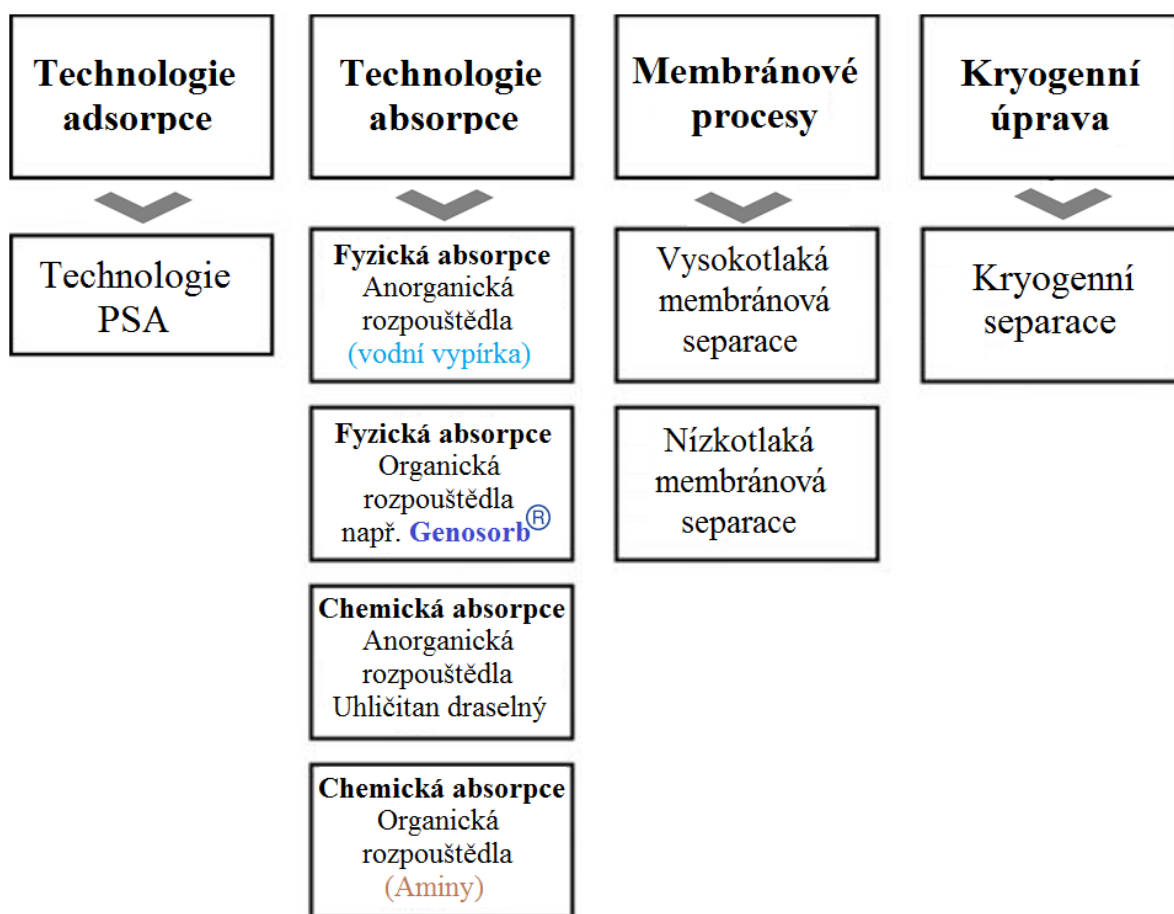
z BPS (plánovaná alokace zdrojů 360 mil. Kč). V současnosti je tedy tendence motivovat provozovatele BPS k efektivnějšímu nakládání s odpadním teplem.

V případě, že se provozovatel rozhodne s teplem efektivně naložit, je třeba udělat ekonomickou analýzu. Na základě zkušeností expertů z praxe je při konstrukci takové analýzy a realizaci projektu vyvedení tepla vhodné držet se následujících doporučení [24]:

- **Najít odběratele s co největší spotřebou** – je lepší mít jednoho velkého odběratele (1 potrubí), než mít řadu menších odběratelů a pak potrubní systém paprskovitě větvit. Důvodem jsou nižší náklady v případě jednoho potrubí
- **Nabídnout konkurenceschopnou cenu** – nabídnout např. o 11 % nižší cenu za MJ tepla z BPS, než za MJ tepla ze zemního plynu od distributora – tzv. *win-win project* – projekt, kdy vyhrávají obě strany. BPS se zbaví za sjednanou cenu odpadního tepla a zákazníci mají nižší cenu energie
- **Z potenciálních odběratelů vybrat toho s nejvyšší stabilitou** – stabilita je nesmírně důležitá při výběru vhodného odběratele. Doporučuje se zkontrolovat, zda daný subjekt není např. v exekuci nebo trestně stíhán. Pokud by daná instituce byla později zavřena, byla by realizace projektu vyvedení tepla prodělečná, protože by byla přerušena dodávka tepla
- **Zapojit potenciálního odběratele do projektu**
- **Zhotovit odběrový diagram** - odběrový diagram je nezbytně důležitý pro samotnou ekonomickou analýzu. Nejvhodnější je vlastní zhotovení odběrového diagramu z faktur potenciálního odběratele. Odběratelé totiž velmi často neví rozdíl mezi GJ a kWh. Pokud bychom nechali zhotovení diagramu na odběrateli, vystavujeme se riziku nepříjemných problémů. Z odběrového diagramu pak spočteme ekonomickou návratnost projektu (případně i potřebný tepelný výkon)
- **Mít rezervy** – nepočítat s tím, že nám každý vyhoví. Nejvýhodnější je přímá trasa potrubí (nejmenší vzdálenost). Pokud stojí v cestě cizí pozemky, nevyplatí se očekávat, že nám každý povolí výkopové práce na svém pozemku. Vždy je třeba počítat s určitým navýšením investic projektu

3. Technologie pro výrobu biometanu

Bioplyn může být očištěn a upraven na tzv. *biometan*, což je plyn srovnatelný se zemním plynem (kvalitou a čistotou). Biometan má obvykle obsah metanu vyšší než 95 % [34]. Pod pojmem čištění je míněno odstranění nežádoucích složek bioplynu a úprava označuje separaci oxidu uhličitého (CO₂). Na následujícím obrázku je přehled všech technologií pro úpravu bioplynu, které jsou v současnosti k dispozici.



Obr. 6: Schéma dostupných technologií pro úpravu bioplynu [31, s.348]

Technologie pro úpravu bioplynu jsou rozděleny na základě typu procesu, který je využíván pro separaci molekul CO₂. Jedná se zejména o technologie adsorpce, absorpce, membránových procesů a kryogenní separace. Všechny tyto typy procesů jsou technologicky zcela odlišné a liší se nejen svým principem a kvalitou výstupního plynu (biometanu), ale dokonce i vyžadují rozdílnou čistotu vstupního (surového) bioplynu; např. některé technologie jsou velmi citlivé

na obsah sloučenin síry v bioplynu, jiné nikoliv. V praxi se nejčastěji používají technologie adsorpce a absorpce, membránové procesy jsou používány v menší míře [34].

3.1 Čištění surového bioplynu

Parametry, které rozhodují o jednotlivých krocích čištění bioplynu, jsou následující [31, s.342]:

- Složení a původ surového bioplynu (hnůj, energetické plodiny, čistírenské kaly apod.)
- Následná technologie pro úpravu bioplynu

3.1.1 Zbavení plynu vlhkosti a sušení

Bioplyn je nasycen vodní párou. Tato voda musí být odstraněna z bioplynu, aby nedocházelo k narušení následného procesu úpravy bioplynu na biometan pomocí některé z dostupných technologií. Mimoto je nezbytné dodržet maximální povolený obsah vody ve stávající síti zemního plynu (biometan je vyskladňován do této sítě) [31, s. 346]. Odstranění vody z bioplynu se provede v závislosti na tom, jaká technologie se používá k úpravě bioplynu.

- Pokud musí být plyn stlačen před úpravou bioplynu – **např. tlaková vodní vypírka, molekulární síta (PSA), nebo membránové moduly**. Surový bioplyn se v tomto případě zchladí po kompresi. Protože se plyn stlačením ohřeje, chlazením začne vlhkost kondenzovat [31, s.346].
- **Při použití čistících technologií (absorpce)**– je třeba také plyn vysušit po úpravě na biometan, protože použitím těchto technologií plyn nasaje vlhkost. Používají se hlavně adsorpční vysušovací systémy, zejména molekulární síta [31, s.346].

3.1.2 Odsiřování surového bioplynu

Síra se vyskytuje v bioplynu jako důsledek anaerobní digesce organických materiálů. Sirovodík (H_2S) je nebezpečná látka, která vytváří sloučeniny síry (oxid siřičitý SO_2 , kyselina sírová H_2SO_4) během spalování. Sloučeniny síry v přítomnosti vody způsobují korozi kompresorů, nádrží nebo motorů. V závislosti na použité technologii pro úpravu bioplynu a požadované kvalitě biometanu lze použít jednu nebo více možných technologií pro odsíření [34].

Obsah sirovodíku H_2S v surovém bioplynu je obvykle v rozmezí 100 – 10 000 mg/Nm^3 . Obvykle se v praxi provádí 2 kroky odsiřování – primární a sekundární odsíření, někdy též

hrubé a precizní odsíření a. Účelem primárního odsíření je snížit obsah H_2S na hodnotu menší než 500 ppm. Toho lze docílit dvěma způsoby [31, s.347]:

- **Přidání vzduchu do fermentoru BPS** - H_2S vznikající při fermentaci se biologicky rozloží na obyčejnou síru. Nejlevnější technologie, která vyžaduje jen obyčejnou membránovou pumpu a měřicí přístroj (měřidlo průtoku). Tato metoda hrubého odsíření je však vhodná pouze tehdy, když bioplyn dále neupravujeme, takže tato metoda je zde uvedena jen pro úplnost. Důvodem je, že plyn N_2 je inertní a nebude separován z plynné směsi a technologie pro úpravu bioplynu nejsou schopny tento plyn odstranit [31, s.347].
- **Přidání kyslíku do fermentoru BPS** – Sirovodík se dá odstranit oxidací s pomocí chemotrofních bakterií druhu Thiobacillus. Bakterie potřebují místo k životu a rozmnožování v médiu uvnitř uzavřené kyselinovzdorné nádrže (reaktor), síru, uhlík (CO_2 v bioplynu), vodu, kyslík (kvůli oxidaci), živiny (tekuté hnojivo s obsahem dusíku, fosforu a draslíku) a teplotu v rozmezí 30-55°C. Tyto bakterie způsobují oxidaci sirovodíku pomocí molekulárního kyslíku, a následně přeměňují nepotřebné složky plynu na vodu a síru, případně kyselinu siřičitou. Tyto složky jsou vypouštěny spolu s ostatními odpadními látkami. Tento způsob odsířování je jednoduchý a stabilní, s průměrnými investičními náklady a nízkými náklady na provoz. [32]

Oba výše zmíněné způsoby se nazývají jako tzv. biologické odsířování. Tyto jsou vhodné jen tehdy, pokud se pro úplné odsíření poté použije aktivní uhlí (katalytická oxidace). Je to dáno tím, že kyslík O_2 bude obsažen v plynné směsi po biologickém odsíření a malé množství kyslíku je potřebné pro katalytickou oxidaci, biologickým odsířením pomocí kyslíku je tak poskytnuto automaticky [31, s.347]. V případě použití jiného procesu pro konečné (precizní) odsíření, metoda srážení sulfidů, nebo chemická oxidace je optimální.

Metoda srážení sulfidů

Metoda spočívá v přidání tekutých směsí různých solí kovů (chlorid železnatý, síran železnatý) společně s dávkováním vzduchu (kyslíku) přímo do fermentované organické hmoty (fermentoru). To má za následek srážení obsahu síry substrátu, ve fermentoru se vytvoří sulfid železnatý, který je takřka nerozpustný ve vodě. Sulfid železnatý se potom vyjme z fermentace společně s produkty, které vznikají při vyhnívání. Neumožňuje dosažení extrémně nízkých koncentrací sirovodíku, takže se hodí pro hrubé odsíření. Také umožňuje odtranění amoniaku, což dále zvyšuje podíl metanu v plynu [33].

Chemická oxidace (srážení)

Metoda spočívá v absorpci sirovodíku v roztoku hydroxidu (hydroxid sodný). Tato reakce vede ke vzniku sulfidu sodného, který je nerozpustný a neobnovitelný. Hydroxid sodný také absorbuje oxid uhličitý, ale k tomuto účelu jsou používány jiné technologie. Jedná se o efektivní metodu, která si poradí i s proměnlivým obsahem sirovodíku [33].

Pod pojmem precizní odsíření se míní obsah sirovodíku menší, než 5 mg/Nm³. Pro precizní odsíření se používají následující procesy:

Adsorpce na oxidech železa nebo aktivního uhlí (katalytická oxidace)

Sirovodík může být adsorbován na povrchu oxidu kovů, jako je oxid železitý nebo oxid měďnatý. Během adsorpce na oxidech kovů je síra vázána jako sulfid kovu a vodní pára je vypouštěna. Tato metoda je extrémně efektivní, s vynikajícími výsledky. Ačkoliv jsou její investiční náklady poměrně nízké, náklady na provoz jsou mnohem vyšší. Proto se používá až po aplikaci jiné metody, nebo když je v plynu obsah síry malý (do 150 ppm) [33].

3.2 Technologie pro úpravu bioplynu

Tyto technologie umožňují separaci CO₂ z bioplynu.

3.2.1 Technologie PSA (*Pressure Swing Adsorption*)

Jedná se o adsorpční metodu a využívá molekulární síta. Adsorpce znamená, že složky plynu (adsorbáty) jsou zachyceny na pevném povrchu (adsorbent), tyto složky jsou zachyceny díky velikosti molekulového síta [31, s. 349].

Metoda PSA je založena na rozdílných adsorpčních vlastnostech různých složek plynů na pevném povrchu pod zvýšeným tlakem. Před použitím této metody je nutno plyn odsířit, stlačit na požadovaný tlak a vysušit (aby nedocházelo k poškození adsorberu). Po odsíření se bioplyn stlačí v adsorpční nádobě (tzv. kolona) na hodnotu 8-10 barů. Oxid uhličitý se pod tímto tlakem váže na molekuly aktivního uhlí nebo molekulární síta na bázi aktivního uhlí, tyto prvky jsou používány jako adsorpční materiál. Po této adsorpci dojde k regeneraci adsorpčního materiálu snížením tlaku a uvolňuje se z něj oxid uhličitý, dále je opět přidáván bioplyn. Potom je tlak opět zvýšen a celý proces se opakuje [33].

3.2.2 Technologie vodní vypírky (*water scrubber*)

Absorpční metoda, která používá pouze vodu jakožto anorganické rozpouštědlo. Na rozdíl od adsorpce jsou sloučeniny separovány přímo v kapalině (absorpční činidlo). Vodní vypírka je fyzická absorpce, která je založena na fyzikálních vazebních silách jednotlivých složek (Van der Waalsovy síly) [31, s.353].

Nejprve bioplyn prochází filtrem, kde je tlak plynu zvýšen na cca 2-3 bary. Pokud bioplyn obsahoval nějakou vodu, bude zde zkondenzována spolu s případnými kontaminanty v plynu. Po ochlazení a odloučení kondenzátu se plyn zkomprimuje na tlak 9-10 barů a je vstříkovan na dno absorpční kolony, kde je pokropen vodou z vršku kolony. Plyn, který je veden z kolony v její horní části, se ještě musí vysušit (plyn je zcela nasycen vodní párou). Po tomto vysušení je čistota získaného metanu přibližně 98 % (minimálně 97 %). Voda, která byla použita v procesu, může být regenerována snížením tlaku na 1 bar. Nízké teploty a vysoké tlaky zvyšují absorpční míru. [33]

3.2.3 Technologie fyzické absorpce pomocí organických rozpouštědel

V porovnání s vodní vypírkou má organické rozpouštědlo větší míru absorpce, takže se absorpční kapalina nemusí tak často měnit (cirkulovat). Mimo úpravy bioplynu se tento proces v praxi používá také k odstranění kyselých plynů ze zemního plynu. Zvláštní vlastností a zároveň i výhodou tohoto procesu je možnost separace (absorpce) CO_2 , H_2S a H_2O v absorpční koloně. Obdobně jako u vodní vypírky není nutné bioplyn nijak dokonale odsiřovat. Odpadní plyn je na výstupu dehydratovaný díky hygroskopickým vlastnostem absorpčního činidla. Úplné desorpce se docílí teplem ($40 - 80^\circ \text{C}$). Výsledná čistota metanu je přibližně 96 – 99 % [31, s.359].

3.2.4 Technologie chemické absorpce pomocí organických rozpouštědel

Chemická absorpce je charakterizována absorpcí plynných složek v čistícím roztoku, následovaná chemickou reakcí mezi složkami čistící kapaliny a absorbovanými složkami plynu. Vazby nežádoucích látek (oxid uhličitý, sulfan a amoniak) k čistící kapalině jsou mnohem silnější, než vazby metanu. Množství absorbovaného metanu v kapalině je velmi nízké, což má za následek velmi vysoký zisk metanu. Vhodné čistící (prací) kapaliny jsou např. MDEA (metyldietanolamin) nebo MEA (monoetanolamin) [33].

Nejprve dochází k vysoušení plynu a následně k jeho odsiřování (zbavení plynu sirovodíku). Poté je plyn veden do absorpční kolony, kde je odstraněn oxid uhličitý pomocí absorpce. Upravený

plyn je komprimován na požadovaný tlak a poté je zařazeno sušení plynu. Upravený bioplyn obsahuje okolo 98 % metanu. Odpadní plyn je veden přes tepelný výměník do odlučovače plynu, kde poté dochází k ohřevu odpadního plynu. To znamená, že není nutné dodatečné tepelné ošetření odpadního plynu [33].

3.2.5 Membránová separace

Princip membránové separace je založen na různé průchodnosti molekul membránou. Některé molekuly, jako CO_2 , prochází membránou a dostávají se na druhou stranu membrány (permeát). CH_4 neprochází membránou a zůstává na retenční straně. Tím tedy vzniká proud bohatý na CH_4 [31, s.362].

Membrány pro úpravu bioplynu jsou vyrobeny z materiálu, který je propustný pro CO_2 , vodu a amoniak. Sirovodík, kyslík a dusík pronikají skrz membránu jen do určité míry, metan prochází do velmi malé míry. Typické membrány jsou vyrobeny z polymerických materiálů, jako je polysulfon nebo polyamid. Tyto membrány jsou aplikovány ve formě dutých vláken, sloučených dohromady, čímž se vytvoří určité množství paralelních membránových modulů (kvůli dostatečné velikosti povrchu membrány) [33].

