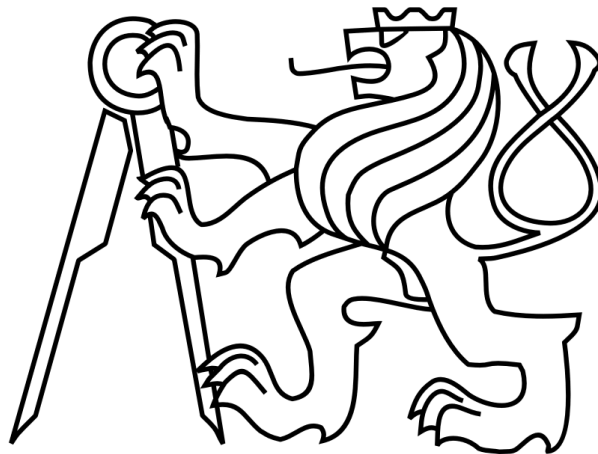


České vysoké učení technické v Praze
fakulta elektrotechnická
katedra elektroenergetiky



Diplomová práce

Energetická a ekonomická efektivnost BPS

Energy efficiency and economic effectiveness of biogas stations

Autor: Bc. Jan Konvičný

Vedoucí práce: Prof. Ing. Jaroslav Knápek CSc.

2017

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Konvičný** Jméno: **Jan** Osobní číslo: **382958**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektroenergetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Energetická a ekonomická efektivnost BPS

Název diplomové práce anglicky:

Energy efficiency and economic effectiveness of biogas stations

Pokyny pro vypracování:

1. Analýza současného stavu BPS v ČR a EU.
2. Technologické řešení BPS s ohledem na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.
3. Analýza energetické a ekonomické efektivnosti BPS s ohledem na různé možnosti využití tepla a různé vstupní suroviny.
4. Dimenzování kogenerační jednotky.
5. Případová studie BPS - dimenzování, analýza energetické a ekonomické efektivnosti.

Seznam doporučené literatury:

- [1] SŮVOVÁ, H. Finanční analýza v řízení podniku, v bance a na počítači. 1. vydání. Praha: VŠ - Bankovní Institut, 1999. ISBN 80-726-5027-0.
- [2] Bent Sorensen: Renewable Energy: Physics, Engineering, Environmental Impacts, Economics & Planning, 2013. ISBN-13: 978-0123750259
- [3] Ing. KAJAN, Miroslav. Sborník konference 2013: Výstavba a provoz bioplynových stanic. Třeboň, 2013.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

prof. Ing. Jaroslav Knápek CSc., ČVUT kat. 13116

Jméno a pracoviště druhé(ho) vedoucí(ho) nebo konzultanta(ky) diplomové práce:

Datum zadání diplomové práce: **16.01.2017** Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: _____

Podpis vedoucí(ho) práce

Podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

Podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomant bere na vědomí, že je povinen vypracovat diplomovou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v diplomové práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

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 26. 5. 2017

.....

Podpis

Poděkování

Tímto bych rád poděkoval vedoucímu práce panu **Prof. Ing. Jaroslavu Knápkovi, CSc.** za pomoc s realizací diplomové práce, cenné rady a připomínky hlavně v ekonomické oblasti a pomohl mi najít správný směr mé práce.

Dále bych rád poděkoval panu **Ing. Adamu Moravcovi**, který mi pomohl v technických částech práce a poskytl důležité informace v oblasti bioplynových stanic, jejich technologií a zemědělství.

Velký dík patří také mé manželce, synovi a rodině, kteří se mnou měli v průběhu mého studia bioplynových stanic, ale i při realizaci diplomové práce, strpení a po celou dobu mě podporovali.

Děkuji taktéž svým pracovním kolegům, kteří mě při plnění školních úkolů podporovali.

Dále všem ostatním, kteří se mnou byli v kontaktu při plnění práce a podporovali mě.

Anotace

Tato práce popisuje energetickou a ekonomickou efektivnost bioplynových stanic důrazem na využití kogenerace a efektivního využití tepla. Práce dále popisuje vznik bioplynu, technologie výroby bioplynu a postup při určování energetické a ekonomické efektivnosti. Cílem práce je provést návrh kogenerační jednotky. Součástí práce je také případová studie a analýza energetické a ekonomické efektivnosti z pohledu různých vstupních surovin a efektivnímu využití výstupní energie.

Abstract

This diploma thesis describes the energetic and economic efficiency of biogas stations with an emphasis on the use of cogeneration and the efficient use of heat. The thesis also describes biogas production, biogas production technology and the process of determining energy and economic efficiency. The aim of the thesis is to design a cogeneration unit. Part of the thesis is also a case study and analysis of energy and economic efficiency from the point of view of various input raw materials and efficient use of output energy.