3.2.6 Kryogenní úprava bioplynu

Tato technologie využívá k úpravě bioplynu faktu, že bod varu metanu (-161°C) je odlišný od sublimačního bodu oxidu uhličitého ($-78,48^\circ\text{C}$). Dosahuje se tedy velmi nízkých teplot a velmi vysokých tlaků [31, s.360].

Kryogenní separace oxidu uhličitého je komerčně používána pro plyny, které mají velmi vysoký obsah CO_2 . Jelikož je tato metoda jedna z nejdražších (velké investiční i provozní náklady), nevyplatí se její použití v malém měřítku a pro plyny s nízkým obsahem CO_2 . Největší provozní náklady připadají na energii potřebnou pro chlazení, které je zcela nezbytné pro tuto technologii. Nevýhodou je, že se některé složky před použitím této metody musí odstranit, jako např. voda. Naopak výhodou této technologie je možnost přímé produkce tekutého CO_2 , který je třeba pro některé druhy přepravy.

4. Možnosti využití biometanu

Biometan lze využít pro stejné aplikace jako zemní plyn a není třeba měnit žádné parametry u zařízení, která jsou určena k používání zemního plynu [31, s.378]. Úprava bioplynu na biometan má několik podstatných výhod v porovnání se spalováním bioplynu v kogenerační jednotce. Hlavní výhody biometanu oproti bioplynu jsou následující:

- **Oddělení místa výroby a využití** – využívání tepla z BPS je poměrně problematické, mimo jiné kvůli nerovnoměrné spotřebě tepla během roku. Ve většině případů tak není možné zajistit využití veškerého disponibilního tepla a zbytek se musí zmařit. Biometan lze vyskladnit do stávající sítě zemního plynu a vyvést ho k místům lepšího využití, čímž dojde ke zlepšení energetické efektivity [34]
- **Snížení závislosti na fosilních palivech** – biometan je možno použít jako palivo pro automobily a dopravní prostředky (CNG)
- **Flexibilita** díky různým možnostem uplatnění
 - Vytápění – náhrada topení zemním plynem
 - Palivo pro auta – CNG
 - Výroba elektřiny v místě, kde lze plně zužitkovat i odpadní teplo
 - Uplatnění v chemickém průmyslu jako primární produkt

Biometan je chemicky podobný zemnímu plyn, není ovšem zcela chemicky totožný se zemním plynem. Zemní plyn obsahuje v malém množství další uhlíkaté řetězce (etan, propan, butan a pentan), zatímco biometan obsahuje v podstatě jen metan. To je důvod, proč má biometan asi o 8 % nižší výhřevnost, než zemní plyn (biometan má výhřevnost 9,67 kWh/Nm³ při 97% obsahu CH₄ a zemní plyn okolo 10,55 kWh/Nm³). Aby měla výsledná směs zemního plynu a biometanu stejný energetický obsah na 1 Nm³ jako samotný zemní plyn, je nutné přidat do biometanu např. propan (nejčastěji) [35]. Z tohoto důvodu je velmi důležitý Wobbeho index, který slouží jako indikátor zaměnitelnosti plyných paliv. Dvě plynné směsi se shodným Wobbeho indexem mají za daného tlaku stejný energetický obsah [36, s.21]. Dále existuje tzv. norma na biometan, která předepisuje minimální obsah CH₄ a maximální přípustné hodnoty nežádoucích složek plynu (např. H₂S). V následující tabulce jsou uvedeny normy pro nejdůležitější složky biometanu ve vybraných zemích EU. S výjimkou České republiky (vyznačeno šedě) se ve všech těchto zemích biometan vyrábí.

Složka		ČR	Německo	Švédsko	Švýcarsko	Rakousko
CH ₄	% obj.	≥ 95	–	≥ 97	≥ 96	≥ 96
CO ₂	% (obj./mol.)	≤ 5	≤ 6 dry ⁹	≤ 3	≤ 6	≤ 3
O ₂		≤ 0,5	≤ 0,5 wet ≤ 3 dry	≤ 1	≤ 0,5	≤ 0,5
H ₂		–	≤ 5	≤ 0,5	≤ 4	≤ 4
H ₂ S	mg/Nm ³	≤ 7	≤ 5	≤ 10	≤ 5	≤ 5
S (celk.)		≤ 30	≤ 30	≤ 23	≤ 30	≤ 10
Halogeny		≤ 1,5 (F + Cl)	0	–	≤ 1	0
Wobbeho index W	kWh/Nm ³	12,7 – 14,5	10,5 – 13,0 L 12,8 – 15,7 H	13,6 – 15,8	13,3-15,7	13,3-15,7

Tab. 15: Norma na biometan vybraných zemí EU [37]

Zařízení na úpravu bioplynu je nákladné (viz kap. 6) a samotná úprava bioplynu na biometan má poměrně vysoké provozní náklady. Nabízí se tedy otázka, proč se vyrobený bioplyn musí zbavit CO₂, aby ho bylo možno použít např. jako palivo do aut. Bioplyn nelze použít pro tyto účely bez odstranění CO₂ z následujících důvodů:

- **Požadavky na kvalitu paliva** – legislativa předepisuje požadavky na kvalitu distribuovaného zemního plynu pomocí distribuční soustavy. Plyn musí splňovat kvalitativní ukazatele podle TPG 902 02 (např. minimální obsah metanu). Dále pak samotná norma na biometan (viz tab. 15) pro jednotlivé země předepisuje požadovanou kvalitu biometanu
- **Technické problémy při stlačování** – plnicí tlak do nádrží vozidel je 200 barů (20 Mpa) při 15 °C [38]. Z fázových diagramů CO₂ a CH₄ vyplývá, že při tomto tlaku a teplotě je metan v plynném skupenství, zatímco oxid uhličitý přechází do kapalného skupenství
- **Neefektivní využití objemu** – přibližně 50% obsah CO₂ (inertní plyn)

Hlavní předností biometanu je jeho flexibilita, jelikož ho lze použít pro stejné spektrum technických aplikací jako zemní plyn. Navíc nevznikají dodatečné investice spojené s konstrukcí potrubní sítě, jelikož lze využít stávající síť zemního plynu (při dodržení kvalitativních požadavků), biometan je tedy velmi snadno skladovatelný. Biometan se v síti zemního plynu vyvede k místům lepšího využití a nehrozí tak maření energetického potenciálu.

⁹ „Dry“ znamená suchá fermentace a „Wet“ mokrá fermentace – v Německu platí rozdílné normy pro jednotlivé typy procesů

5. Analýza využití biometanu ve vybraných zemích EU

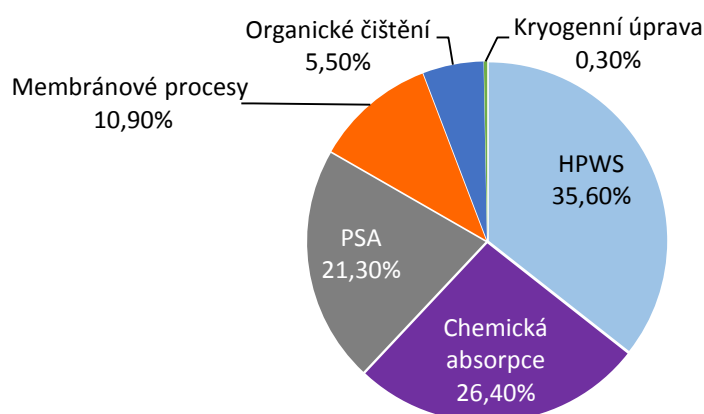
Ačkoliv má úprava bioplynu na biometan poměrně dlouhou historii (téměř sto let) [31, s.343], významně se toto odvětví začalo rozvíjet teprve v minulém desetiletí. Největší rozmach výroby biometanu nastal v Německu, ve Švédsku a ve Velké Británii. Např. v Německu bylo v r. 2006 celkem 23 biometanových stanic, v r. 2011 jich bylo již 84 a na konci r. 2014 (stav k 1. 1. 2015) bylo v provozu 161 stanic. Důvodem takového dramatického rozvoje jsou zejména podpory pro tyto ekologické projekty, které mají za cíl motivovat potenciální investory (snaha splnit stanovené limity – viz např. klimaticko-energetický balíček).

V současné době se biometan vyrábí ve 13 zemích EU. Přehled počtu biometanových stanic je v tab. 16. Údaje jsem zpracoval na základě nejaktuálnějších veřejně dostupných informací (většina dat je z konce r. 2014, některé jsou z konce r. 2015).

Země	Německo	Švédsko	Velká Británie	Švýcarsko	Nizozemí	Rakousko	Ostatní
Počet bioplynových stanic	10 065	277	913	617	252	337	~ 3850
Počet biometanových stanic	188	59	52	24	21	14	34

Tab. 16: Přehled biometanových stanic v EU [39]

V současné době je tedy na území EU v provozu přes 392 biometanových stanic. Z komerčně dostupných technologií jsou nejzastoupenější HPWS (tlaková vodní vypírka) a chemická absorpce. Na následujícím grafu je zastoupení všech komerčně dostupných technologií.



Obr. 7: Procentuální zastoupení technologií pro výrobu biometanu na území EU [39],[36, s.20]

5.1 Německo

Německo má ze všech zemí EU největší objem výroby biometanu. Ke konci roku 2015 bylo v provozu 188 biometanových stanic s celkovou kapacitou výroby 110 310 Nm³/h biometanu, což je 21% nárůst oproti loňskému roku. V Německu se bioplyn vyrábí zejména z energetických plodin, cca 80 % BPS je zemědělského typu (srovnatelné s ČR) [39, s.28].

Biometan se využívá nejčastěji v kogenerační jednotce jako obnovitelný zdroj elektrické energie. Biometan se začíná stále více používat jako palivo do aut (CNG). V Německu je přes 170 čerpacích stanic, kde se prodává jen biometan. Podíl biometanu na celkové spotřebě zemního plynu v automobilech byl v roce 2014 přes 20 % (580 GWh biometanu) [39, s.29].

Způsob využití biometanu	Procento z celkové výroby
CHP (kogenerace)	> 70 %
Vytápění	< 10 %
Palivo do aut	20 %

Tab. 17: Využití biometanu v Německu [40]

V Německu je biometan podporován následujícími způsoby [41]:

- **Výkupní ceny pro obnovitelnou elektřinu** – EEG (*Erneuerbare Energien Gesetz* – zákon o obnovitelných zdrojích) stanovuje výkupní ceny a přístup k síti. Elektřina z obnovitelných zdrojů má přednostní přístup do elektrické sítě. Stanovené výkupní ceny jsou garantovány po dobu **20 let** od uvedení do provozu. Získání přímé podpory pro biometan formou výkupních cen elektřiny je možné jen tehdy, je-li využíván v kogenerační jednotce se 100% využitím disponibilního tepla. Výkupní cena elektřiny závisí na velikosti stanice a typu substrátu. Např. pro zemědělské stanice je tato výkupní cena 5,85 €cent (od 5 do 20 MW_{el}) až 13,66 €cent (do 150 kW_{el}) [39,s,29].
- **Minimální využití tepla z BPS** – zákony nařizují efektivní využití alespoň 60 % tepla z BPS pro možnost využití výkupních cen. Stanice, které toto nemohou splnit, jsou motivovány k investici do technologií pro výrobu biometanu
- **Kvóty pro podíl obnovitelných paliv v dopravě**
- **Daňové úlevy** – využití biometanu jako paliva do aut je osvobozeno od daně
- **Snížené náklady na přístup do sítě** – jedná se o decentralizovaný zdroj energie, šetří tedy přenosové sítě (na rozdíl od zemního plynu). Provize za tuto úsporu je 0,7 €cent/kWh biometanu.

5.2 Švédsko

Ve Švédsku je přes 277 BPS. Z hlediska vstupních substrátů ve Švédsku převažují BPS vázané na čističky odpadních vod (kalový bioplyn – 139 stanic) a také LFG (skládkový bioplyn – 60 stanic). Zemědělských BPS je jen 39 a zpracovává se v nich převážně odpad z chovu zvířat. Toto je dáno nevhodnými podmínkami pro pěstování energetických plodin [39, s. 41].

Biopaliva, obzvláště biometan, jsou ve Švédsku podporována ve velké míře. Již bylo dosaženo 50% podílu výroby z OZE, což byl cíl do r. 2020. Dalším cílem je 100% podíl biopaliv v dopravě do r. 2050 (žádná fosilní paliva). Biometan je využíván zejména v **dopravním sektoru** (60 % veškerého bioplynu je použito jako CNG). V některých městech již jezdí autobusy pouze na biometan. Jen 3 % bioplynu je použito k výrobě elektřiny [39, s.41-42].

Z technologií pro výrobu biometanu převládá **vodní vypírka** (70 %). 10% zastoupení má PSA a 15 % stanic jsou založeny na chemickém čištění. Pouze jediná stanice používá membránu.

Švédsko nemá **žádné** výkupní tarify, namísto toho však používá jiné systémy podpor (zaměřené především na dopravní sektor). Tyto systémy podpor jsou následující [39, s. 42]:

- Osvobození od daně za CO₂ a od spotřební daně (70 €/MWh úspora oproti benzínu)
- Snížení daní až o 40 % pro společnosti, kde zaměstnanci mají služební vozy NGV (auta na zemní plyn) (limit 1 700 € ročně ze základu daně)
- Dotace až 45 % s limitem 3 mil. € pro investiční projekt (týkající se využití bioplynu)
- Investiční program „*Klimatklivet*“ – alokace zdrojů až 231 mil. € (r. 2015 – 2018). Podpora je určena pro jakékoliv projekty, které pomohou naplnit klimatické cíle
- Až ~4,3 €/MWh pro výroby bioplynu (BPS) zpracovávající hnůj (kvůli redukci metanu - skleníkový plyn s až 36× větším potenciálem než CO₂ [36, s.33])

5.3 Velká Británie

Ve Velké Británii bioplyn většinou pochází ze skládek komunálního odpadu (442 BPS - 48 %). BPS vázaných na ČOV je 186 (~ 20,4 % všech BPS), zemědělských BPS je 163 (20 %). Ostatních (např. průmyslové) je celkem 122, dohromady 913 BPS. Bioplyn se většinou používá k výrobě elektřiny v kogenerační jednotce (7 607 GWh v r. 2015), ale začíná se rozmáhat také výroba biometanu. Velká Británie je země s největším procentuálním přírůstkem biometanových stanic za posledních několik let. Oproti stavu v r. 2011 (jen 2 stanice) jich bylo

ke konci r. 2014 již 52 a odhad pro konec roku 2015 je 60 biometanových stanic (potenciál 2 TWh/rok energie) [39, s.52].

Zpočátku byl biometan spalován pouze v kogeneračních jednotkách (vyvedení k místům lepšího využití u stanic s problematickým využitím tepla), nyní se však klade vyšší důraz na dopravní sektor. Tzv. **RTFO** (*Renewable Transport Fuel Obligation* - zákon o palivech z obnovitelných zdrojů) předepisuje dodavatelům pohonných hmot zajistit, aby byl podíl paliv z udržitelných obnovitelných zdrojů **5 %** (z celkového množství) [39, s.52].

Používané technologie k čištění jsou hlavně membránové procesy (65 %) a vodní vypírka (35 %). PSA a chemické čištění jsou používány v menší míře.

Podpora biometanu (i bioplynu) je založena na **výkupních cenách** (obdobně jako v Německu). Na rozdíl od Německa je ale výkupní cena biometanu stejná pro všechny instalované kapacity, tj. pro všechny stanice bez ohledu na hodinový průtok bioplynu. Ceny jsou garantovány po dobu životnosti projektu (20 let). Např. platný tarif (výkupní cena) pro všechny stanice postavené do července 2015 byl **7,5 p/kWh**, což je cca 2,57 Kč/kWh¹⁰. Platby jsou připisovány na čtvrtletní bázi. Nejen pro biomasu, ale i pro ostatní OZE platí, že se výkupní cena vztahuje na kWh tepelného obsahu (na výstupu; tzn. neuvažují se ztráty např. při přenosu) [39, s.53]

5.4 Shrnutí

Finanční podpory biometanu jsou v různých zemích zcela odlišné. Existuje několik variant podpor formou výkupních cen, investičních dotací a v neposlední řadě také osvobození od daní. Z kap. 5.1 – 5.3 je patrná korelace mezi systémem finančních podpor a způsobem využití bioplynu.

Systém ve Velké Británii a Německu, kde je podpora realizována prostřednictvím výkupních cen elektřiny, vedl k tomu, že většina BPS spaluje bioplyn v kogenerační jednotce a biometan je vyráběn pouze v těch stanicích, které nemají možnost využití tepla (nesplňují kvóty pro minimální efektivní využití tepla).

Oproti tomu osvobození bioplynu od daní v dopravě (CNG) a neexistence výkupních cen elektřiny vede k mnohem vyššímu využití bioplynu v dopravním sektoru.

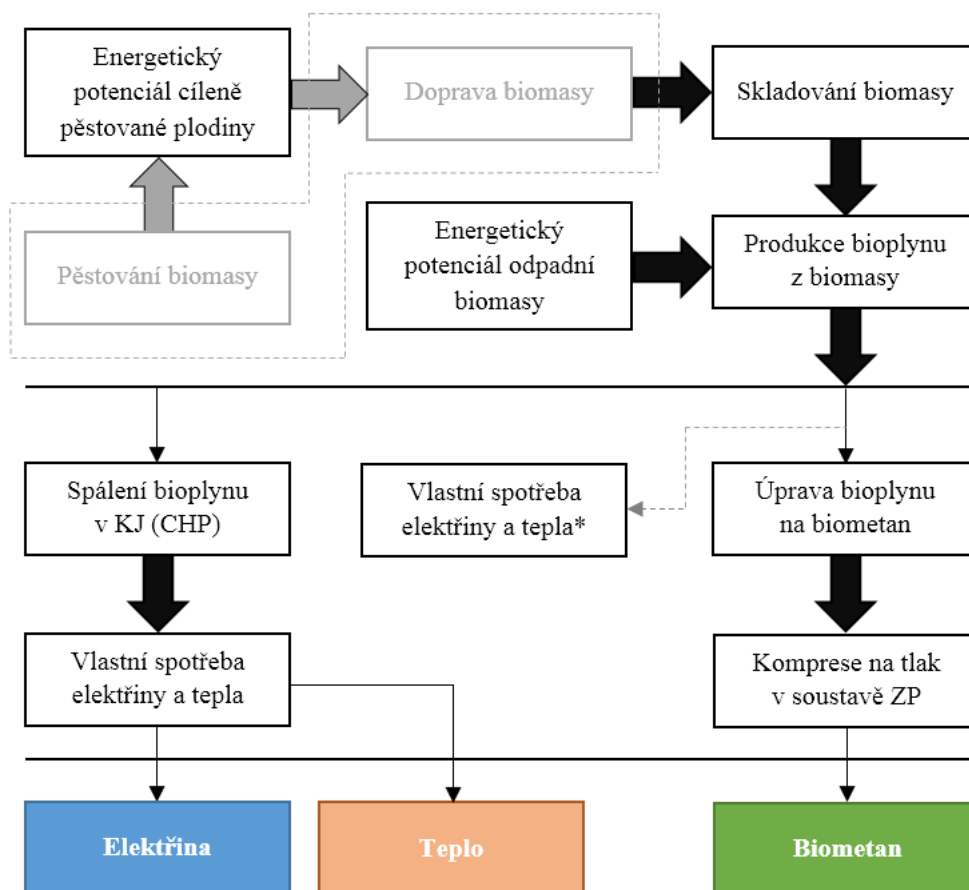
¹⁰ Použil jsem kurz dle ČNB ze dne 5. 5. 2016; 1 GBP = 34,275 Kč, což odpovídá 0,34275 Kč/p.