Obsah

Obsah.....	1
1 Úvod	5
1.1 Bioplyn.....	6
1.1.1 Vznik bioplynu	6
2 Analýza současného stavu BPS v ČR a EU.....	8
2.1 Současný stav BPS v ČR	9
2.2 Současný stav BPS v EU	11
2.3 Výhled do budoucna výroby bioplynu.....	13
3 Technologické řešení BPS s ohledem na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla.....	15
3.1 Kombinovaná výroba elektřiny a tepla.....	15
3.1.1 Motorgenerátor kogenerační jednotky.....	16
3.1.2 Výroba tepla kogenerační jednotkou a její využití	16
3.1.3 Generátor s ORC turbínou	17
3.2 Odpadové bioplynové stanice	18
3.2.1 Suchá fermentace.....	19
3.2.2 Mokrý fermentace.....	21
3.3 Zemědělské bioplynové stanice	22
3.3.1 Suchá fermentace.....	23
3.3.2 Mokrý fermentace.....	24
4 Analýza energetické a ekonomické efektivity BPS s ohledem na různé možnosti využití tepla a různé vstupní suroviny	26
4.1 Energetická efektivity.....	26

4.2	Ekonomická efektivnost	27
4.2.1	Čistá současná hodnota NPV (Net Present Value)	27
4.2.2	Vnitřní výnosové procento IRR (Internal Rate of Return)	28
4.2.3	Doba návratnosti investice	28
4.2.4	Minimální cena za jednotku produkce	29
4.2.5	Diskontní sazba	29
4.3	Vliv vstupních surovin	30
4.4	Možnosti využití tepla	32
4.5	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla KVET	33
5	Dimenzování kogenerační jednotky	33
5.1	Podklady pro dimenzování kogenerační jednotky	34
5.1.1	Dodávka bioplynu	34
5.1.2	Zhodnocení vhodnosti kogenerace a potřeb tepla odběratele	34
5.1.3	Posouzení všech požadavků na tepelnou a elektrickou energii	35
5.1.4	Legislativní předpisy	38
5.2	Dimenzování kogenerační jednotky	39
5.2.1	Specifikace odběratele	39
5.2.2	Diagramy spotřeby	40
5.2.3	Denní digramy potřeby	41
5.2.4	Přehled spotřeby a potřeby	43
5.2.5	Výběr kogenerační jednotky	43
6	Případová studie BPS – dimenzování, analýza energetické a ekonomické efektivnosti	45
6.1	Popis bioplynové stanice	45

6.1.1	Zemědělská bioplynová stanice.....	45
6.1.1.1	Technické parametry a vstupní suroviny.....	45
6.1.1.2	Ekonomické parametry	46
6.1.1.2.1	Investiční náklady	46
6.1.1.2.2	Provozní náklady	47
6.1.1.2.3	Provozní výnos.....	47
6.1.2	Odpadová bioplynová stanice	48
6.1.2.1	Technické parametry a vstupní suroviny.....	48
6.1.2.2	Ekonomické parametry	49
6.1.2.2.1	Investiční náklady	49
6.1.2.2.2	Provozní náklady	50
6.1.2.2.3	Provozní výnos.....	50
6.2	Energetická efektivnost.....	51
6.2.1	Zemědělská bioplynová stanice.....	51
6.2.2	Odpadová bioplynová stanice	52
6.2.3	Porovnání	52
6.3	Ekonomická efektivnost	52
6.3.1	Zemědělská bioplynová stanice.....	53
6.3.1.1	Čistá současná hodnota NPV	53
6.3.1.2	Vnitřní výnosové procento IRR.....	53
6.3.1.3	Doba návratnosti investice.....	53
6.3.2	Odpadová bioplynová stanice	54
6.3.2.1	Čistá současná hodnota NPV	54
6.3.2.2	Vnitřní výnosové procento IRR.....	55

6.3.2.3	Doba návratnosti investice	55
6.3.3	Porovnání	55
7	Závěr	57
8	Použitá literatura a zdroje.....	58
	Seznam zkratk.....	60
	Seznam obrázků	61
	Seznam tabulek	62
	Seznam grafů	63
9	Přílohy.....	64
9.1	Podíl BPS různých typů v ČR	64
9.2	Technické parametry a cenová nabídka nákladů na servis	66

1 Úvod

Výroba elektrické energie v posledních letech prošla různými změnami a rozvojem hlavně v oblasti obnovitelných zdrojů energie. Většina zemí proto zvyšuje podporu těchto zdrojů, aby se snížila spotřeba fosilních paliv a zároveň se vyvinula efektivní metoda výroby elektrické energie. Dalším důležitým parametrem jsou emise oxidu uhličitého CO₂, které se snaží jednotlivé státy svou podporou a legislativními předpisy neustále snižovat.

Díky podpoře výroby z těchto zdrojů energie se jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů energie rozvíjí a účinnost výroby energie se postupně zvyšuje. Mezi obnovitelné zdroje energie pak patří zejména sluneční, vodní, větrná a geotermální energie a dále biopaliva.

V této práci bude přiblížena problematika a výroba energie v bioplynových stanicích s kogenerační jednotkou. Podíl elektrické energie pocházející z bioplynu bioplynových stanic se v současnosti pohybuje přes 3 % pro ČR. Pro EU je pak tento podíl ještě vyšší. Celkově se pak mezi obnovitelnými zdroji energie podílí výroba z bioplynu přibližně na čtvrtině vyrobené elektrické energie. [7]

Kromě podpory výroby elektrické energie je podpora vedena i ke kombinované výrobě elektřiny a tepla v kogeneračních jednotkách, které bioplynové stanice ve velkém množství využívají. Další podpora je pak vedena ke zpracování biologicky rozložitelných odpadů v těchto stanicích, což mimo jiné vede i ke snižování volného metanu v ovzduší, který přispívá na tvorbě skleníkového efektu.

Cílem práce je provést popis bioplynu a jeho vznik, kterým se zabývá první kapitola této práce. V další kapitole je pak analyzován současný stav v ČR a EU v oblasti bioplynových stanic a výhled do budoucna výrobou energie tímto způsobem. Ve třetí kapitole je dále popis technologických řešení výroby v bioplynových stanicích pro různé vstupní suroviny s ohledem na kogeneraci. Čtvrtá kapitola popisuje parametry hodnotící energetickou a ekonomickou efektivnost, které budou využity v dalších kapitolách práce. Pátá kapitola pak popisuje postup a pravidla při návrhu kogenerační jednotky pro různé druhy provozu. Poslední kapitola pak obnáší případovou studii, ve které pro různé vstupní suroviny bude vyhotovena energetická i ekonomická efektivita procesu, což je také hlavním cílem této práce.

1.1 Bioplyn

Bioplyn je směs plynů, které se skládají hlavně z metanu CH_4 a oxidu uhličitého CO_2 . Podle způsobu vzniku však obsahuje i další látky. Tab. 1 ukazuje obecný příklad složení bioplynu [1]:

Tab. 1 – Příklad složení bioplynu [1]

Metan	40-75 %
Oxid uhličitý	25-55 %
Vodní pára	0-10 %
Dusík	0-5 %
Kyslík	0-2 %
Vodík	0-1 %
Čpavek	0-1 %
Sulfan	0-1 %

Z energetického hlediska je využitelný metan a vodík. Například čpavek a sirovodík je nutné před energetickým zpracováním z bioplynu odstranit, neboť působí agresivně na strojní zařízení, a tím způsobuje rychlejší degradaci. V Tab. 2 je orientační srovnání složení bioplynu ze tří různých druhů biomasy včetně jejich výhřevnosti, která platí pro stav 15°C , 101325 kPa [1].

Tab. 2 – Orientační složení bioplynu ze tří různých druhů biomasy [1]

Parametr	Bioplyn jímaný ze skládky odpadů	Bioplyn z ČOV	Bioplyn z prasečí kejdy
Výhřevnost (MJ/m^3)	16,9	21,1	24
H_2 (%)	1	1	-
CO (%)	1	-	-
O_2 (%)	3	-	-
N_2 (%)	-	-	-
NH_3 (mg/m^3)	-	-	40
CO_2 (%)	46	38	31
CH_4 (%)	49	61	69
H_2S (mg/m^3)	350	1000	2300

Z tabulky je zřejmé, že výhřevnost, a tím i energetická výtěžnost záleží hlavně na podílu metanu CH_4 v bioplynu. Srovnáním podílů metanu a výhřevností v tabulce je vidět, že se vzrůstajícím procentuálním podílem metanu roste i výhřevnost.

1.1.1 Vznik bioplynu

Bioplyn může vzniknout anaerobní fermentací neboli anaerobní digescí, oba názvy popisují totožný proces. V dalším popisu budeme používat název anaerobní fermentace.

Anaerobní fermentace je biologický proces rozkladu organické hmoty, který probíhá za nepřístupu vzduchu (anaerobní je proces, při kterém není přítomen vzdušný kyslík). Přirozeně tento proces probíhá v bažinách, na dně jezer nebo na skládkách komunálního odpadu a to tak, že směsná kultura mikroorganismů v několika krocích rozkládá organickou hmotu. To co vyprodukuje jedna skupina je substrátem pro další skupinu. Celý proces lze rozdělit do 4 hlavních fází [1]:

1. Hydrolyza – pomocí extracelulárních enzymů dochází mimo buňky k hydrolytickému štěpení makromolekulárních látek na jednodušší sloučeniny, hlavně mastné kyseliny a alkoholy. Při tomto procesu se uvolňuje vodík (H_2) a oxid uhličitý (CO_2).
2. Acidogeneze – jedná se o další štěpení v předchozím kroku hydrolyzovaných látek za přítomnosti acidogenních bakterií na jednoduché organické kyseliny a alkoholy. Přitom vzniká acetát a vodík, které jsou přímo využity metanogenními bakteriemi. Mezi další produkty pak patří amoniak, sulfan, CO_2 a další vedlejší produkty.
3. Acetogeneze – za produkce kyseliny octové dochází k dalšímu rozkladu kyselin a alkoholů.
4. Methanogeneze – závěrečný krok anaerobního rozkladu, při němž z kyseliny octové, vodíku (H_2) a oxidu uhličitého (CO_2) vzniká metan CH_4 . Je to způsobeno methanogenními bakteriemi, které jsou podobné nejstarším organismům na Zemi a jsou to striktně anaerobní organismy. Tyto organismy jsou náchylné na náhlé změny teplot, pH, oxidačního potenciálu a na další inhibiční vlivy.

Anaerobní procesy se z hlediska reakčních teplot rozdělují na [1]:

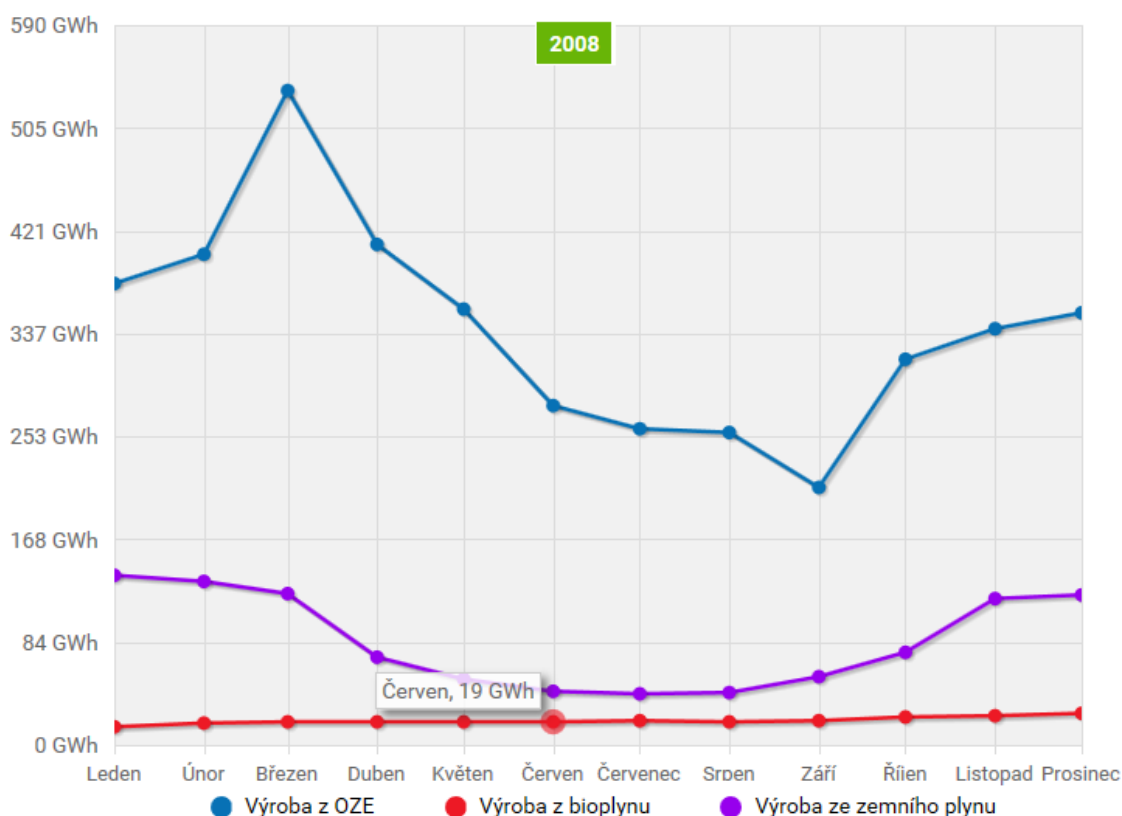
1. Psychrofilní – teploty v rozmezí $5^{\circ}C - 30^{\circ}C$
2. Mezofilní – teploty v rozmezí $30^{\circ}C - 40^{\circ}C$
3. Termofilní – teploty v rozmezí $45^{\circ}C - 60^{\circ}C$
4. Extrémně termofilní – teploty nad $60^{\circ}C$