6. Palivový cyklus biometanu

Palivový cyklus je definován jako souhrn všech procesů spojených s využitím paliva¹¹. Na obr. 8 jsem graficky znázornil palivový cyklus BPS zemědělského typu. Tento typ BPS je na území ČR i ve střední Evropě dominantně zastoupen, k 31. 12. 2015 je na území ČR 381 stanic zemědělského typu z celkového počtu 507 stanic (~75% zemědělských BPS).

Hlavní zdroje dat v této kapitole jsou následující:

- Vědecká publikace *Elsevier*, str. 511 – 590 (viz [10])
- Příručka pro stavitele bioplynových a biometanových stanic *The Biogas Handbook*, str. 342 – 377, viz [31]
- Konzultace s experty na tuto problematiku (zejména [27],[42])



Obr. 8: Palivový cyklus bioplynu a biometanu

¹¹ Zdroj: definice palivového cyklu ze slovníku energetických pojmů, viz energetika.plzen.eu.

6.1 Metoda výpočtu energetické efektivity

Energetická efektivity je poměr vyrobené energie a energie vložené do procesu:

$$\eta = \frac{E_{vyr}}{E_{vl}} [-] \quad \{1\}$$

kde η ... energetická efektivity [-]
 E_{vyr} ... množství energie ve finálním produktu [GJ]
 E_{vl} ... energie vložená do procesu [GJ]

Celkovou energetickou efektivity palivového cyklu je třeba počítat ze systémového hlediska. Celý palivový cyklus začíná pěstováním biomasy pro energetické účely (kukuřice). Jak již bylo zmíněno, je třeba počítat se spotřebou fosilních paliv na vypěstování a dopravu biomasy. E_{vl} je v rov. 1 označena celková vložená energie do procesu, tedy součet potenciální energie v biomase a energie pro vypěstování a dopravu.

U statkových hnojiv (nejčastěji prasečí kejda) se neuvažuje spotřeba energie na chov zvířat ani spotřeba fosilních paliv na dopravu, tyto odpady nejsou nákladem BPS. Odpady z chovu hospodářských zvířat se dováží do BPS rovnoměrně po celý rok, žádné dodatečné ztráty kvůli skladování (únik metanu) tedy nevznikají.

Tato metoda výpočtu je založena na analýze energetických ztrát v jednotlivých částech (procesech) palivového cyklu. Některé části palivového cyklu již byly analyzovány v kap. 2, jelikož počátek cyklu je pro bioplyn (CHP) i biometan společný. První část cyklu, ve které dochází k přímým ztrátám, je v případě cíleně pěstované biomasy její skladování. Dále jsou ztráty při konverzi na bioplyn ve fermentoru BPS (určité množství energie zůstane v digestátu) a při transformaci na konečný produkt (např. účinnost kogenerační jednotky). Na základě analýzy účinnosti jednotlivých procesů je možné stanovit, jakou část z vložené energie lze přeměnit na finální produkty (elektřina, teplo a biometan). Za efektivní energii na výstupu z cyklu se tedy považuje např. svorková výroba elektřiny nebo energetický obsah biometanu (kWh tepelného obsahu) vtláčeného do sítě zemního plynu.

Tato metoda předpokládá rovnocennost jednotlivých koncových produktů, např. 1 kWh elektřiny je v tomto případě totéž, jako 1 kWh tepla. Také se neuvažuje chování koncového spotřebitele, tj. nakládání s vyrobenými produkty.

Modelové výpočty jsou provedeny pro typickou BPS o instalovaném výkonu cca 1 MW.

6.2 Výpočet energetické efektivity spalování bioplynu v KJ

Předpoklady modelového výpočtu jsou následující:

- BPS je zemědělská, v mezofilním režimu (41 ± 1 °C)
- Vlastní spotřeba elektřiny bude 9 % ze svorkové výroby (měřené na svorkách generátoru) včetně ztrát při transformaci na 22 kV (viz 2.7.1). Vlastní spotřeba tepla je 22 % (2.7.2)
- Uvažovaná kogenerační jednotka je Jenbacher J 320 GS (1067 kW_{el}) s celkovou účinností 87,3 %, η_{el} je 40,9 % a η_{th} je 46,4 %
- Předpokládané roční využití kogenerační jednotky je 8 400 h [22]
- zpracovává pouze kukuřičnou siláž a prasečí kejdu (typická stanice) [42]. Poměr sušin vstupních substrátů: 80 % kukuřičná siláž a 20 % prasečí kejda
- Kukuřice má referenční sušinu 32 %, prasečí kejda 7,5 %
- Spotřeba nafty 136 l/ha za rok [18], průměrný hektarový výnos 36,4 t/ha
- Spotřeba nafty $0,1 \frac{1}{t \cdot km}$ (jen u siláže), průměrná svozová vzdálenost 12,5 km [42]
- Energie na dopravu a produkci prasečí kejdy se neuvažuje (není nákladem BPS)
- Energie na postavení bioplynové stanice se v praxi zanedbává (konzultováno s expertem na tuto problematiku – jedná se v podstatě o hru s nulovým součtem)
- Produkce bioplynu 210 Nm^3 z 1 t kukuřice, 27 Nm^3 z 1 t prasečí kejdy (viz 2.3.4)

Výpočet je proveden v příloženém excelu (příloha 2). Poměr sušin 80 % kukuřičná siláž a 20 % prasečí kejda odpovídá podílu 0,48 t kukuřice a 0,52 t kejdy na 1 t substrátu. Konverzní potenciál 1 t kukuřičné siláže (dále jen KS) je v poměrně širokém rozmezí $170 - 200 \text{ Nm}^3$ FM (zelená hmota) [42], pro nové technologie je to $200 - 220 \text{ Nm}^3$ bioplynu [27] v závislosti na obsahu sušiny, pro 32 % sušiny je to právě 210 Nm^3 . Toto číslo se získá podílem celkové produkce bioplynu z KS a množstvím KS, které bylo navezeno do fermentoru. Znamená to tedy, že se jedná o průměrnou roční hodnotu substrátu, který se naváží do BPS. Zásoby KS v silážních žlabech (či senážní věži apod.) je třeba navýšit o ztráty, které vznikají únikem metanu při skladování.

Získaná energie

Efektivní energie, která byla vyrobena v kogenerační jednotce, je dána ročním využitím kogenerační jednotky, které je třeba snížit o vlastní spotřebu stanice. V případě elektřiny, kde

uvažují vlastní spotřebu 9 % ze svorkové výroby, je do sítě efektivně dodáváno **8,156 GWh** elektrické energie ročně z celkové výroby 8,963 GWh (měřená na svorkách generátoru). Vlastní spotřebu tepla uvažují 22 % z jeho výroby, která činí při instalovaném tepelném výkonu 1208 kW_{th} celkem 10,147 GWh. Po odečtení vlastní spotřeby tepla je maximální využitelné teplo **7,915 GWh**. Kvůli problematickému využívání tepla v praxi (viz 2.7.3) by bylo využití veškerého disponibilního tepla nepravděpodobné. V praxi je nejčastější využití 20 – 40 % z využitelného tepla.

Potřebná energie pro zajištění výkonu

Množství energie potřebné k zajištění výkonu 1067 kW_{el} jsem vypočítal následovně:

$$E_{BP} = \frac{T_{KJ} \cdot P_i}{\eta_{el}} \text{ [kWh]} \quad \{2\}$$

kde	E_{BP}	...	energetický obsah vyrobeného bioplynu [kWh]
	T_{KJ}	...	doba provozu kogenerační jednotky [Mh]
	P_i	...	instalovaný elektrický výkon [kW]
	η_{el}	...	elektrická účinnost kogenerační jednotky [%]

Po dosažení příslušných hodnot ze zvolených vstupních předpokladů vychází potřebná energie cca 21,91 GWh, což je při 53% obsahu CH₄ přibližně 4,15 mil. Nm³ bioplynu za rok. Při uvážení podílu 0,48 t KS na 0,52 t prasečí kejdy lze dovodit potřebné množství těchto surovin: 17 380 t KS a **18 538 t kejdy**, dohromady 35 918 t substrátu. Při uvážení silážních ztrát je zapotřebí **19 311 t KS**.

Nepřímé ztráty v palivovém cyklu

Pro vypěstování 17 380 t KS je třeba 478 ha zemědělské plochy (při průměrném hektarovém výnosu 36,4 t/ha diskutovaném v kap. 2.3.1). Dle normativů je průměrná spotřeba motorové nafty 136 l/ha/rok [18]. Výhřevnost motorové nafty je 36 MJ/l, což je 10 kWh/l. Na vypěstování 36,4 t kukuřice je tedy potřeba **1 360 kWh** (pro 478 ha je **to 0,65 GWh**).

Při průměrně svozové vzdálenosti 12,5 km a spotřebě nafty 0,1 $\frac{1}{t \cdot km}$ je energie na dopravu KS celkem **0,217 GWh/rok**.

Energetický potenciál biomasy

Biomasa (např. čerstvá rostlina) se skládá z vody a sušiny. Sušina se dále dělí na popeloviny (anorganická část sušiny) a organickou část, přičemž energie je obsažena pouze v organické části [43]. Energetický potenciál lze vyjádřit následovně:

$$E = LHV \cdot TS \cdot A \text{ [GJ]} \quad \{3\}$$

kde	E	...	energetický obsah biomasy [GJ]
	LHV	...	výhřevnost [$\frac{\text{GJ}}{\text{t}}$]
	TS	...	sušina [%]
	A	...	množství biomasy [t]

Výhřevnost KS je 16,3 MJ/kg (což je 16,3 GJ/t, viz 2.3.1) a výhřevnost prasečí kejdy je cca 14,5 MJ/kg [44]. Dosazením celkového množství jednotlivých substrátů do rov. 3 vychází přibližně 121 TJ/rok, což je **33 600 MWh** (33,6 GWh).

6.2.1 Výsledky výpočtu energetické efektivity výroby bioplynu

Celková vložená energie (potenciál biomasy a spotřeba nafty na pěstování a dopravu KS) je pro tuto modelovou stanici cca **34,5 GWh**. Vyrobená energie se nachází v širokém rozmezí **8,156 – 16,071 GWh** v závislosti na využitém teple. Energetická efektivnost palivového cyklu spalování bioplynu v kogenerační jednotce se tak pohybuje mezi **23,6 – 46,5 %** při výše stanovených předpokladech. Celková účinnost je ovlivněna zejména těmito parametry:

- **Produkce bioplynu z tuny substrátu** - při produkci např. 170 Nm³ bioplynu z tuny KS a 22 Nm³/t úrasečí kejdy (pokles účinnosti konverze o cca 20 %) by se energetická efektivnost pohybovala mezi **19,1 – 37,7 %**.
- **Využití disponibilního tepla** – nevyužitím tepla se snižuje efektivnost o cca 50 %, čímž dochází k maření okolo 36 % energie v bioplynu

Z výpočtu vyplývá, že potřebné roční množství bioplynu 4,15 mil. Nm³ odpovídá hodinovému průtoku 494 Nm³/h (výroba energie je nepřetržitá po dobu provozu). Průtok 1 Nm³/h bioplynu tedy přibližně odpovídá 2 kW instalovaného elektrického výkonu.

6.3 Výpočet energetické efektivity výroby biometanu

Pro tento výpočet platí stejné předpoklady jako pro spalování bioplynu v kogenerační jednotce. V areálu BPS již nebude umístěna velká kogenerační jednotka o výkonu 1,067 MW_{el}. Bude zde umístěno zařízení, které upravuje bioplyn na biometan a malá kogenerační jednotka, která kryje vlastní spotřebu elektřiny a tepla (zdůvodněno dále v kap. 7). Zařízení pro úpravu bioplynu je třeba napájet ze sítě, což má dopad na výslednou energetickou efektivnost.

Předpoklady výpočtu:

- Pro substráty platí stejné předpoklady, jako v případě bioplynu (6.2). Počátek palivového cyklu je stejný
- Roční využití 96 % (8 400 h)
- Vlastní spotřeba BPS bude kryta pomocí menší kogenerační jednotky
- Zvolená technologie je tlaková vodní vypírka (HPWS). Jednotlivé technologie se liší spotřebou elektřiny, výběr je zdůvodněn v kap. 7
- Spotřeba elektřiny tlakové vodní vypírky bude vynásobena koeficientem 2,95. Tento koeficient respektuje účinnost konvenčních elektráren s přihlédnutím k palivovému mixu ČR¹² (odpovídá účinnosti cca 34 %)

Produkce bioplynu

Roční produkce bioplynu je 4,15 mil. Nm³. Produkce bioplynu je v tomto případě stejná, jako je tomu u spalování bioplynu v kogenerační jednotce (dále jen CHP). Původní koncept BPS je tedy zachován (s výjimkou kogenerační jednotky). To tedy znamená, že produkce odpovídá fiktivnímu výkonu cca 1 MW_{el}, kterého by bylo dosaženo při připojení kogenerační jednotky o elektrické účinnosti okolo 41 %. Toto umožňuje snadnou porovnatelnost palivového cyklu biometanu a bioplynu (CHP).

Energie biomasy a spotřeba fosilních paliv na pěstování kukuřice

Tato energie je celkem **34,5 GWh** (stejná jako v případě CHP).

¹² Stanoveno na základě doporučených postupů MŽP pro energetické posudky (zákon č.406/2000 Sb.)

Vlastní spotřeba biometanové stanice

Protože objem výroby bioplynu je stejný, zůstává stejná velikost BPS bez kogenerační jednotky. Tím je stejná i energetická spotřeba na ohřev (udržení teploty fermentoru v mezofilním režimu), míchání, dávkování a čerpání substrátu. Celkem je tedy zapotřebí přes **800 MWh elektřiny a 2 230 MWh tepla.**

Dimenzování kogenerační jednotky pro vlastní spotřebu stanice

Kogenerační jednotka bude dimenzována na vlastní spotřebu tepla, případné přebytky elektřiny se dávají do sítě. Pokud by byla kogenerační jednotka dimenzována pouze na spotřebu elektřiny, bylo by nutné instalovat např. kotel na zemní plyn, což by významným způsobem prodražilo provoz (vysoká dodatečná investice). Pro vlastní tepelnou spotřebu je nutný výkon 266 kW_{th}. Pro tyto účely jsem vybral kogenerační jednotku Tedom Cento L 230 (varianta pro bioplyn), která má výkony 269 kW_{th} a 235 kW_{el}. Elektrická účinnost je 40,5 % a tepelná účinnost je 46,4 %. Při této tepelné účinnosti je třeba roční množství bioplynu 0,92 mil. Nm³ (dosazením do rov. 2). Na základě elektrické účinnosti a vlastní spotřeby elektřiny jsou roční přebytky celkem 1,165 GWh.

Provoz tlakové vodní vypírky

Tato modelová biometanová stanice má průtok bioplynu přibližně 400 Nm³/h (po odečtení bioplynu pro účely vlastní spotřeby). Tlaková vodní vypírka má při této kapacitě úpravy bioplynu spotřebu 0,25 kWh elektrické energie na každý Nm³ bioplynu, spotřeba elektřiny je u této technologie nezávislá na obsahu CH₄ v bioplynu [31, s.371]. Celková roční spotřeba pak činí 807 MWh. Po vynásobení koeficientem 2,95 činí vložená energie do tohoto procesu celkem **2 380 MWh**. Tuto spotřebu lze rovněž považovat za nepřímou ztrátu.

Ztráty při úpravě bioplynu na biometan

Úprava bioplynu na biometan je zatížena energetickou ztrátou, která vzniká v důsledku snížení objemu metanu v koncovém plynu. Výrobci moderních zařízení dnes běžně garantují u této technologie ztráty metanu do **max. 1 %** a očekává se, že se tato hodnota v budoucnu zlepší na 0,5 % [31, s.356]. Ve výpočtu tedy budu uvažovat účinnost procesu úpravy bioplynu **99 %**.

Energie získaná v konečném produktu

Celkové množství vyráběného biometanu je 1 745 000 Nm³/rok s čistotou 97 % CH₄ na výstupu z tlakové vodní vypírky. Biometan má při 97% obsahu CH₄ (standardní hodnota pro tuto technologii) výhřevnost 9,67 kWh/Nm³. To je celkem 16,87 GWh energie za rok. Pro účely výpočtu energetické efektivity je třeba ale započítat ztráty, které vznikají při kompresi (natlakování na tlak v síti zemního plynu). Měřeními bylo zjištěno, že tyto ztráty odpovídají přibližně 17 % energetického obsahu plynu, který je stlačován (specificky pro 97% obsah CH₄ v biometanu) [45, s.73]. To znamená, že celková dodávaná energie do soustavy zemního plynu je **14 GWh/rok**.

6.3.1 Výsledky výpočtu energetické efektivity výroby biometanu

Celková vložená energie je v tomto případě (energie v biomase a nepřímé ztráty v palivovém cyklu – celkem **36,88 GWh**), energie v podobě konečného produktu je **14 GWh**. Účinnost palivového cyklu biometanu je po dosažení do rov. 1 celkem **37,93 %**. Na rozdíl od spalování bioplynu v kogenerační jednotce v tomto případě nehrozí maření využitelné energie. Energetická efektivity je ovlivněna hlavně produkcí bioplynu z vstupních surovin. Jak již bylo řečeno, pro novější technologie se uvažuje 200 – 220 Nm³ bioplynu z tuny KS. Při uvážení nižší produkce bioplynu (170 Nm³/t KS, 22 Nm³/t kejdy) by byla celková účinnost cyklu jen **31,1 %**.