Výhodou procesů prováděných za vyšších teplot je hlavně vyšší účinnost hygienizace materiálu. To je výhodou hlavně při fermentaci s hygienicky závadným materiálem. Zároveň je termofilní mikroflóra schopna degradovat více proteinů než mezofilní mikroflóra. K tomu je až dvojnásobně tolerantní k volnému amoniaku. Na druhou stranu je při termofilních procesech menší stabilita procesu, zmenšená odvodňovací schopnost fermentovaného materiálu a vyšší tepelné ztráty. Při porovnání se zjistilo, že u termofilních procesů se vyprodukuje více bioplynu než u mezofilních procesů, avšak s nižší celkovou produkcí metanu. Nejběžněji se proto v současnosti používají procesy mezofilní při teplotě přibližně $38^{\circ}C$. Hlavní produktem anaerobní fermentace organické hmoty je bioplyn. Jedná se o bezbarvý plyn, který obsahuje cca 60 % metanu a 40 % oxidu

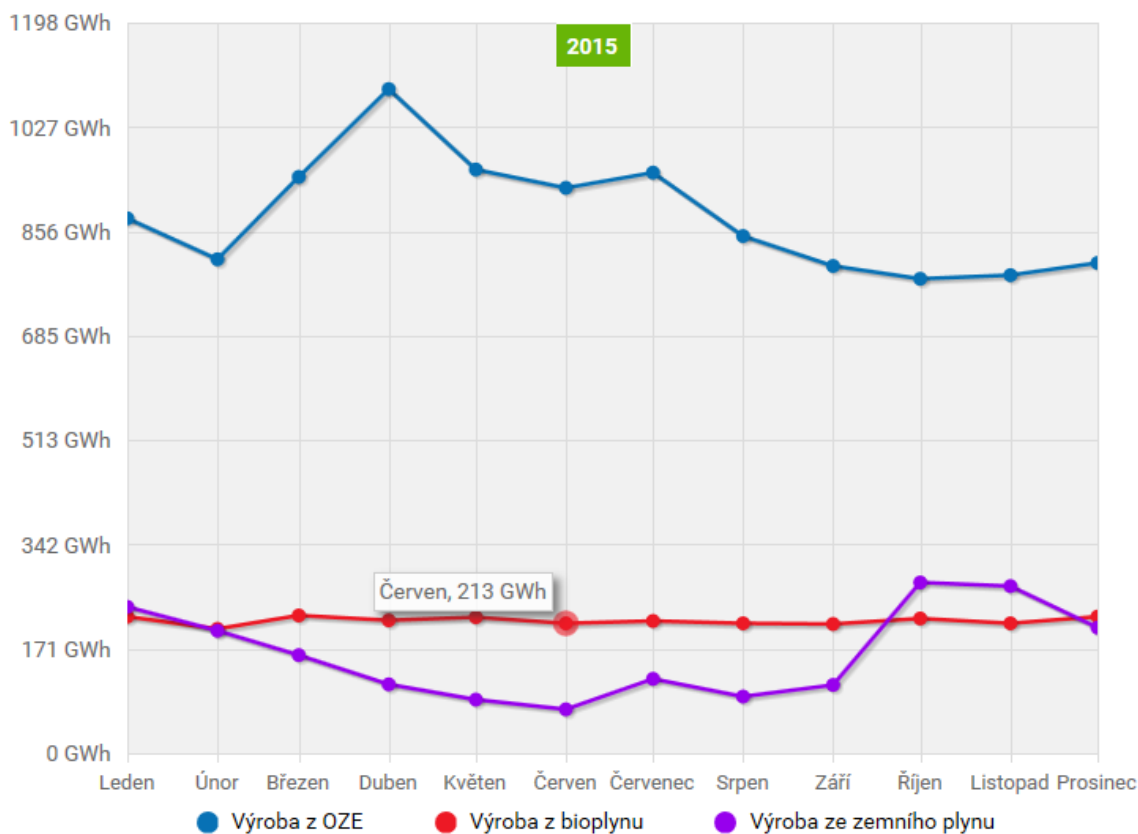
uhlíčitého, což závisí hlavně na typu fermentované biomasy. Dále však může obsahovat stopové množství N_2 , H_2S , NH_3 , H_2O , etanu a nižších uhlovodíků, které záleží hlavně na druhu fermentovaného materiálu. Vedlejším produktem je stabilizovaný anaerobní materiál, takzvaný fermentační zbytek neboli digestát, který je lze použít jako hnojivo pro půdu, na které vypěstujeme další plodiny [1].

2 Analýza současného stavu BPS v ČR a EU

V roce 2008 se v ČR vyrobilo z bioplynu průměrně každý měsíc 19 GWh, viz Obr. 1. Další roky tato produkce začala v ČR stoupat až do současnosti, kdy se vyprodukuje v bioplynových stanicích průměrně 213 GWh měsíčně, viz Obr. 2. V porovnání roků 2008 a 2015 se v současnosti vyrobí přibližně 10x více než v roce 2008. Je nutné proto tento zdroj energie brát v potaz, neboť se celkově podílí přibližně 25 % na výrobě z obnovitelných zdrojů energie. Tento rozmach způsobily i mimo jiné dotace, které výrazně zlevňují drahou výstavbu a provoz bioplynových stanic. Tento trend je mimo jiné také dán směrnicemi evropské unie a každý rok jsou zvyšovány nároky na výrobu z obnovitelných zdrojů a zvyšování jejich podílu na vyprodukované celkové energii. V současné době se výstavba bioplynových stanic pozastavila a v roce 2016 přibyla pouze jedna bioplynová stanice [7].