6.4 Výroba biometanu z kukuřičné siláže

V následující tabulce jsem vypočítal energetický zisk z hektaru zemědělské plochy (plodinou je pouze kukuřice):

Část cyklu	zisk/ztráta energie	Zůstatek
Hektarový výnos	+ 190 GJ/ha	190 GJ/ha
Ztráta sušiny – skladování	– 19 GJ/ha	171 GJ/ha
Konverzní potenciál	– 43 GJ/ha	128 GJ/ha
Ztráta při úpravě bioplynu	– 1 GJ/ha	127 GJ/ha
Vlastní spotřeba tlakové vypírky	– 14,3 GJ/ha	112,7 GJ/ha
Ztráta kogenerační jednotky (vl. Spotřeba)	– 4,3 GJ/ha	108,4 GJ/ha
Vlastní spotřeba	– 18 GJ/ha	90,4 GJ/ha
Ztráty při kompresi	– 17 GJ/ha	73,4 GJ/ha
Energie na pěstování a dopravu	– 6,6 GJ/ha	66,8 GJ/ha
Celková energetická bilance		66,8 GJ/ha

Tab. 18: Energetický zisk z 1 ha zemědělské půdy při úpravě bioplynu na biometan

V našich klimatických podmínkách lze tedy reálně získat okolo 67 GJ/ha v podobě koenného produktu (přebytky elektřiny z kogenerační jednotky a biometan). Tento výpočet platí za předpokladů uvedených na začátku této kapitoly. Výsledná hodnota závisí především na konverzním potenciálu biomasy a hektarovém výnosu. Pro srovnání je v tab. 19 obdobný výpočet pro spalování bioplynu pouze v kogenerační jednotce.

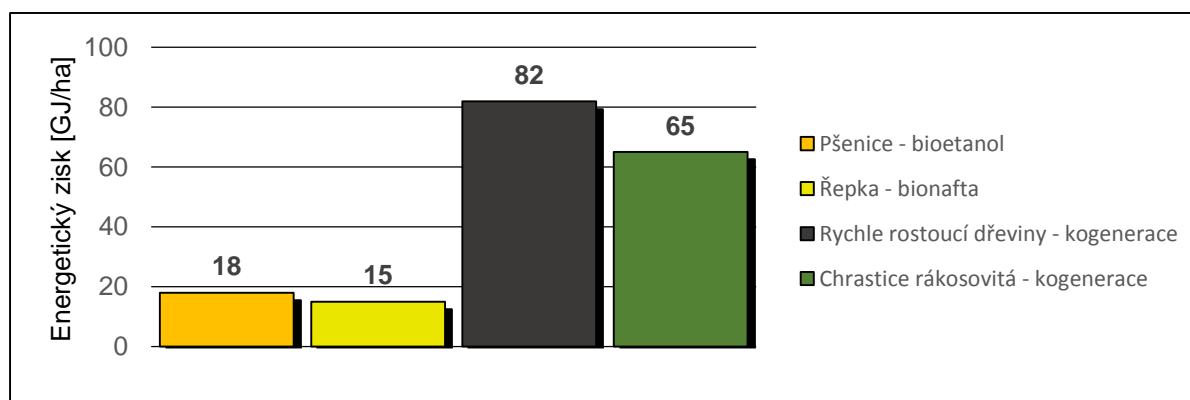
Část cyklu	zisk/ztráta energie	Zůstatek
Hektarový výnos	+ 190 GJ/ha	190 GJ/ha
Ztráta sušiny – skladování	– 19 GJ/ha	171 GJ/ha
Konverzní potenciál	– 43 GJ/ha	128 GJ/ha
Ztráta kogenerační jednotky	– 16,7 GJ/ha	113,3 GJ/ha
Vlastní spotřeba	– 18 GJ/ha	95,3 GJ/ha
Energie na pěstování a dopravu	– 6,6 GJ/ha	88,7 GJ/ha
Celková bilance – 0 % využití tepla	– 46,2 GJ/ha	42,5 GJ/ha
Celková bilance – 100 % využití tepla		88,7 GJ/ha

Tab. 19: Energetický zisk z 1 ha zemědělské půdy při spalení bioplynu v kogenerační jednotce

V případě spalování bioplynu závisí energetický zisk zejména na využití odpadního tepla, hektarovém výnosu a konverzním potenciálu siláže. Produkce **biometanu** je tedy energeticky **efektivnější** pro stanice, které využívají méně než 50 % disponibilního tepla.

6.5 Porovnání energetické efektivity s jinými biopalivy

Existují různé palivové cykly biomasy, energetická efektivity těchto cyklů je značně rozdílná. Jednotlivé varianty cyklů biomasy nabízejí nejen odlišnou energetickou efektivity, ale také velmi rozdílné úspory emisí oxidu uhličitého. Na obr. 9 je graficky znázorněn energetický zisk z hektaru zemědělské půdy pro jednotlivá biopaliva (převzato z [46]):



Obr. 9: Energetický zisk z hektaru pro jednotlivá biopaliva [46]

7. Ekonomická efektivnost výroby biometanu

V této kapitole bude zhodnocena výroba biometanu z ekonomického hlediska, ekonomická efektivnost je porovnána i s efektivností využití bioplynu v kogenerační jednotce. Výpočty v této kapitole jsou založeny na datech z následujících zdrojů:

- Příručka pro stavitele bioplynových a biometanových stanic – vydáno pod záštitou EBA (Evropská bioplynová asociace) - viz [31]
- Sbírka zákonů č. 347/2012 - viz [47]
- Úspory emisí CO₂ anaerobní digesce v dopravním, zemědělském a energetickém sektoru – studie vydaná Evropskou bioplynovou asociací [57]
- Konzultace s experty na problematiku bioplynu a provozovateli BPS [27],[42]

7.1 Metoda hodnocení ekonomické efektivnosti

Ekonomická efektivnost je posuzována z hlediska vloženého kapitálu, tzn. z pohledu investora. Tato metoda tedy není založena na výpočtu celospolečenských přínosů a dlouhodobých úspor díky např. úsporám emisí. Efektivnost investovaného kapitálu je hodnocena pomocí níže popsanych kritérií.

7.1.1 Čistá současná hodnota (*Net Present Value*)

Základním kritériem pro posuzování efektivnosti vloženého kapitálu je NPV. Jedná se v podstatě o součet diskontovaných hotovostních toků za předpokládanou dobu životnosti projektu. Diskontní sazba představuje časovou cenu peněz (investor mohl peníze investovat do jiného projektu) [48].

$$NPV = \sum_{t=0}^{T\check{z}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{T\check{z}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - INV \text{ [Kč]} \quad \{4\}$$

kde	<i>NPV</i>	...	Net Present Value (čistá současná hodnota)
	<i>t</i>	...	daný rok hodnocení investice
	<i>Tž</i>	...	doba hodnocení v letech
	<i>CF_t</i>	...	hotovostní tok v daném roce hodnocení
	<i>r</i>	...	diskontní sazba

INV ... investice [Kč]

Pro NPV platí [48]:

- je-li $NPV > 0$, pak se vyplatí investovat
- je-li $NPV < 0$, pak se nevyplatí investovat
- je-li $NPV = 0$, pak má investice stejný efekt, jako u alternativních možností

Hotovostní toky (*cash flow*) v jednotlivých letech lze stanovit buď přímou (rozdíl příjmů a výdajů), nebo nepřímou metodou (z čistého zisku). V obou případech je výsledné *cash flow* stejné.

$$CF_t = P_t - V_t = EAT_t + O_t - U_t \text{ [Kč]} \quad \{5\}$$

kde CF_t ... hotovostní tok v daném roce t
 P_t ... příjmy v daném roce
 V_t ... výdaje v daném roce
 EAT_t ... čistý zisk v daném roce
 O_t ... daňové odpisy v daném roce
 U_t ... úmor

7.1.2 Vnitřní výnosové procento (*Internal Rate of Return*)

Vnitřní výnosové procento (IRR) je „míra výnosnosti realizovaná v rámci investic srovnatelných parametrů“ [49]. IRR se vypočte z rovnice $NPV = 0$, v tomto případě je diskontní sazba nezávislou proměnnou.

$$\sum_{t=0}^{Tž} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad \{6\}$$

kde IRR ... vnitřní výnosové procento
 CF_t ... hotovostní tok v daném roce t
 t ... daný rok hodnocení
 $Tž$... doba hodnocení v letech

Obecně platí, že pokud je $IRR \geq r$, je projekt pro investora ekonomicky výhodný. V opačném případě nebude investovat.

7.1.3 Doba návratnosti investice

„Doba návratnosti je doba, za kterou postupně splatí kumulované příjmy investovaný kapitál. Kumulované příjmy získáme sečtením jednotlivých příjmů za minulé roky“ [49]. Doba návratnosti zanedbává časovou hodnotu peněz a vývoj hotovostních toků po splacení investice. Lze ho s úspěchem použít pouze pro výběr optimální varianty pro projekty se srovnatelnou technologickou úrovní a srovnatelnou dobou životnosti. Předpokladem je, že efekty z investice budou konstantní [48].

7.1.4 Minimální cena za jednotku produkce

Minimální cena za jednotku produkce (např. za kWh vyrobené energie) se stanoví z kritéria $NPV = 0$, přičemž nezávislou proměnnou je právě cena za jednotku produkce (viz rov. 7) [48].

$$NPV = \sum_{t=0}^{T\check{z}} \left((c_{min,t} \cdot Q_t - V_t) \cdot (1 + r)^{-t} \right) = 0 \quad \{7\}$$

kde	NPV	...	čistá současná hodnota
	t	...	daný rok hodnocení investice
	$T\check{z}$...	doba hodnocení v letech
	r	...	diskontní sazba
	$c_{min,t}$...	minimální cena jednotky produkce v roce t
	Q_t	...	objem produkce (množství)
	V_t	...	výdaje v daném roce hodnocení

Minimální cena $c_{min,t}$ se v čase vypočte na základě velikosti inflace:

$$c_{min,t} = c_{min1} \cdot (1 + inf)^t \quad \{8\}$$

kde	$c_{min,t}$...	minimální cena jednotky produkce v roce t
	c_{min1}	...	minimální cena jednotky produkce v 1. roce
	inf	...	očekávaná míra inflace
	t	...	daný rok

7.2 Obecné předpoklady modelového výpočtu

Předpoklady výpočtu jsem stanovil na základě metodiky ERÚ pro stanovení výkupních cen a zelených bonusů, viz [50]. Parametry BPS, jako je např. substrát, instalovaný výkon atd. jsou v souladu s předpoklady, které byly diskutovány v předchozích kapitolách.

7.2.1 Diskontní sazba

Diskontní sazba je výše výnosu kapitálu. Zahrnuje v sobě bezrizikový výnos a prémii za podstoupené riziko [49]. Vážená cena kapitálu (*WACC – Weighted Average Cost of Capital*) se vypočte podle následujícího vzorce [48]:

$$WACC = r_e \cdot \frac{E}{E + D} + r_d \cdot \frac{D}{E + D} \cdot (1 - \tau) \quad \{9\}$$

$$r_e = r_f + (r_m - r_f) \cdot \beta_L = r_f + ERP \cdot \beta_L \quad \{10\}$$

$$\beta_L = \beta_U \cdot \left[1 + \frac{D}{E} \cdot (1 - \tau) \right] \quad \{11\}$$

kde	<i>WACC</i> ...	vážená cena kapitálu
	r_e ...	náklady vlastního kapitálu
	r_d ...	náklady cizího kapitálu
	E ...	vlastní kapitál (<i>Equity</i>)
	D ...	cizí kapitál (<i>Debt</i>)
	τ ...	daňová sazba
	r_f ...	bezrizikový výnos
	r_m ...	očekávaný výnos trhu (tržního portfolia)
	β_L ...	beta koeficient zadlužené firmy
	β_U ...	beta koeficient pro firmu s nulovou zadlužeností

Daňová sazba

Daň z příjmu právnických upravuje § 21 zákona č. 586/1992 Sb., o daních z příjmů, ve znění pozdějších předpisů. Daň z příjmu je **19 %** pro r. 2016, se stejnou sazbou budu počítat po celou dobu hodnocení projektu.

Bezrizikový výnos

Bezrizikový výnos jsem určil jako průměrnou výnosnost dlouhodobých státních dluhopisů. Doba splatnosti dluhopisů je 10 let, což je přijatelné pro hodnocení těchto projektů (doba životnosti BPS a biometanové stanice je 20 resp. 15 let – viz dále). Dle údajů zveřejněných ČNB je průměrná výnosnost těchto dluhopisů za poslední rok **0,80 %**.

Zadluženost

Dle metodiky ERÚ je typický projekt tohoto typu (obnovitelný zdroj energie) financován v co největší míře z cizího kapitálu (zdrojů). Dluh je poté postupně splácen. Výše dluhu je tak limitována především legislativou, pro hodnocení projektu budu uvažovat minimální nárok na vlastní zdroje 20 % z celkové investice ($\frac{D}{D+E} = 0,8$). Průměrná zadluženost za dobu projektu je tedy 40 % ($\frac{1}{2} \cdot \frac{D}{D+E} = 0,4$), z toho vyplývá průměrný vlastní kapitál 60 %.

Riziková prémie

Rozdíl mezi výnosem tržního portfolia a bezrizikovým výnosem (tzv. *ERP*) jsem určil z dat prof. Damodarana [51]. Pro ČR je k 11. 2. 2016 celková riziková prémie **7,34 %**.

Beta koeficienty

Beta koeficient nezadlužený (*Unlevered Beta* - β_U) je dle dat prof. Damodarana pro sekci energetika (*Power*) 0,56 [51]. V minulosti se v metodice ERÚ tato hodnota snižovala cca o třetinu, protože bylo sníženo riziko kvůli garantovaným výkupním cenám po dobu 15 let. Z důvodu zrušení pevných výkupních cen bude tato hodnota ponechána. Dosazením parametrů do rov. 11 vychází $\beta_L = 0,86$.

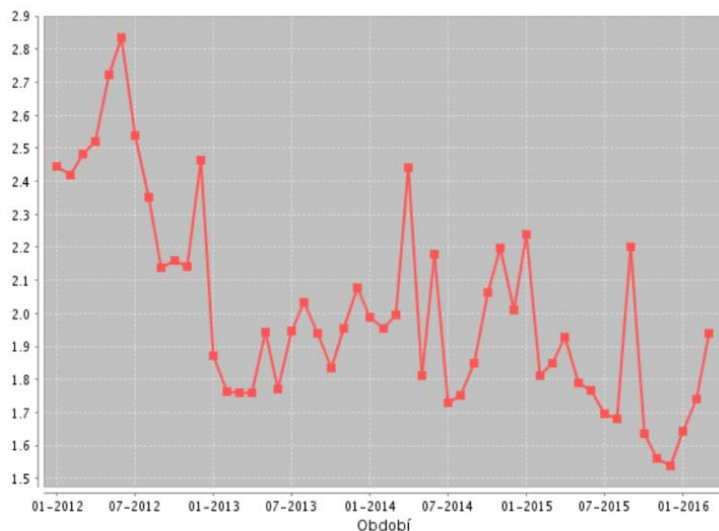
Náklad vlastního kapitálu

Dosazením *ERP*, β_L a r_f do rov. 10 vychází náklad vlastního kapitálu **7,13 %**.

Náklad cizího kapitálu

Náklad cizího kapitálu je úrok, za který je banka ochotna poskytnout úvěr. V současné době jsou tyto úroky velmi nízké oproti minulým letem. Na obr. 10 je statistika úrokových sazeb korunových úvěrů poskytnutých bankami nefinančním podnikům v ČR. Tato statistika je pro úvěry nad 30 mil. Kč, protože očekávaná investice je min. 100 mil. Kč. Úvěr tedy bude nejméně

80 mil. Kč. Průměrná úroková míra vychází na **2,02 %**. Vzhledem k poměrně vysoké variabilitě úrokových sazeb je ve výpočtu provedena citlivostní analýza na úrokovou míru ve výši **2 – 4 %**.



Obr. 10: Úrokové sazby pro úvěry nad 30 mil. Kč pro nefinanční podniky v ČR [52]

Celková výše diskontní sazby

Po dosazení všech příslušných parametrů do rov. 9 vychází $r = 4,93 \%$.

7.2.2 Doba životnosti projektu

Doba životnosti výroby spalující bioplyn je **20 let** [47]. Doba životnosti zařízení pro úpravu bioplynu je však pouze **15 let** [31, s. 368-370].

7.2.3 Palivové náklady

Cena kukuřičné siláže se pohybuje mezi 850 – 1200 Kč/t, manipulační náklady kejdy jsou 20 – 100 Kč/t [27]. Náklady palivové směsi tedy mohou být v intervalu 400 – 630 Kč/t (vážený průměr pro 52 % kejdy a 48 % kukuřice v 1 tuně paliva). Palivové náklady jsou dle ERÚ (vyhláška o technicko-ekonomických parametrech 347/2012 Sb.) stanoveny na **1,80 Kč/KWh_{el}**, což odpovídá ceně kukuřičné siláže cca 850 Kč/t pro tuto skladbu surovin.

7.2.4 Eskalace cen a nákladů

Eskalace provozních výdajů a výkupních cen je 2 % (dle výkladu zákona 165/2012 Sb.). Jedná se o současný inflační cíl ČNB.

7.2.5 Zůstatková hodnota

Ve výpočtech je uvažována nulová zůstatková hodnota projektu po skončení životnosti. Očekává se, že kdyby se investor rozhodl v projektu nepokračovat, zůstatková hodnota pokryje případné likvidační náklady (např. obnovení půdy pro zemědělské účely) [50].

Ačkoliv tento předpoklad v řadě případů zvýhodňuje ekonomickou efektivnost projektu, je velmi důležitý kvůli principu opatrnosti. Např. BPS má stanovenou dobu životnosti na 20 let zejména kvůli kogenerační jednotce, ale betonová konstrukce BPS (plášť) je přes 100 let.

7.2.6 Charakteristika investora

Předpokládám, že investor je podnikatelský subjekt. Subjekt je tedy plátcem DPH. Dle zákona č. 235/2004 Sb., § 6 je plátcem DPH osoba povinná k dani s obratem vyšším než 1 mil. Kč/rok.

7.3 Modelový výpočet – spalování bioplynu v kogenerační jednotce

Předpokládané investiční výdaje na technologii BPS včetně kogenerační jednotky jsou 80 000 Kč/kW_{el} [47]. Dále je třeba objednat silážní žlaby, na základě konzultace s provozovatelem BPS jsou investiční výdaje na silážní žlaby 15 000 Kč/kW_{el} [7]. Dle experta na problematiku bioplynu je třeba také počítat s rezervou, pro instalovaný výkon okolo 1 MW_{el} je vhodné mít rezervu 3 000 000 Kč [27]. Ve stanici budou 2 pracovníci, náklady na mzdy jsou 648 000 Kč/rok [7]. Daňové odpisy jsou dle platné legislativy 4. skupiny (20 let) pro BPS, způsob daňového odepisování je lineární (dle metodiky ERÚ).