Obr. 1 – Výroba elektrické energie z bioplynových stanic za rok 2008 a porovnání s OZE [7]



Obr. 2 – Výroba elektrické energie z bioplynových stanic za rok 2015 a porovnání s OZE [7]

2.1 Současný stav BPS v ČR

K 31. 12. 2016 je v ČR podle informací z české bioplynové asociace celkem 508 bioplynových stanic různých technologií. Celkový počet a rozložení je na Obr. 3. Detailní rozložení jednotlivých druhů bioplynových stanic je na obrázcích v příloze v kapitole 9.1. Na Obr. 3 jsou bioplynové stanice rozděleny podle technologie do několika skupin [7]:

1. Komunální – biomasou je biologicky rozložitelný komunální odpad.
2. Průmyslové – biomasou jsou průmyslové biologicky rozložitelné odpady z fabriky.
3. Zemědělské – biomasou je fytomasa, prasečí kejda či hnůj.
4. Skládkový bioplyn – biomasou je skládka smíšeného odpadu.
5. Čistírna odpadních vod – bioplyn vzniká při zpracování vody v ČOV.



Obr. 3 – Celkový stav bioplynových stanic v ČR k 31. 12. 2015 [7]

Za rok 2015 se v ČR vyrobilo celkem 83 888,3 GWh elektrické energie všemi výrobními zdroji. Z této vyrobené energie se podílí bioplynové stanice přibližně 2 614 GWh se svým instalovaným celkovým výkonem 358MW. Dále bylo dodáno pomocí bioplynových stanic 2 336 434 GJ užitečného tepla. Bioplynové stanice se svou výrobou elektrické energie podílí přibližně 25 % v celkově vyprodukované elektrické energii obnovitelnými zdroji, která v roce 2015 činila 9 422 950 MWh. V Tab. 3 je rozepsána výroba elektřiny a tepla ze skládkového plynu, kalového plynu a ostatním bioplymem, jako jsou například zemědělské bioplynové stanice. Celkově to vychází, že se kalový a skládkový plyn podílí každý 4 % a zbylých 92 % je vyrobeno z ostatního plynu [8].

Tab. 3 – Výroba elektřiny a tepla ze skládkového plynu [8]

	Výroba elektřiny (MWh)	Dodávka užitečného tepla (GJ)
Výroba z bioplynu	2 614 188,20	2 336 434,20
Skládkový plyn	104 476,60	141 002,60
Kalový plyn (ČOV)	93 275,40	200 842,10
Ostatní bioplyn	2 416 436,20	1 994 589,60

Nevětší instalovaný výkon má v současné době čistírna odpadních vod v Praze s celkovým instalovaným elektrickým výkonem 5 402 kW a instalovaným tepelným výkonem 7 650 kW. Další bioplynovou stanicí s velkým instalovaným výkonem je zemědělská stanice Králíky u Hradce Králové s instalovaným tepelným i elektrickým výkonem přibližně 3 800 kW. V ČR je pak dále mnoho stanic

s menším instalovaným výkonem, což je podmíněno typem použití bioplynové stanice a způsobu financování, neboť jsou dotace a ceny výkupu elektřiny podmíněny velikostí instalovaného výkonu. Několik bioplynových stanic nemá kupříkladu žádný instalovaný výkon a bioplyn dále zpracovává jiným způsobem. Bioplyn může stanice čistit a vytvořit tím biometan, který lze použít pro automobily jako CNG palivo, nebo lze plyn využít jiným vhodným způsobem, například dodávkou do soustavy zemního plynu. [7]

2.2 *Současný stav BPS v EU*

Všechny dílčí bioplynové asociace v Evropě, viz Obr. 4, sdružuje evropská bioplynová asociace, která sjednocuje všechny dílčí cíle a snaží se je prosadit jako zástupce většího celku například před poslanci Evropské unie. V Evropské unii se nachází 17 240 bioplynových stanic, což je spočítáno ke konci roku 2014, kdy vyšla zatím poslední zpráva o celkovém stavu v evropské unii. Další bioplynové stanice byly od tohoto data vystaveny, takže lze počítat s větším celkovým počtem. Počet stanic ukazuje na poměrně vysoký nárůst počtu bioplynových stanic a jen ve srovnání s rokem 2013 je zvýšený počet o celých 18 %. Dále se ve srovnání s rokem 2013 zvýšil počet výroby biometanu, díky zvětšení počtu těchto stanic o 23 % na 367 stanic. Tento růst však nebyl rovnoměrný ve všech státech. Některé státy jako Česká republika, Rakousko, Maďarsko a další, neměly skoro žádný přírůstek nových stanic. Na druhé straně ve Velké Británii se počet bioplynových stanic takřka zdvojnásobil. Další velký nárůst bioplynových stanic zaznamenala například Francie, Belgie a další. Celková produkce pak činila 63,3 TWh, toto množství by stačilo na chod až 14,6 milionu domácností. Co se týče výroby biometanu, tak jeho produkce stabilně roste, nejvíce tomu bylo v Německu a pak Švédsku. Ve Švédsku navíc využijí 78 % celkové produkce jako CNG palivo pro více než 50 000 motorových vozidel [4].



Obr. 4 – 25 zemí, které sdružuje evropská bioplynová asociace [9]

V současnosti je, podle několika zpráv z různých zemí Evropské unie, plán na zvýšení počtu stanic do roku 2020 – 2030, zejména Švýcarsko, Polsko, Velká Británie, Francie, Finsko a další.

Například Polsko postupuje k dosažení 1 GW kapacity výroby elektřiny z bioplynu a to do roku 2025. Navýšením kapacity by se vyrovnali kapacitě současné Velké Británie, nebo Francie, přičemž by takové navýšení znamenalo výstavbu až 800 nových bioplynových stanic. V současné době je v Polsku 301 bioplynových stanic, takže toto rozšíření by bylo více jak dvojnásobné proti současnému stavu. Polsko tedy plánuje v blízké budoucnosti velké rozšiřování, a to hlavně v oblasti zemědělských bioplynových stanic [4].

Další zemí, která plánuje rozšíření výkonu a výrobu bioplynu je Švýcarsko, která plánuje do roku 2025 zdvojnásobit svou výrobní kapacitu ze současných 4 300 TJ na 8 000 TJ vyrobené energie. Vyrobená energie se v současnosti rozděluje 1040 TJ na elektrickou energii, 1220 TJ na přímé vytápění a 690 TJ na přeměnu na biometan, který je vtlačěn do rozvodné soustavy zemního plynu. Zbylá energie je ztracená z důvodu nedokonalé technologie, která se plánuje v budoucích letech vylepšovat, aby nedocházelo k tak velkým ztrátám, jako je v tomto případě přes 26 % ztracené energie [4].

Zemí, která v minulých letech ve směru bioplynových stanic poměrně hodně expandovala, je Velká Británie, která podle Britské bioplynové asociace, plánuje dosažení až čtyřnásobku původního počtu bioplynových stanic a to do roku 2021. V případě udělení podpory ve výši 1,15 bilionu liber pak Británie plánuje vystavení až 140 nových bioplynových stanic. Odhad navýšení však Britská bioplynová asociace předpověděla podle minulého roku, kdy počet instalací vzrostl z 10 stanic na 40. V případě podpory pak nebude pochyb o dalším nárůstu stanic, a tím i instalovaného výkonu [4].

Další zemí, která má v plánu podporovat výrobu bioplynu je Finsko, které usiluje o vyřazení uhlí z energetického průmyslu a zastavení produkce uhlí do roku 2030. Chce toho dosáhnout například podporou zdrojů na bázi odpadů, tím by mohla přesáhnout hranici 50 % vyrobené energie z obnovitelných zdrojů energie. Investiční podpora bude hlavně pro instalaci moderních efektivních technologií na využití komunálních, průmyslových nebo zemědělských odpadů. Finská vláda navíc hodlá prozatím do roku 2018 podporovat kombinovanou výrobu elektřiny, tepla a využití produktů z lesnictví jako je například podpora výroby ze štěpky. Zároveň bude ve Finsku dále podporován biometan jako palivo pro automobily a budou prováděny kroky ke zvyšování jejich počtu [4].

Organizace, která se snaží udržet výhody pro trh s bioplynem a jedná s Evropskou unií je Evropská bioplynová asociace, zkráceně EBA. Ta například podle svého posledního vyjádření požaduje celoevropská udržitelná pravidla pro energii z bioplynu využívanou k výrobě elektřiny a

tepla, takovým způsobem, že bude podpořen trh s bioplynem. Evropská bioplynová asociace uvedla, že na jednu stranu neexistence celoevropské politiky umožňuje flexibilitu jednotlivým státům, ale mezistátní obchod tím trpí. Asociace se snaží prosadit svoz biologicky rozložitelného odpadu z domácností a podniků a tím zvýšit míru recyklace odpadu a zvýšení výrobního materiálu pro bioplynové stanice. Dále prosazuje, aby do roku 2030 byl biometan dostupný na všech čerpacích stanicích v Evropě, a to ve své čisté formě nebo smíšená se zemním plynem. Mimo jiné se asociace snaží nabádat k vylepšování technologie bioplynových stanic a vstupních substrátů, které by vedly ke zvýšení produkce bioplynu. Evropská komise momentálně aktualizuje cíle pro bioenergie po roce 2020 a aktuálně přijímá návrhy ke konzultaci. Nová pravidla by se však neměla týkat malých bioplynových stanic s výkonem do 500 kW včetně, neboť by to neúnosně byrokraticky zatěžovalo provozovatele [9].