7.3.1 BPS bez využití tepla

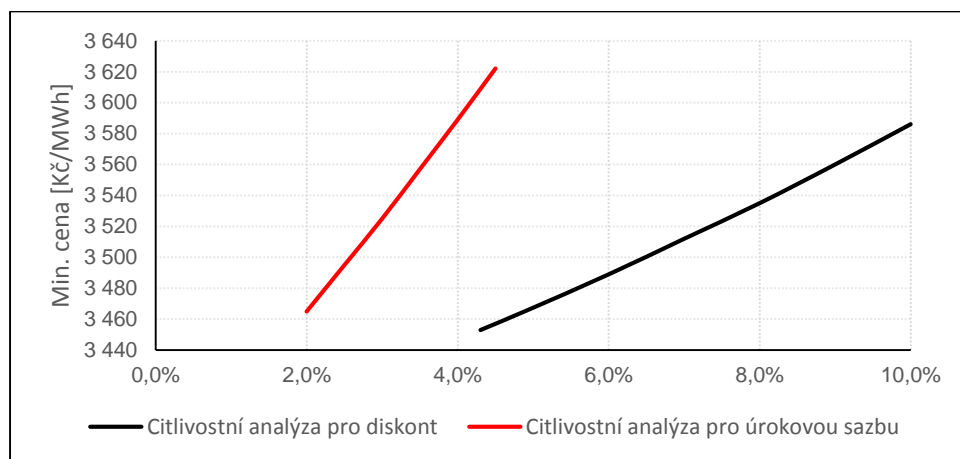
Parametr	Hodnota
mh/rok	8 400
Instalovaný výkon	1 067 kW _{el} , $\eta_{el} = 40,9 \%$
Instalovaný tepelný výkon	1 208 kW _{th}
Celková investice	104 365 000 Kč
Úvěr	83 492 000 Kč
Úroková sazba	2,02 %
WACC (po zdanění)	4,93 %
Palivové náklady	16 120 000 Kč/rok
Vývoz digestátu	2 134 000 Kč/rok
Provozní náklady (mzdy, údržba)	4 100 000 Kč/rok
Daňové odpisy – 1. rok	2 244 000 Kč
Daňové odpisy – ostatní roky	5 375 000 Kč

Tab. 20: Parametry výpočtu ekonomické efektivnosti BPS bez využití tepla

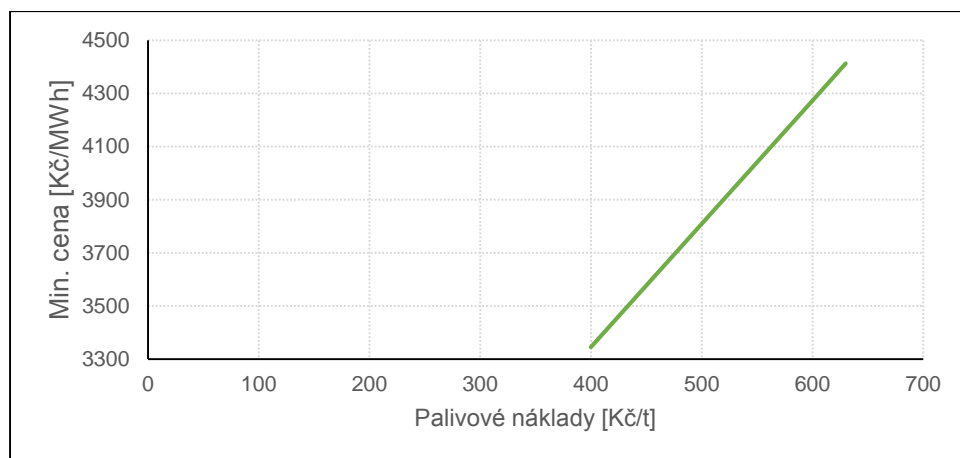
Výsledky výpočtu a citlivostní analýzy

NPV tohoto projektu BPS je **-288,6 mil. Kč**. Toto je NPV bez podpor, BPS dodává elektřinu do distribuční sítě za cenu silové elektřiny, kterou jsem uvažoval 670 Kč/MWh [54]. Projekt takové BPS tedy nelze realizovat bez podpor. Minimální cena za jednotku produkce je **3,47 Kč/kWh_{el}** (za elektřinu dodanou do sítě).

Z citlivostní analýzy na obr. 11 vyplývá, že úroková sazba má na výslednou minimální cenu mnohem větší vliv, než změna diskontní sazby při stejném úroku. Z důvodu velmi vysoké variability cen komodit pro BPS (manipulační náklady prasečí kejdy a prodejní cena kukuřičné siláže) je vhodné provést citlivostní analýzu na cenu paliva. Z obr. 12 je patrné, že pro tento interval je rozpětí minimální ceny mezi 3,35 – 4,4 Kč/kWh, což je rozdíl téměř 1 Kč/kWh. Cena paliva tedy ovlivňuje výslednou minimální cenu nejvíce.



Obr. 11: Citlivostní analýza na změnu velikosti diskontu a úrokové sazby



Obr. 12: Citlivostní analýza na cenu paliva

7.3.2 BPS s možností využití tepla

Předpoklady výpočtu jsou následující:

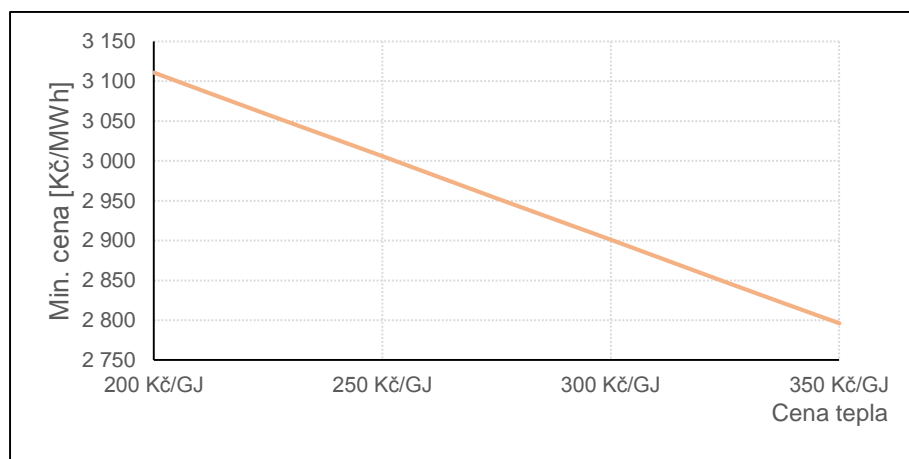
- BPS prodává 60 % disponibilního tepla, zbytek je nutno zmařit kvůli nižší spotřebě odběratelů v letních měsících (sezónní výkyvy)
- BPS prodává teplo odběratelům za 250 Kč/GJ
- Teplovod má délku 900 m, celková investice teplovodu je 4 500 000 Kč [30]

Ostatní předpoklady jsou shodné s předpoklady diskutovanými v předchozích kapitolách.

Výsledky výpočtu a citlivostní analýzy

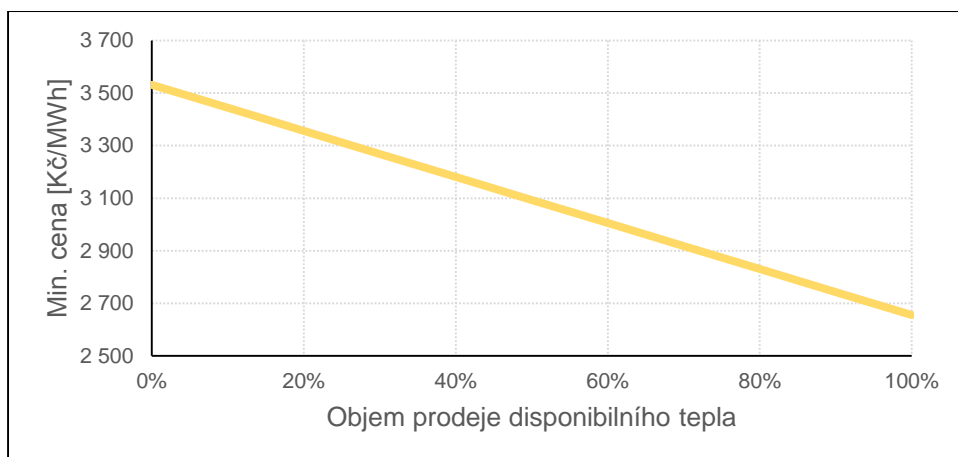
NPV tohoto projektu BPS je **-278,3 mil. Kč**, což je o cca 56 mil. Kč lepší výsledek, než v případě BPS bez efektivního využití tepla. Minimální prodejní cena elektřiny je v tomto případě 3 006 Kč/MWh, tedy **3 Kč/kWh_{el}**. Je patrné, že efektivní využití tepla má významný vliv na ekonomiku BPS. Prostá návratnost teplovodu je přibližně 1,05 let.

Teplo z BPS se prodává za 200 – 350 Kč/GJ, výjimečně i za cenu nižší [53]. Rozhodl jsem se tedy provést citlivostní analýzu na cenu tepla v tomto rozmezí, ostatní parametry zůstávají.



Obr. 13: Citlivostní analýza na prodejní cenu tepla

Z minimálních cen na obr. 14 (citlivost na objem prodeje tepla) lze dovodit, že teplovod se vyplatí postavit už i při objemu prodeje pouhých 10 % disponibilního tepla (porovnání s minimální cenou při nevyužití tepla). Mimoto je minimální životnost flexibilního potrubí 50 let s nulovými náklady na údržbu (viz 2.7.2).



Obr. 14: Citlivostní analýza na objem prodeje tepla

7.3.3 Ekonomická efektivnost z hlediska úspory emisí CO₂

Komplexní vyhodnocení emisí CO₂ je velmi komplikované. Lze např. započítat energie na výstavbu zařízení, úspory emisí při zpracování kejdy (neuniká metan do ovzduší), úspora za nahrazení minerálních hnojiv digestátem (rozkladem dusíkatých hnojiv vzniká N₂O) apod¹³. Úsporu těchto emisí jsem se rozhodl spočítat výhradně na základě vytěsněné energie z konvenčních zdrojů.

Úspora za vytěsněnou energii

Každá MWh elektřiny dodaná do sítě uspoří určité množství CO₂, protože dochází k vytěšňování konvenčních zdrojů energie. Tato úspora je závislá na druhu dodávané energie. V následující tabulce jsou měrné emise pro elektřinu z různých druhů elektráren. Tyto měrné emise odpovídají spotřebě elektřiny u konečného odběratele a jsou vypočteny na základě účinnosti jednotlivých typů elektráren a emisních faktorů primárního druhu paliva.

Typ výroby	Účinnost výroby	Emisní faktor [g/MWh]
Černouhelná elektrárna	36 %	949 627
Hnědouhelná elektrárna	34 %	1 061 614
Elektrárna na zemní plyn	40 %	497 721

Tab. 21: Emisní faktory elektráren [55]

¹³ Pro zajímavost: Úspory emisí za zpracování 18,5 tis. t kejdy jsou 4 635 t CO₂^{ekv}. (metan z 1 t kejdy má potenciál 250 kg t CO₂^{ekv} [57]). Dále dochází k úspoře až 6 kg CO₂^{ekv} za náhradu 1 kg minerálního dusíku [57]. Modelová stanice ročně vyprodukuje cca 39 841 t digestátu, z toho 236 t dusíku (10,4 % ze sušiny v digestátu – viz 2.6.1), což představuje úsporu 1 420 t CO₂^{ekv}

Předpokládám, že výroba elektřiny z bioplynu vytěsňuje pouze uhelné elektrárny. Výsledný emisní faktor jsem vypočítal na základě váženého průměru palivového mixu uhelných elektráren. Dle statistických údajů ERÚ (2014) je čistá dodávka elektřiny černouhelných elektráren 4 523,1 GWh, hnědouhelných 32 370,3 GWh [58]. Výsledný vážený průměr je **1,047 t CO₂/MWh_{el}**. Případně efektivně využitě teplo pak lze považovat za náhradu topení zemním plynem (nejčastěji), nebo uhlím. V případě topení zemním plynem i uhlím předpokládám, že je účinnost kotle 90 %.

Typ paliva	Úspora [t CO ₂ /MWh]
Hnědé uhlí	0,36
Zemní plyn	0,20
Motorová nafta	0,268
Diesel	0,264

Tab. 22: Emisní faktory jednotlivých druhů paliv [55],[57]

K celkovým úsporám je nutné započítat i úsporu za přenos. Elektřina se z BPS dodává do distribuční soustavy (zpravidla 22 kV), nedochází tedy ke ztrátám v přenosové soustavě. Tyto jsou dle údajů ČEPS **1,54 %** (přenesená energie 65 570 GWh, ztracená en. 1 007 GWh) [56].

Dále je třeba úspor emisí CO₂ odečíst emise fosilních paliv, které jsou nutné pro pěstování a dopravu siláže. Z výpočtů v kap. 6 vyplývá, že je ročně třeba cca 963 MWh motorové nafty pro tyto účely, což je **258 t CO₂**.

Postup výpočtu

Náklady na výrobu energie jsem určil z rozdílu minimální výkupní ceny a tržní ceny komodity. Tento rozdíl tvoří podporu, kterou je třeba do tohoto projektu vložit, aby se investori vyplatilo projekt realizovat. Podílem celkové výše ročních nákladů na podporu a roční úspory emisí CO₂ se získá náklad na úsporu 1 t CO₂.

$$N_{tCO_2} = \frac{(c_{min} - c_k) \cdot E_{vyr}}{tCO_2} \text{ [Kč/t CO}_2\text{]} \quad \{12\}$$

kde	N_{tCO_2} ...	náklady na úsporu 1 t CO ₂ [Kč/t CO ₂]
	c_{min} ...	minimální cena za dodávku 1 MWh do sítě [Kč/MWh]
	c_k ...	prodejní cena elektřiny – komodita [Kč/MWh]
	E_{vyr} ...	celková dodávka elektřiny so sítě [MWh]
	tCO_2 ...	úspora emisí oxidu uhličitého [t CO ₂]

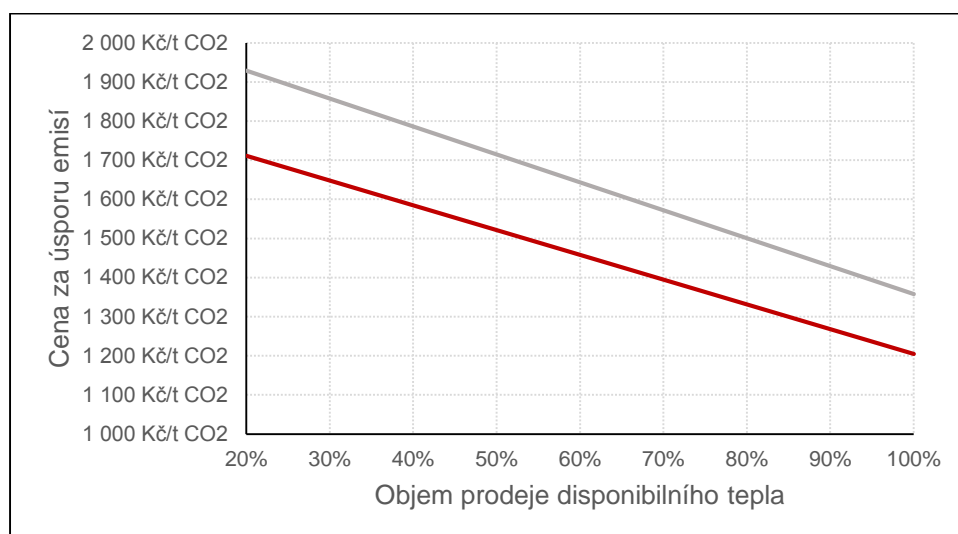
Úspora emisí CO₂ je poměrně globální kritérium, protože v sobě zahrnuje i primární energii. Prodejní cenu elektřiny uvažují **992 Kč/MWh**¹⁴. Přesná hodnota je závislá na smluvních vztazích. BPS dodává elektřinu do distribuční sítě, vznikají tedy úspory za přenos¹⁵.

Výsledky výpočtu

Pro modelovou BPS bez využití tepla vychází **2 350 Kč/t CO₂**, úspora emisí je 8 411 t CO₂ (předpoklady výpočtu – viz tab. 22). Pro BPS s využitím tepla jsem zpracoval v tab. 23 dvě varianty (substituce zemního plynu a uhlí). Předpokladem je, že se teplo prodává za 250 Kč/GJ.

Prodej tepla [%]	Vytěsněné palivo	
	Zemní plyn	Hnědé uhlí
20	1 929 Kč/t CO ₂	1 711 Kč/t CO ₂
40	1 786 Kč/t CO ₂	1 585 Kč/t CO ₂
60	1 643 Kč/t CO ₂	1 458 Kč/t CO ₂
80	1 500 Kč/t CO ₂	1 331 Kč/t CO ₂
100	1 358 Kč/t CO ₂	1 205 Kč/t CO ₂

Tab. 23: Náklady na úsporu 1 t CO₂ pro BPS s využitím tepla



Obr. 15: Grafické znázornění závislosti ceny za 1 t CO₂ na objemu prodaného tepla

Z obr. 15 vyplývá, že dominantním faktorem výsledné ceny za t CO₂ je objem prodeje tepla. Při 100% využití disponibilního tepla je v 1. případě (zemní plyn) roční úspora 9 997 t CO₂, ve 2. případě je to 11 266 t CO₂. Dodaná elektřina do sítě má tedy kvůli vysokému emisnímu faktoru největší podíl na úspoře emisí.

¹⁴ Zdroj: Central Energy, s.r.o. Dostupné z WWW: <http://www.centralenergy.cz/cenik-elektricke-energie-a-zemniho-plynu/elektricka-energie/pro-podnikatelske-subjekty-1.htm>

¹⁵ Současná cena silové elektřiny je na burze okolo 670 Kč/MWh (pro přenos). Zdroj: www.kurzy.cz

7.4 Modelový výpočet – výroba biometanu

V tab. 24 jsou parametry biometanové stanice. Ostatní předpoklady výpočtu již byly diskutovány v předchozích kapitolách.

Parametr	Hodnota
Roční využití	96 % (8 400 h)
Výroba bioplynu	4,15 mil. Nm ³ /rok
Roční množství KS	19 311 t/rok
Roční množství prasečí kejdy	18 538 t/rok
Palivové náklady	16,12 mil. Kč/rok (3,88 Kč/Nm ³) ¹⁶
Úroková sazba	2,02 %
WACC (po zdanění)	4,93 %
Vývoz digestátu	2,13 mil. Kč/rok

Tab. 24: Předpoklady modelového výpočtu ekonomické efektivity biometanové stanice

7.4.1 Zajištění vlastní spotřeby stanice

Stanice má vlastní technologickou spotřebu cca 800 MWh elektřiny a 2 230 MWh tepla (kap. 6.3). Vlastní spotřebu stanice lze zajistit následujícími způsoby:

- **Kotel na zemní plyn** – vlastní spotřeba tepla by se kryla pomocí kotle na zemní plyn. Elektřina pro vlastní spotřebu by se dodávala ze sítě
- **Kogenerační jednotka** – v prostoru BPS by se instalovala menší kogenerační jednotka, která by se dimenzovala na vlastní spotřebu tepla

Volba varianty je závislá na výsledku ekonomické analýzy.

Varianta 1 – kotel na zemní plyn (270 kW)	
Celková investice	1,5 mil. Kč [59]
Příkon v palivu ($\eta = 90\%$)	300 kW
Cena plynu (střední odběratel) ¹⁷	700 Kč/MWh
Pevná sazba	65 000 Kč/rok
Roční odběr plynu	2 232 MWh
Cena za elektřinu	3 800 Kč/MWh
Roční odběr elektřiny	807 MWh

Tab. 25: Zajištění vlastní spotřeby pomocí kotle a elektřiny ze sítě - parametry výpočtu

¹⁶ Odpovídá fiktivním nákladům 1,80 Kč/kWh_{el}, tzn. kdyby byla ve stanici KJ o výkonu 1 067 kW_{el}

¹⁷ Střední odběratel má roční odběr plynu v rozsahu 630 – 4200 MWh

Varianta 2 – kogenerační jednotka (235 kW_{el})	
Celková investice	5 200 000 Kč
Elektrický výkon	235 kW _{el}
Elektrická účinnost	40,5 %
Tepelný výkon	269 kW _{th}
Tepelná účinnost	46,4 %
Přebytky elektřiny	1,165 MWh/rok
Silová cena elektřiny	992 Kč/MWh
Náklady na produkci bioplynu	3,88 Kč/Nm ³
Spotřeba bioplynu	0,922 mil. Nm ³ /rok

Tab. 26: Zajištění vlastní spotřeby pomocí kogenerační jednotky Jenbacher - parametry výpočtu

Optimální variantu jsem na vybral na základě kritéria NPV (nákladové NPV). Pro přebytky elektřiny jsem uvažoval prodej za silovou cenu. Ve výpočtu je započítána cena surovin na výrobu bioplynu 3,88 Kč/Nm³ (pouze palivová složka nákladů, jelikož ostatní náklady zůstávají stejné), dále jsou započítány i náklady na servis údržbu kogenerační jednotky. Nákladové NPV je pro první variantu **59 mil. Kč**, pro variantu druhou **43 mil.Kč**. Kogenerační jednotka je tedy méně nákladná. To je způsobeno hlavně tím, že kogenerační jednotka dodá kromě elektřiny i teplo pro vlastní spotřebu. Dále je třeba poznamenat, že použití druhé varianty je mnohem více úsporné z hlediska emisí CO₂.

7.4.2 Volba optimální technologie pro výrobu biometanu

Technologii pro úpravu bioplynu jsem zvolil podle nejmenších nákladů na výrobu 1 Nm³ biometanu. Náklady jsem určil z následujícího vzorce [60]:

$$N_{Nm^3 BM} = \frac{a_T \cdot INV + N_{pr}}{BM_{VYR}} \left[\frac{Kč}{Nm^3_{BM}} \right] \quad \{13\}$$

kde $N_{Nm^3 BM}$... náklady na výrobu biometanu [Kč/Nm³]
 a_T ... poměrná anuita [-]
 INV ... investiční výdaje [Kč]
 N_{pr} ... provozní náklady [Kč]
 BM_{VYR} ... roční výroba biometanu [Nm³]

Rov. 13 se vztahuje na hrubou výrobu biometanu, nikoliv na čistou dodávku do sítě zemního plynu. S čistou dodávkou se počítá až při ekonomickém zhodnocení celého projektu, rov. 13 slouží pouze pro výběr optimální technologie.

Investiční a provozní výdaje se liší podle obsahu CH₄ v bioplynu, kapacity úpravy bioplynu a typu technologie. V následující tabulce jsou specifické investiční a provozní výdaje pro tyto technologie. Předpokladem je obsah CH₄ v bioplynu do 55 % a kapacita úpravy 350 - 400 Nm³ bioplynu/hod (měrné investiční výdaje výrazně klesají pro kapacitu ≥ 500 Nm³/h). Úprava celkové produkce bioplynu (495 Nm³/h) není možná, protože část bioplynu je nutno použít pro zajištění vlastní spotřeby stanice. Cena elektřiny je 3,80 Kč/kWh a cena tepla 300 Kč/GJ. Předpokládaná doba životnosti je u všech technologií 15 let [31, s.370-371].

Technologie	HPWS	PSA	Fyzická absorpce (Genosorb®)	Chemická absorpce	Vysokotlaká membránová separace
Měrná investice	4 000 €/Nm ³ _{BP}	5 650 €/Nm ³ _{BP}	4 350 €/Nm ³ _{BP}	4 500 €/Nm ³ _{BP}	3 500 €/Nm ³ _{BP}
Inst. kapacita	385 Nm ³ _{BP} /h	385 Nm ³ _{BP} /h	385 Nm ³ _{BP} /h	385 Nm ³ _{BP} /h	385 Nm ³ _{BP} /h
Investice¹⁸	41 510 000 Kč	58 630 000 Kč	45 140 000 Kč	44 100 000 Kč	36 320 000 Kč
Spotřeba el.	0,25 kWh/Nm ³	0,18 kWh/Nm ³	0,27 kWh/Nm ³	0,11 kWh/Nm ³	0,32 kWh/Nm ³
Spotřeba th.	-	-	0,12 kWh/Nm ³	0,60 kWh/Nm ³	-
Dokonalé odsíření	-	52 000 Kč/rok ¹⁹	-	52 000 Kč/rok	52 000 Kč/rok
Ostatní výdaje	1,2 m ³ H ₂ O/den	-	Organické rozpouštědlo	MEA 60 tis.Kč	-
Ztráty metanu	1 %	1,5 %	1,5 %	0,01 %	5 %
Provozní výdaje celkem	3 500 000 Kč	2 580 000 Kč	4 055 000 Kč	4 045 000 Kč	4 300 000 Kč
Produkce biometanu	1,745 mil. Nm³_{BM}/rok	1,736 mil. Nm³_{BM}/rok	1,745 mil. Nm³_{BM}/rok	1,760 mil. Nm³_{BM}/rok	1,675 mil. Nm³_{BM}/rok
Cena výroby biometanu	4,25 Kč/Nm³	4,73 Kč/Nm³	4,83 Kč/Nm³	4,60 Kč/Nm³	4,65 Kč/Nm³

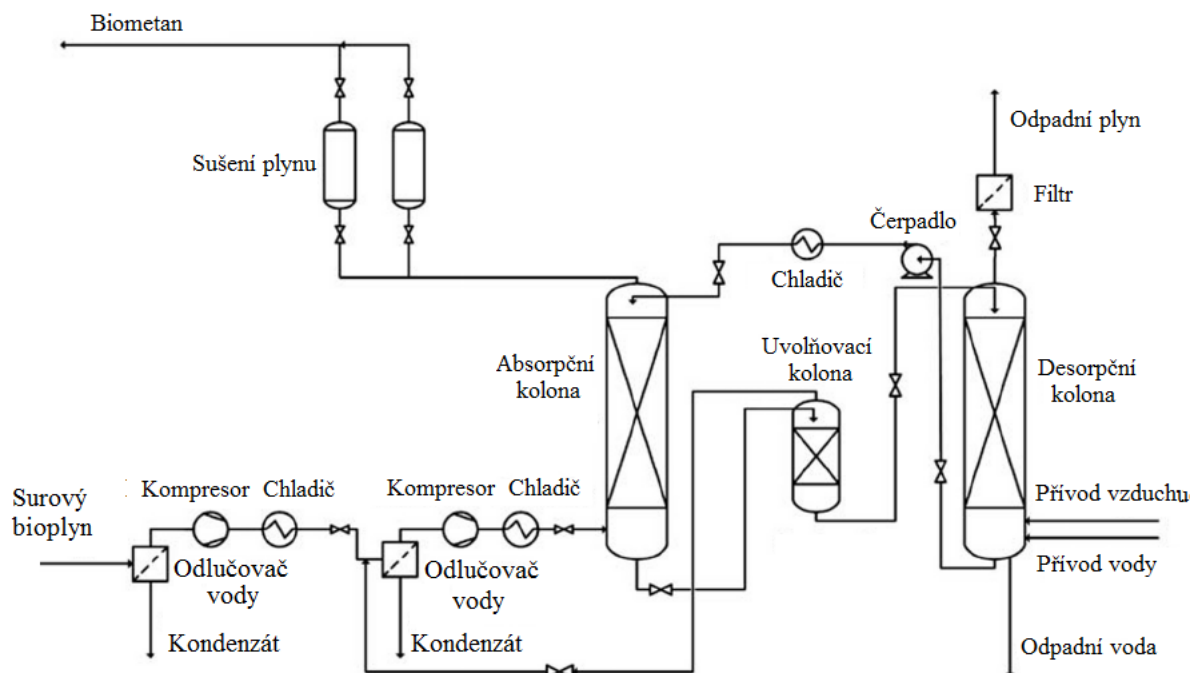
Tab. 27: Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu [31, s.368-377]

U všech technologií (kromě chemické absorpce) byla započítána investice nutná pro nakládání s odpadním plynem. Odpadní plyn totiž obsahuje velké množství metanu, který představuje z hlediska skleníkového efektu mnohem větší hrozbu, než CO₂ (GWP 25) [36, s.33]. Chemická absorpce má ve skutečnosti nejvyšší investiční výdaje ze všech technologií pro výrobu biometanu, ale díky velmi vysoké kvalitě výstupního plynu (~ 99,9 %) není třeba odpadní plyn dále zpracovávat [31, s.350]. Ce se týče ostatních technologií, odpadní plyn lze zpracovat např. spálením v mikroturbíně nebo katalytickou oxidací [31, s.366]:

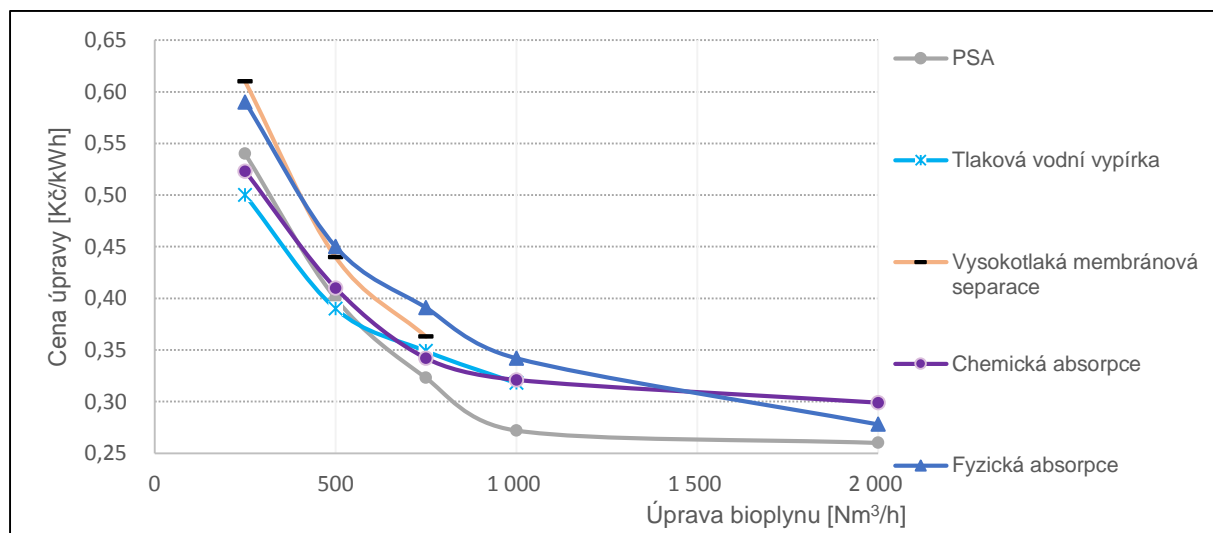
¹⁸ V tab. 27 jsem použil kurz 27 Kč = 1 € (kurz ČNB dne 24. 5. 2016)

¹⁹ Byla započítána cena 5 €/Nm³ upraveného bioplynu pro snížení obsahu sirovodíku o 100 ppm, cena v sobě zahrnuje i aktivní uhlí (na základě zkušeností z praxe) [31, s.370]

Cena za výrobu 1 Nm³ biometanu v tab. 27 byla vypočtena pomocí rov. 13. Ekonomicky nejvýhodnější vychází provoz tlakové vodní vypírky (HPWS).



Obr. 16: Schéma tlakové vodní vypírky [31,s.354]



Obr. 17: Náklady na výrobu biometanu pro jednotlivé technologie pro 55% obsah CH₄ v bioplynu

Na obr. 16 jsem zpracoval citlivostní analýzu pro jednotlivé technologie v závislosti na instalované kapacitě úpravy bioplynu. Pro obsah CH₄ v bioplynu cca 55 % vychází pro menší kapacity nejlépe tlaková vodní vypírka, od cca 700 Nm³/h je pak nejlevnější PSA (zejména díky nízkým nárokům na elektřinu). Fyzická absorpce je výhodná pro velmi vysoké kapacity

(cca 2 500 Nm³/h). Cena úpravy bioplynu je však závislá i na dalších faktorech, např. legislativním požadavkům na čistotu biometanu (ve výpočtech jsem uvažoval 97 %).

7.4.3 Výpočet minimální ceny biometanu

Jako v předchozím případě vycházím z rov. 7.

Parametr	Hodnota
Roční využití stanice	96 % (8 400 h)
Investiční výdaje BPS	76 300 000 Kč
Investiční výdaje KJ	5 200 000 Kč
Investiční výdaje vodní vypírky	41 510 000 Kč
Náklady na provoz vypírky	3 500 000 Kč/rok
Náklady na provoz KJ	700 000 Kč/rok
Palivové náklady	16 120 000 Kč/rok
Mzdy pracovníků BPS	648 000 Kč/rok
Vyskladnění, komprese, předávací st.	1 350 000 Kč/rok
Daňové odpisy BPS	1. rok: 1,75 mil. Kč Ostatní roky: 4,2 mil. Kč
Daňové odpisy vypírky (3. sk.)	1. rok: 2,28 mil. Kč Ostatní roky: 4,36 mil. Kč
Roční produkce biometanu	1,75 mil. Nm ³ /rok
Čistá dodávka biometanu	1,45 mil. Nm ³ /rok

Tab. 28: Parametry pro výpočet minimální ceny biometanu

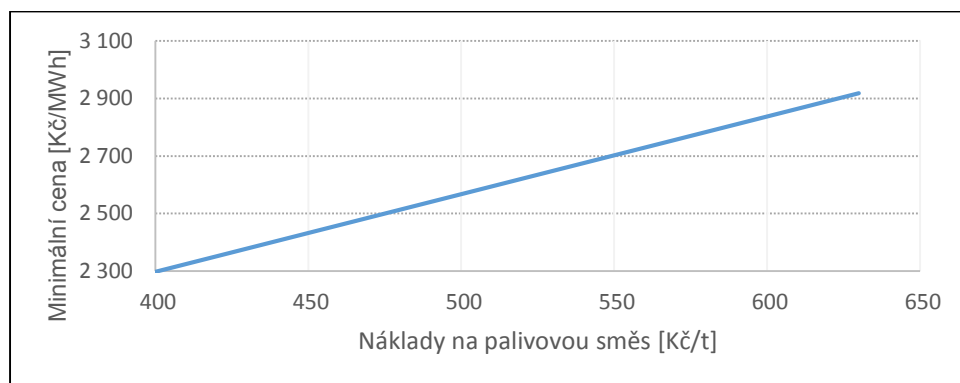
V podmínkách ČR se platí za čistou dodávku plynu, tj. po odpočtu ztrát při natlakování na tlak v soustavě zemního plynu [61]. Tlaková vodní vypírka patří do 3. skupiny daňových odpisů (dle současné legislativy), do této skupiny patří např. ocelové, hliníkové a kovové konstrukce, stroje a zařízení pro čištění a filtrování plynů, elektrická rozvodná zařízení, čerpadla, kompresory²⁰ apod. Podle provozního schématu tlakové vodní vypírky na obr. 16 všechny výše uvedené komponenty spadají právě do této skupiny odpisů. Předpokládaná doba životnosti projektu biometanové stanice je tedy 15 let, ale vodní vypírka se bude odepisovat jen 10 let.

Položka vyskladnění a komprese v sobě zahrnuje i cenu za přidání propanu do biometanu, aby měla směs stejný energetický obsah na 1 Nm³ (viz kap. 4).

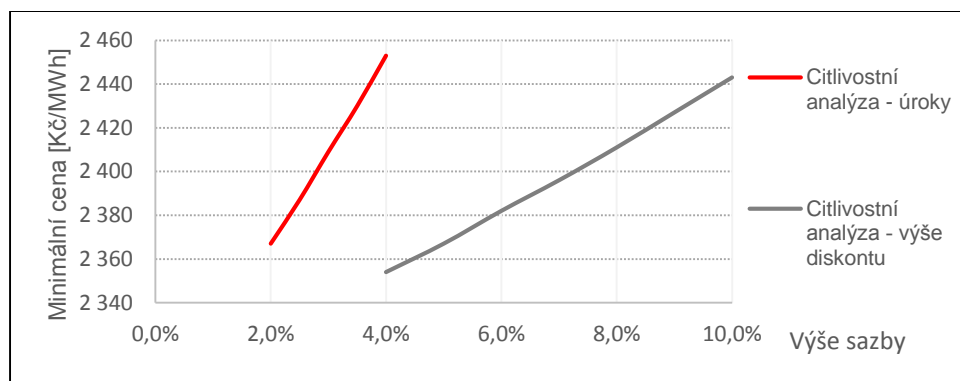
²⁰ Třídění hmotného majetku do odpisových skupin, Příloha č. 1. Dostupné z WWW: <http://zakony.kurzy.cz/586-1992-zakon-o-danich-z-prijmu/priloha-1/>

Výsledky výpočtu

Minimální cena za dodávaný biometan do sítě zemního plynu je **2,340 Kč za 1 kWh** tepelného obsahu, současná dodávky plynu do distribuční sítě je okolo **700 Kč/MWh** (OTE, a.s. [54]). Bez podpor NPV vychází **-266,15 mil. Kč**, tedy jen o něco lépe, než v případě klasické BPS bez možnosti využití tepla.



Obr. 18: Závislost minimální ceny biometanu na ceně vstupních surovin



Obr. 19: Citlovostní analýza minimální ceny biometanu pro diskontní a úrokovou sazbu

Podobně jako v případě spalování bioplynu v kogenerační jednotce je výsledná minimální cena ovlivněna zejména palivovými náklady. Změna diskontní sazby při stejné úrokové míře (2,02 %) má nižší vliv na minimální cenu, než změna úrokové sazby.

7.4.4 Ekonomická efektivnost výroby biometanu z hlediska úspor CO₂

Stejně jako v kap. 7.3.3 jsem uvažoval náklady na úsporu emisí pouze z hlediska vytěsněné energie. Biometan je velmi flexibilní, z tohoto důvodu budu uvažovat několik scénářů možného použití biometanu. Náklady na výrobu biometanu jsem opět určil z rozdílu prodejní ceny zemního plynu na burze (405 Kč/MWh) a minimální prodejní ceny biometanu (2 367 Kč/MWh). Celková dodávka biometanu je 14 GWh energie (po odpočtu ztrát), což

odpovídá nákladům 27,5 mil. Kč/rok. Dosazením do rov. 12 pro jednotlivé scénáře se získá cena za 1 t CO₂. V případě spálení biometanu v kogenerační jednotce (místo lepšího využití) uvažují elektrickou účinnost 41 % a tepelnou účinnost 47 %.

Scénář	Náhrada zemního plynu - vytápění	Využití v dopravě (Diesel)	Kogenerace v místě lepšího využití	
			Teplo - náhrada hnědého uhlí	Teplo - náhrada zemního plynu
Dodávka energie	14 MWh	14 MWh	12,3 MWh	12,3 MWh
Úspora emisí [t CO ₂]	2 937	3 834	8 612	7 559
Cena za 1 t CO ₂	7 820 Kč/t CO₂	5 990 Kč/t CO₂	2 667 Kč/t CO₂	3 039 Kč/t CO₂

Tab. 29: Náklady na úsporu emisí pro různé aplikace biometanu

Z hlediska úspor emisí vychází nejlépe vyrobený biometan spálit v kogenerační jednotce. Bohužel, biometan se z hlediska úspor emisí CO₂ nemůže vyrovnat spalování bioplynu v kogenerační jednotce, dokonce ani v případě BPS bez možnosti využití tepla. Hlavními důvody jsou vyšší investiční výdaje, nízká cena zemního plynu a vysoký emisní faktor vytěsněné elektřiny. Aby se cena za úsporu 1 t CO₂ dostala alespoň na úroveň BPS bez využití tepla, musela by být cena zemního plynu 920 Kč/MWh (výpočet jsem provedl pro variantu spalování biometanu v kogenerační jednotce).

Měrné úspory emisí biometanu jsou poměr úspor za vytěsněnou energii a emisí fosilních paliv nebo elektřiny ze sítě, které jsou vloženy do cyklu (pěstování kukuřice, vlastní spotřeba). Tyto měrné emise vycházejí v intervalu **78 – 85 %** v závislosti na tom, jakým způsobem se biometan využívá. Pro srovnání dále uvádím úspory emisí některých biopaliv:

Biopalivo	Typické úspory emisí skleníkových plynů	Standardní úspory emisí skleníkových plynů
Biometan	84 %	81 %
Etanol z cukrové řepy	61 %	52 %
Bionafta z řepkového semene	45 %	38 %
Bionafta ze slunečnice	58 %	51 %
Čistý rostlinný olej z řepky	58 %	57 %

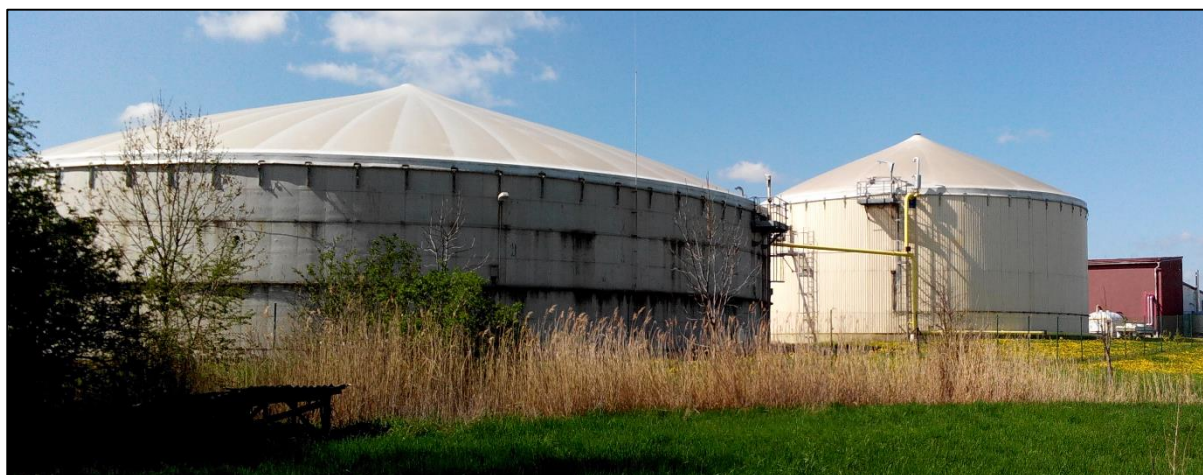
Tab. 30: Úspory emisí skleníkových plynů vybraných biopaliv [62]

8. Případová studie – posouzení ekonomické efektivity projektu biometanové stanice

Cílem této kapitoly je vyhodnotit ekonomický dopad stavby biometanové stanice pro konkrétní bioplynovou stanici. Všechny informace týkající se bioplynové stanice v této kapitole byly zjištěny přímo od provozovatele prostřednictvím osobní konzultace. Provozovatel bioplynové stanice si nepřál zveřejnit jméno ani název této stanice.

Popis bioplynové stanice

Bioplynová stanice je zemědělského typu. Zpracovává převážně odpady z chovu hospodářských zvířat (kejda, hnůj) a potraviny (zejména tvrdé pečivo). Část surovinové základny tvoří také kukuřičná siláž. Vysoký podíl rizikových substrátů si vyžádal zvýšené investiční výdaje, především kvůli legislativním požadavkům na hygienizaci těchto rizikových substrátů. Hygienizace probíhá při teplotě 70 °C po dobu nejméně 1 hodiny (stanoveno právním předpisem). Dalším důvodem poněkud vyšších investic byl nákup drtiče, ten je nezbytný pro drcení tvrdých substrátů (je nezbytné, aby byl obsah fermentoru poměrně řídký). Stanice má poměrně dobré smluvní vztahy se zemědělci, neplatí totiž za vývoz digestátu, což není obvyklé u stanic bez vlastního pole.



Obr. 20: Fermentor a plynojem uvažované BPS

Náklady na provoz bioplynové stanice

Stanice kupuje suroviny za následující ceny (průměrné ceny):

- Kukuřičná siláž – 1150 Kč/t
- Tvrdé pečivo (rohlíky) – 3 000 Kč/t
- Odpady – jen manipulační náklady

Stanice má dlouhodobé průměrné náklady na výrobu 1 Nm³ bioplynu **3 Kč** (surovinové náklady). Vzhledem k vysokému podílu odpadů jen s manipulačními náklady tato cena odpovídá (u stanic s převahou kukuřičné siláže jsou tyto náklady obvykle 3,8 – 4 Kč/Nm³).

Významná položka nákladů je provoz kogenerační jednotky. Stanice vlastní kogenerační jednotku Jenbacher. Náklady na provoz, opravy, údržbu a servis činí 127 Kč/mh. Kogenerační jednotka má roční využití 82 %, což je 7 140 h. Celkové provozní náklady kogenerační jednotky jsou tedy **907 000 Kč/rok**.

Parametry bioplynové stanice

Bioplynová stanice má kogenerační jednotku Jenbacher s elektrickou účinností 38,7 % a tepelnou účinností 46,4 %. Celková roční svorková výroba elektřiny je 2,357 GWh.

Stanice má velmi vysokou vlastní spotřebu **elektřiny**, tato spotřeba činí **22 %** z roční svorkové výroby. Důvodem takto vysoké spotřeby je velká energetická náročnost na drcení substrátu.

Vlastní spotřeba **tepla** je **20 %**.

Ačkoliv je substrátem pro tuto stanici i kukuřičná siláž, byla zařazena do kategorie AF2, jelikož odpady tvoří většinu substrátu. Kategorie AF2 zahrnuje zbytky jídel, výpalky z lihovarů a odpady ze zemědělské produkce. Kategorie AF1 jsou stanice zpracovávající cíleně pěstované energetické plodiny. Výkupní ceny elektřiny jsou pro kategorii AF2 menší, než pro AF1 (nižší náklady na výrobu bioplynu). Výkupní cena je **3,5 Kč/kWh** (výkupní cena pro AF2 v době uvedení do provozu).

Stanice prodává teplo za 310 Kč včetně DPH, tedy cca **256 Kč bez DPH**.

Celkové prodané teplo je **6 155 GJ/rok**.

Bioplyn má obsah metanu okolo 60 % (kvůli velkému podílu kejdy a zbytků jídla)

Metodika posouzení ekonomické efektivity

Metodika zůstává stejná jako v kap. 7, s výjimkou několika dodatečných předpokladů:

- Jelikož je stanice stávající, není nutné investovat do technologie bioplynové stanice (životnost pláště se předpokládá 100 let)
- Stávající kogenerační jednotka by byla použita pouze pro účely vlastní spotřeby stanice (její zbytková životnost je dostačující)

Výběr technologie pro výrobu biometanu

Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu jsem vyhodnotil podle rov. 13. Z výběru dostupných technologií byla vyřazena fyzická absorpce, protože tato se navyrábí pro velmi malé kapacity.

Technologie	Vysokotlaká membránová separace	Chemická absorpce	PSA	Tlaková vodní vypírka (HPWS)
Celková investice	800 000 €	1 055 000 €	1 200 000 €	950 000 €
	21,6 mil. Kč	28,485 mil. Kč	32,4 mil. Kč	25,65 mil. Kč
Provozní náklady	1 275 200 Kč	1 065 000 Kč	880 000 Kč	1 279 000 Kč
Roční produkce biometanu	490 312 Nm ³	516 066 Nm ³	508 376 Nm ³	510 957 Nm ³
	4,74 GWh	5 GWh	4,92 GWh	4,94 GWh
Cena výroby	0,706 Kč/kWh	0,761 Kč/kWh	0,811 Kč/kWh	0,757 Kč/kWh

Tab. 31: Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu při kapacitě 117 Nm³/h [31, s.368-377]

Údaje provozních nákladů v tab. 31 jsou specificky pro 60% obsah metanu v bioplynu. Z tab. 31 je patrné, že měrné investiční výdaje jsou pro velmi malý objem produkce vysoké (např. pro HPWS 8 120 €/Nm³ při 117 Nm³/h ve srovnání s 4 000 €/Nm³ při 400 Nm³/h). Srovnáním s tab. 27 je vidět, že došlo k velmi vysokému nárůstu měrných nákladů. Nejvýhodněji vychází technologie **membránové separace**.

Postup výpočtu

Jelikož BPS je stávající, tehdejší výkupní ceny elektřiny byly počítány pro celou dobu životnosti projektu, tzn. výkupní cena elektřiny v sobě zahrnuje i investiční složku. Na základě této skutečnosti jsem se rozhodl vypočítat NPV stávající BPS pro následujících 15 let. Toto NPV vychází na **25,483 mil. Kč**. Pro biometanovou stanici pak vypočítám NPV na základě hodnot uvedených v tab.31, ostatní náklady zůstávají stejné jako pro stávající BPS (s výjimkou

kogenerační jednotky, která bude krýt pouze vlastní spotřebu, což vede ke snížení ztrát na její údržbu). U projektu biometanové stanice opět počítám úvěrem 80 % z investice. Riziko projektu (diskontní sazba) zůstává stejné, výkupní ceny nejsou garantované. Zbytek předpokladů je v tabulce:

Parametr	Hodnota
mh/rok	7 142
Roční produkce bioplynu	1 015 000 Nm ³ /rok
Instalovaná kapacita úpravy BP	117 Nm ³ /hod
Zvolená technologie	Membránová separace
Celková investice	21 600 000Kč
Úvěr	17 280 000 Kč
Úroková sazba	2,02 %
WACC (po zdanění)	4,93 %
Provozní náklady BPS (palivo, servis)	4 770 000 Kč/rok
Vývoz digestátu	0 Kč/rok
Provozní náklady membrány	1 275 000 Kč/rok
Komprese, propan	380 000 Kč/rok
Doba životnosti membrány	15 let
Daňové odpisy – 1. rok	1 188 000 Kč
Daňové odpisy – ostatní roky	2 268 000 Kč
Daň z příjmu právnických osob	19 %

Tab. 32: Předpoklady projektu biometanové stanice

NPV projektu biometanové stanice je bez podpor **-61,7 mil. Kč**. Minimální prodejní cena biometanu pro dosažení NPV původní bioplynové stanice je **2 555 Kč/MWh**. Celková dodávka do plynárenské sítě je **3,94 GWh** biometanu ročně, což je větší množství energie, než je tomu v případě kogenerace (dodávka energie 3,548 GWh/rok). Roční náklady na podpory (rozdíl výkupních a tržních cen) jsou následující:

- **Biometan** : Je nutná podpora v celkové výši **8 794 000 Kč/rok**
- **Kogenerace**: Roční podpora je **4 610 500 Kč/rok** (teplo není součástí podpory)

Náklady na úspory emisí dle rov. 12 jsou následující (za vytěšněnou energii pouze):

Scénář	Kogenerace	Biometan		
		Náhrada zemního plynu	Náhrada paliva do aut - diesel	Kogenerace
Úspora emisí CO ₂	2 297 t CO ₂ /rok	787 t CO ₂ /rok	1 039 t CO ₂ /rok	2 051 t CO ₂ /rok
Roční náklady	4 610 500	8 794 000	8 794 000	8 794 000
Cena za t CO₂	2 008 Kč/t CO₂	11 174 Kč/t CO₂	8 465 Kč/t CO₂	4 287 Kč/t CO₂

Tab. 33: Náklady na úsporu emisí CO₂ projektu biometanové stanice

Diskuze a doporučení

Ačkoliv je biometan z energetického hlediska efektivnější než bioplyn, z ekonomického hlediska je velmi neefektivní. To je důsledek zejména vysokého emisního faktoru vytěsnění elektřiny a vysokých investičních nákladů technologií pro výrobu biometanu. Dalším podstatným faktorem je možnost využití tepla stávající bioplynové stanice. Prodávané teplo významně ekonomicky přispívá k úspoře emisí.

Na základě výpočtů bych v žádném případě **nedoporučoval bioplyn upravovat na biometan**, obzvláště když má tato stanice velmi vysoký podíl užitečného tepla.

9. Závěr

Provedl jsem porovnání efektivnosti výroby biometanu a spalování bioplynu v kogenerační jednotce pro modelovou stanici o výkonu 1 MW_{el} a také pro bioplynovou stanici z praxe. Celkově lze konstatovat, že ekonomická efektivnost výroby biometanu je velmi špatná. Biometan je z energetického hlediska mnohem efektivnější, než bioplyn, pokud má stanice omezenou možnost efektivního využití tepla (do cca 45 % využití disponibilního tepla). Z ekonomického pohledu se však nemůže kogeneraci v klasické bioplynové stanici vyrovnat. Hlavním důvodem jsou vysoké investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu. Minimální cena za 1 kWh tepelného obsahu biometanu vychází na cca 2,34 Kč, což je přibližně trojnásobek ceny zemního plynu jako komodity v distribuční soustavě (v případě biometanu i kogenerace vzniká úspora za přenos). Produkce biometanu tedy není možná bez podpor.

Náklady na úsporu emisí závisí především na emisním faktoru vytěšňované elektřiny. V zemích s vysokým emisním faktorem elektřiny (jako je např. ČR) jsou náklady na úsporu 1 t CO₂ podstatně nižší v případě kogenerace. Pokud by bioplynová stanice neměla možnost využití tepla, mohl by se bioplyn upravit na biometan a vyvést stávající sítí zemního plynu k místům lepšího využití (kogenerace v místech 100% využití tepla). Naopak v zemích s nižším emisním faktorem elektřiny je tendence směřovat biometan do palivového sektoru, biometan má ve srovnání s ostatními biopalivy nejvyšší měrnou úsporu emisí CO₂.

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obr. 1: Technologické schéma provozu bioplynové stanice zemědělského typu	11
Obr. 2: Výtěžnost bioplynu vybraných substrátů	13
Obr. 3: Zjednodušený popis biochemických cest anaerobní fermentace.....	27
Obr. 4: Předizolované potrubí FLEXALEN	32
Obr. 5: Využití tepelného potenciálu bioplynových stanic.....	35
Obr. 6: Schéma dostupných technologií pro úpravu bioplynu	37
Obr. 7: Procentuální zastoupení technologií pro výrobu biometanu na území EU	45
Obr. 8: Palivový cyklus bioplynu a biometanu.....	49
Obr. 9: Energetický zisk z hektaru pro jednotlivá biopaliva	57
Obr. 10: Úrokové sazby pro úvěry nad 30 mil. Kč pro nefinanční podniky v ČR	63
Obr. 11: Citlivostní analýza na změnu velikosti diskontu a úrokové sazby	65
Obr. 12: Citlivostní analýza na cenu paliva	65
Obr. 13: Citlivostní analýza na prodejní cenu tepla.....	66
Obr. 14: Citlivostní analýza na objem prodeje tepla.....	67
Obr. 15: Grafické znázornění závislosti ceny za 1 t CO ₂ na objemu prodaného tepla.....	69
Obr. 16: Schéma tlakové vodní vypírky	73
Obr. 17: Náklady na výrobu biometanu pro jednotlivé technologie pro 55% obsah CH ₄ v bioplynu	73
Obr. 18: Závislost minimální ceny biometanu na ceně vstupních surovin	75
Obr. 19: Citlivostní analýza minimální ceny biometanu pro diskontní a úrokovou sazbu.....	75
Obr. 20: Fermentor a plynojem uvažované BPS	77

SEZNAM TABULEK

<i>Tab. 1: Statistické údaje pro kukuřici na zeleno a siláž</i>	15
Tab. 2: Produkce bioplynu z kukuřičné siláže	16
Tab. 3: Standardní náklady pěstování kukuřice na siláž při sušině 32 %.....	17
Tab. 4: Náklady na tunu kukuřičné siláže při různých hektarových výnosech	18
Tab. 5: Výnos plodin sklizených na zeleno – seno	19
Tab. 6: Struktura nákladů na pěstování travní siláže	19
Tab. 7: Výnos cukrovky.....	19
Tab. 8: Struktura nákladů na pěstování cukrovky	20

Tab. 9: Produkce bioplynu z vybraných energetických plodin.....	20
Tab. 10: Produkce bioplynu z odpadní biomasy živočišného původu	21
Tab. 11: Ztráty sušiny při přemnožení různých mikroorganismů.....	22
Tab. 12: Průměrné roční ztráty sušiny vybraných energetických plodin.....	23
Tab. 13: Rozdělení procesů pro výrobu bioplynu podle rozdílných kritérií.....	26
Tab. 14: Složení digestátu.....	29
Tab. 15: Norma na biometan vybraných zemí EU	44
Tab. 16: Přehled biometanových stanic v EU.....	45
Tab. 17: Využití biometanu v Německu	46
Tab. 18: Energetický zisk z 1 ha zemědělské půdy při úpravě bioplynu na biometan	56
Tab. 19: Energetický zisk z 1 ha zemědělské půdy při spálení bioplynu v kogenerační jednotce	57
Tab. 20: Parametry výpočtu ekonomické efektivity BPS bez využití tepla.....	64
Tab. 21: Emisní faktory elektráren	67
Tab. 22: Emisní faktory jednotlivých druhů paliv	68
Tab. 23: Náklady na úsporu 1 t CO ₂ pro BPS s využitím tepla	69
Tab. 24: Předpoklady modelového výpočtu ekonomické efektivity biometanové stanice ..	70
Tab. 25: Zajištění vlastní spotřeby pomocí kotle a elektřiny ze sítě - parametry výpočtu	70
Tab. 26: Zajištění vlastní spotřeby pomocí kogenerační jednotky Jenbacher - parametry výpočtu.....	71
Tab. 27: Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu	72
Tab. 28: Parametry pro výpočet minimální ceny biometanu	74
Tab. 29: Náklady na úsporu emisí pro různé aplikace biometanu	76
Tab. 30: Úspory emisí skleníkových plynů vybraných biopaliv	76
Tab. 31: Investiční a provozní výdaje technologií pro výrobu biometanu při kapacitě 117 Nm ³ /h	79
Tab. 32: Předpoklady projektu biometanové stanice	80
Tab. 33: Náklady na úsporu emisí CO ₂ projektu biometanové stanice	80

SEZNAM PŘÍLOH

Příloha 1: Bioplynové stanice 2015

Příloha 2: energetická efektivity

Příloha 3: Ekonomická efektivity výroby bioplynu

Příloha 4: Ekonomická efektivnost výroby biometanu

Příloha 5: Případová studie

SEZNAM POUŽITÝCH ZKRATEK

AF1	Anaerobní fermentace z cíleně pěstované biomasy
AF2	Anaerobní fermentace z cíleně pěstované biomasy
BP	Bioplyn
BPS	Bioplynová stanice
BM	Biometan
CF	Hotovostní tok (Cash-flow)
ČSÚ	Český statistický úřad
ČR	Česká Republika
DM	Sušina (Dry Matter)
ERÚ	Energetický regulační úřad
FM	Zelená hmota (Fresh Matter)
HPWS	Tlaková vodní vypírka (High Pressure Water Scrubbing)
KJ	Kogenerační jednotka
LFG	Skládkový plyn (Landfill Gas)
MEA	Monoetanolamin
OZE	Obnovitelný zdroj(e) energie
PSA	Metoda střídání tlaků (Pressure Swing Adsorption)

6. Použitá literatura a zdroje

- [1] Evropská Unie. *Opatření v oblasti klimatu* [online]. [cit. 2015-11-14]. Dostupné z: http://europa.eu/pol/clim/index_cs.htm
- [2] CzBA (Česká bioplynová asociace). *Co je bioplyn?* [online]. [cit. 2015-11-14]. Dostupné z: <http://www.czba.cz/bioplyn/>
- [3] Nazeleno.cz - Chytrá řešení pro každého. *Bioplynová stanice* [online]. [cit. 2015-11-14]. Dostupné z: <http://www.nazeleno.cz/bioplynova-stanice.dic>
- [4] SEVEn Energy – Středisko pro efektivní využívání energie. Americká 579/17, 120 00, Praha 2. *Energetická efektivnost bioplynových stanic: možná opatření pro vyšší stupeň využití bioplynu* [online]. 20. 1. 2012 [cit. 2015-11-14]. Dostupné z: <http://www.czba.cz/files/ceska-bioplynova-asociace/uploads/files/EnEfBPS-komplet.pdf>
- [5] CZ Biom, : Výtěžnost bioplynu z jednotlivých materiálů. *Biom.cz* [online]. 2020-12-18 [cit. 2015-11-15]. Dostupné z WWW: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/vyteznost-bioplynu-z-jednotlivych-materialu> . ISSN: 1801-2655.
- [6] Sborník konference 2013: Výstavba a provoz bioplynových stanic. Třeboň, 2013.
- [7] VOŘÍŠEK, Tomáš: Resuscitace biopaliv - biometanem. *Biom.cz* [online]. 2009-10-12 [cit. 2015-11-15]. Dostupné z: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/resuscitace-biopaliv-biometanem>. ISSN: 1801-2655.
- [8] KÖHLER B. a kol. (2013). *Agricultural and food science: Dry matter losses of grass, lucerne and maize silages in bunker silos*: s. 145–150.
- [9] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Agency for Renewable Resources. *Biogas: an introduction*. FNR 2013, printed on 100 % recycling paper using vegetable oil-based colours. FNR 2013. [online]. [cit. 2015-11-19]. Dostupné z: <https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/r/brosch.biogas-2013-en-web-pdf.pdf>
- [10] SORENSEN B. *Renewable Energy*. Elsevier, 2011: s. 511-590

- [11] Zea Sedmihorky. *Silážní kukuřice a ekonomika* [online]. [cit. 2016-1-31]. Dostupné z: <http://www.zea.cz/kukurice/silazni-kukurice-a-ekonomika/>
- [12] Technologická doporučení kukuřice: Pěstitelská technologie kukuřice. *MONSANTO* [online]. [cit. 2016-03-14]. Dostupné z: <https://www.monsanto.cz/dekalb-doporuceni-kukurice/>
- [13] Kukuřice setá: *Zea mays L. Multimediální učební texty pícninářství: Ústav výživy zvířat a pícninářství MZLU v Brně, oddělení pícninářství* [online]. [cit. 2016-03-14]. Dostupné z: http://web2.mendelu.cz/af_222_multitext/picniny/sklady.php?odkaz=kukurice.html
- [14] Definitivní údaje o sklizni zemědělských plodin - 2015. In: *AGRÁRNÍ PORADENSKO-INFORMAČNÍ CENTRUM AGRÁRNÍ KOMORY ČESKÉ REPUBLIKY* [online]. 2016 [cit. 2016-03-14]. Dostupné z: http://www.apic-ak.cz/data_ak/16/k/Stat/SklizenDef2015.pdf
- [15] Bioplyn - Využití kukuřice, žita a travních směsí pro produkci bioplynu [online]. [cit. 2016-03-21]. Dostupné z: <http://www.soufflet-agro.cz/data/download/cs/soufflet-bioplyn-www.pdf>
- [16] Ing. KAJAN, Miroslav. *Projekt BIOPLYN Třeboň*. Interní dokument bioplynové stanice Třeboň – brožura s názvem „Projekt BIOPLYN Třeboň“.
- [17] BON SILAGE - Grass Silage Handbook: Guide to successful grass ensiling. *FIBEL BONSILAGE* [online]. [cit. 2016-03-22]. Dostupné z: http://www.bonsilage.de/_pdf/FIBEL_BONSILAGE_grass_en.pdf
- [18] AGC - agronormativy. Normativy pro zemědělskou a hospodářskou výrobu [online]. *Tab. č. 191 a 193* [cit. 2016-03-22]. Dostupné z: <http://www.agronormativy.cz/>
- [19] Bioplyn z cukrové řepy - pračky, odkamenače, krouhače. *FAGUS Praha* [online]. [cit. 2016-03-22]. Dostupné z: <http://www.faguspraha.cz/zemedelska-technika/sklizeni-a-preprava-repy-ropa.htm?from=9>
- [20] Náklady pěstování cukrové řepy v ČR a jejich mezinárodní srovnání. *LISTY CUKROVARNICKÉ a ŘEPAŘSKÉ* [online]. 2013 [cit. 2016-03-21]. Dostupné z: http://www.cukr-listy.cz/on_line/2013/PDF/210-214.pdf

- [21] DVOŘÁČEK, Tomáš, HABART, Jan: Využití travní senáže v bioplynových stanicích – příklady z Německa. *Biom.cz* [online]. 2008-12-10 [cit. 2016-03-25]. Dostupné z WWW: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/vyuziti-travni-senaze-v-bioplynovych-panicich-priklady-z-nemecka>. ISSN: 1801-2655
- [22] Ing. Zdeněk Nesňal, Ústav zemědělské ekonomiky a informací. *Určující faktory návratnosti investic do BPS*. Konference Energie zemědělské energie, Praha, 23.5. 2013.
- [23] CZ Biom, : Spolehlivá a ověřená technologie bioplynové stanice. *Biom.cz* [online]. 2014-04-23 [cit. 2016-03-29]. Dostupné z WWW: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/spolehliva-a-overena-technologie-bioplynove-panicice> . ISSN: 1801-2655.
- [24] *Zkušenosti se vzdálenou kogenerací*. Praktický seminář CzBA a Amper Market, a.s. Teplo z bioplynových stanic – technické a dotační možnosti, Praha, 15. 3. 2016, konferenční centrum VŠCHT v Praze.
- [25] Výzkum Evropské bioplynové asociace ohledně složení digestátu. Dostupné z: http://algaebiogas.eu/biogas_digestate
- [26] Ing. Martin Dubský, Ph.D., vedoucí odboru pro Výzkumný ústav Silva Taroucy pro krajinu a okrasné zahradnictví, v. v. i. Osobní konzultace.
- [27] Ing. Adam Moravec, vedoucí sekce bioplyn CZ Biom – České sdružení pro biomasu. Osobní konzultace.
- [28] Ing. Jan Štambaský, Ph.D., prezident Evropské bioplynové asociace. *Příklady úspěšného využití tepla – přehled zajímavých řešení*. Praktický seminář CzBA a Amper Market, a.s. Teplo z bioplynových stanic – technické a dotační možnosti, Praha, 15. 3. 2016, konferenční centrum VŠCHT v Praze.
- [29] ŠAFAŘÍK, Miroslav: Bioplynové stanice – podmínky a možnosti využití tepla. *Biom.cz* [online]. 2012-03-13 [cit. 2016-04-10]. Dostupné z WWW: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/bioplynove-panicice-podminky-a-moznosti-vyuziti-tepla> . ISSN: 1801-2655.
- [30] Mgr. Roman Novák, produktový a projektový manažer PipePlast-SaniTop, s. r. o. Informace získány z poskytnutých interních dokumentů a prostřednictvím konzultací.
- [31] MURPHY, Jerry. *The biogas handbook*. 2013, **Number 52**. ISBN 085709 498X.

- [32] TOSCANO, Cristian: Biological desulphurisation of biogas (biologické odsíření bioplynu). *Sari- energy.org* [online]. 2011-3 [cit. 2015-11-8]. Dostupné z: http://www.sari-energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/worldbiofuelsmarkets/Presentations/BiogasUtilityDeveloperForum/Cristian_Toscano.pdf
- [33] SevernWye ENERGY AGENCY (SWEA), Bio-methane Regions: Introduction to the Production of Biomethane from Biogas, A Guide for England and Wales. *Severnwyne.org.uk* [online]. 2013-4-1 [cit. 2015-11-10]. Dostupné z: http://www.severnwyne.org.uk/Bio-methaneRegions/downloads/Biomethane_developer_brochure_EN.pdf .
- [34] ČERMÁKOVÁ, Jiřina a kol.: Výroba a využití biometanu. *Petroleum.cz* [online]. 2008 -4-16 [cit. 2016-2-4]. Dostupné z : http://www.petroleum.cz/upload/aprochem2008_ap_08.pdf.
- [35] Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA Europe): Fact Sheet: NG/biomethane used as a vehicle fuel. *Ngva.eu* [online]. 2008 -4-16 [cit. 2016-04-24]. Dostupné z : <http://www.ngva.eu/downloads/fact-sheets/NG-Biomethane-as-a-vehicle-fuel.pdf>
- [36] THRÄN a kol.: Biomethane - Status and Factors Affecting Market Development and Trade. *Bioenergytrade.org* [online]. 2014-09 [cit. 2016-04-25]. Dostupné z WWW: <http://www.bioenergytrade.org/downloads/t40-t37-biomethane-2014.pdf> . ISBN 978-1-910154-10-6.
- [37] Dr. Mattias Svensson: *Biomethane standards* [online]. 2014 [cit. 2016-01-16]. Dostupné z: http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2014/03/8_Mattias-Svensson_standards.pdf
- [38] KÁRA, Jaroslav: Úprava bioplynu na kvalitu zemního plynu. *Biom.cz* [online]. 2009-08-19 [cit. 2016-04-26]. Dostupné z WWW: <http://biom.cz/cz/odborne-clanky/uprava-bioplynu-na-kvalitu-zemniho-plynu> . ISSN: 1801-2655.
- [39] IEA Bioenergy Task 37 – Country Reports Summary 2015. *Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport (Netherlands)*. Copyright © 2015 IEA Bioenergy. ISBN 978-1-910154-27-4.
- [40] Green Gas Grids EU: Biomethane utilisation pathways. *Greengasgrids.eu* [online]. 2014 [cit. 2016-05-03]. Dostupné z WWW: <http://www.greengasgrids.eu/market-platform/germany/utilisation-pathways.html> .

- [41] Green Gas Grids EU: Support Schemes - Germany. *Greengasgrids.eu* [online]. 2014 [cit. 2016-05-05]. Dostupné z WWW: <http://www.greengasgrids.eu/market-platform/germany/support-schemes.html> .
- [42] Ing. Jaroslav Kára, CSc., Výzkumný ústav zemědělské techniky v.v.i. Osobní konzultace
- [43] Enviton: Technologie bioplynových stanice. *Bioplynovestanice.cz* [online]. 2011 [cit. 2016-05-16]. Dostupné z WWW: <http://www.bioplynovestanice.cz/technologie-bps/>
- [44] XIAO a kol; 2010. Catalytic steam gasification of biomass in fluidized bed at low temperature: Conversion from livestock manure compost to hydrogen-rich syngas.
- [45] Biomethane from Dairy Waste: A Sourcebook for the Production and Use of Renewable Natural Gas in California Storage and Transportation of Biogas and Biomethane. Chapter 4. Storage and Transportation of Biogas and Biomethane. *Suscon.org* [online]. 2005 [cit. 2016-05-16]. Dostupné z: http://www.suscon.org/cowpower/biomethaneSourcebook/Chapter_4.pdf
- [46] KNÁPEK, Jaroslav, KRÁLÍK, Tomáš, VALENTOVÁ Michaela, VOŘÍŠEK, Tomáš. 2015. Effectiveness of biomass for energy purposes: a fuel cycle approach.
- [47] Sbírka zákonů č. 347/2012, Částka 129, vyhláška 347. 12. 10. 2012. Vyhláška, kterou se stanoví technicko-ekonomické parametry obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny a doba životnosti výroben elektřiny z podporovaných zdrojů. Strana 4575.
- [48] SŮVOVÁ, H. *Finanční analýza v řízení podniku, v bance a na počítači*. 1. vydání, 622s. Praha: VŠ - Bankovní Institut, 1999. ISBN 80-7265-027-0.
- [49] BOHANESOVÁ, Eva. *Finanční matematika I*. Olomouc: Univerzita Palackého v Olomouci, 2006, s. 46-50. ISBN 80-244-1294-2.
- [50] Energetický regulační úřad: Metodika stanovení výkupních cen a zelených bonusů. *Eru.cz* [online]. 2013 [cit. 2016-05-16]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/462902/metodika_165_2012.pdf/5d64411c-d005-4a4e-830a-fd2846254710
- [51] DAMODARAN, Aswath. Risk Premiums for Other Markets; Levered and Unlevered Betas by Industry. *Stern.nyu.edu* [online]. 2016 [cit. 2016-05-20]. Dostupné z WWW: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

- [52] Statistika finančních trhů ČNB. Dostupné z WWW:
http://www.cnb.cz/cnb/STAT.ARADY_PKG.VYSTUP?p_sestuid=13101&p_uka=14&p_strid=AAABAA&p_sort=2&p_od=201501&p_do=201603&p_period=1&p_des=50&p_format=4&p_decsep=,&p_lang=CS
- [53] Ing. Kristián Titka, Energetický regulační úřad. Osobní konzultace
- [54] OTE, a.s.: Roční zpráva 2015 a 2016. *Ote-cr.cz* [online]. [cit. 2016-05-20]. Dostupné z:
<https://www.ote-cr.cz/statistika/rocni-zprava> ;
- [55] Emisní faktory při výrobě elektrické energie v ČR. *Emise.cz* [online]. [cit. 2016-05-20]. Dostupné z WWW: <http://www.emise.cz/userdata/file/Emisn%C3%AD%20faktory%20-%20elekt%C5%99ina.pdf>
- [56] Statistické údaje ČEPS, a.s. Dostupné z WWW:
<http://www.ceps.cz/CZE/Media/Stranky/Zajimava-cisla.aspx>
- [57] MEERS, E., DE KEULENAERE, B., PFLÜGER, S., ŠTAMBASKÝ, J.: COP 21. Anaerobic digestion's and gasification's contribution to reduced emissions in EU's transport, agricultural and energy sectors. *European-biogas.eu* [online]. Prosinec 2015 [cit. 2016-05-20]. Dostupné z WWW: <http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2015/12/COP-21-and-biogas.pdf>
- [58] Roční zpráva o provozu ES ČR. *Eru.cz* [online]. 2015 [cit. 2016-05-20]. Dostupné z:
http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2014.pdf/933fc41a-ad79-4282-8d0f-01eb25a63812
- [59] ENERGY REGION: Kotel na zemní plyn, mikro EPC. Dostupné z WWW:
<http://www.mas-moravsky-kras.cz/ftp/ENERGYREGION/opatreni/C12.pdf>
- [60] Levelized Cost of Energy Calculator. Dostupné z WWW:
http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe.html
- [61] Ing. Jan Štambaský, Ph.D., prezident Evropské bioplynové asociace. Osobní konzultace
- [62] Příloha směrnice Evropského parlamentu a Rady č.2009/28/ES