2.3 *Výhled do budoucna výroby bioplynu*

V minulých letech se ve velké míře rozvíjela výroba bioplynu z cíleně pěstovaných plodin například z kukuřice, řepy atd. Problém této výroby bioplynu je velké množství plochy potřebné z vypěstování dostatečného množství suroviny a zároveň opotřebení půdy pěstováním jedné suroviny s vysokou výtěžností, například kukuřice. Zároveň by měla být půda z důvodu regenerace zůstat ladem jednou za několik let. Existují také speciálně vyšlechtěné odrůdy kukuřice určené pro zpracování na výrobu bioplynu. Například výrobce Dekalb nabízí zrno kukuřice s typovým názvem DKC 5717, které je určeno přímo pro zpracování na výrobu bioplynu. V následujícím odstavci je modelový případ, ve kterém je vypočtena energie získaná z jednoho hektaru kukuřičného pole. Pro modelový výpočet výtěžnosti z 1 ha pole je nutné vzít v úvahu jisté rozmezí výtěžností a dalších parametrů, protože ta se bude při každé sklizni lišit. [10]

Vstupní hodnoty modelového případu:

- $P_{el} = 500 \text{ kW}$ – elektrický výkon kogenerační jednotky [11]
- $P_{teplo} = 566 \text{ kW}$ – tepelný výkon kogenerační jednotky [11]
- $P_{paliva} = 1193 \text{ kW}$ – příkon v palivu [11]
- $t = 8\,000 \text{ hodin}$ – využití plného výkonu kogenerační jednotky ročně
- $H = 6,3 \text{ kWh/m}^3$ – energetický obsah bioplynu v kWh na m^3
- $V_{tuna} = 190 \text{ m}^3$ – výtěžnost bioplynu z tuny kukuřice při 60 % obsahu metanu
- $m = (40 - 80) \text{ tun}$ kukuřice z 1 ha pole

$$\text{Elektrická účinnost: } \eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_{paliva}} \cdot 100 = \frac{500}{1193} \cdot 100 = 41,9 \% \quad \{1\}$$

$$\text{Tepelná účinnost: } \eta_{teplo} = \frac{P_{teplo}}{P_{paliva}} \cdot 100 = \frac{566}{1193} \cdot 100 = 47,4 \% \quad \{2\}$$

$$\text{Celková účinnost KGJ: } \eta_{celková} = \eta_{el} + \eta_{teplo} = 41,9 + 47,4 = 89,3 \% \quad \{3\}$$

$$\text{Spotřeba bioplynu za rok: } V_{rok} = \frac{t \cdot P_{paliva}}{H} = \frac{8000 \cdot 1193}{6,3} = 1514920,6 \text{ m}^3 \quad \{4\}$$

$$\text{Spotřeba kukuřice za rok: } m_{rok} = \frac{V_{rok}}{V_{tuna}} = \frac{1514920,6}{190} = 7973,3 \text{ t} \quad \{5\}$$

$$\begin{aligned} \text{Úroda 40 tun (zelené hmoty)} \\ \text{na hektaru pole: } S_{40 t} = \frac{m_{rok}}{40} = \frac{7973,3}{40} = 199,3 \text{ ha} \end{aligned} \quad \{6\}$$

$$\text{Úroda 80 tun na hektaru pole: } S_{80 t} = \frac{m_{rok}}{80} = \frac{7973,3}{80} = 99,7 \text{ ha} \quad \{7\}$$

V modelovém případě je uvažována bioplynová stanice s kogenerační jednotkou o elektrickém výkonu 500 kW a tepelném výkonu 566 kW. Celková účinnost kogenerační jednotky s příkonem v palivu 1193 kW je pak 89,3 %. V běžném provozu je kogenerační jednotka spuštěna 8000 hodin ročně a zbývajících 760 hodin v roce je využito k servisním a jiným odstávkám. S předpokladem energetického obsahu vypěstované kukuřice 6,3 kWh v 1 m³ je potřeba do kogenerační jednotky dodávat 1 514 920,6 m³ bioplynu. S ohledem na 60 % metanu ve vyrobeném bioplynu činí celková spotřeba kukuřice 7 973,3 tuny. Na hektaru pole lze teoreticky vypěstovat (40 – 80) tun kukuřice. Za jeden rok je tedy třeba vypěstovat kukuřici zabírající (100 – 200) hektarů pole.

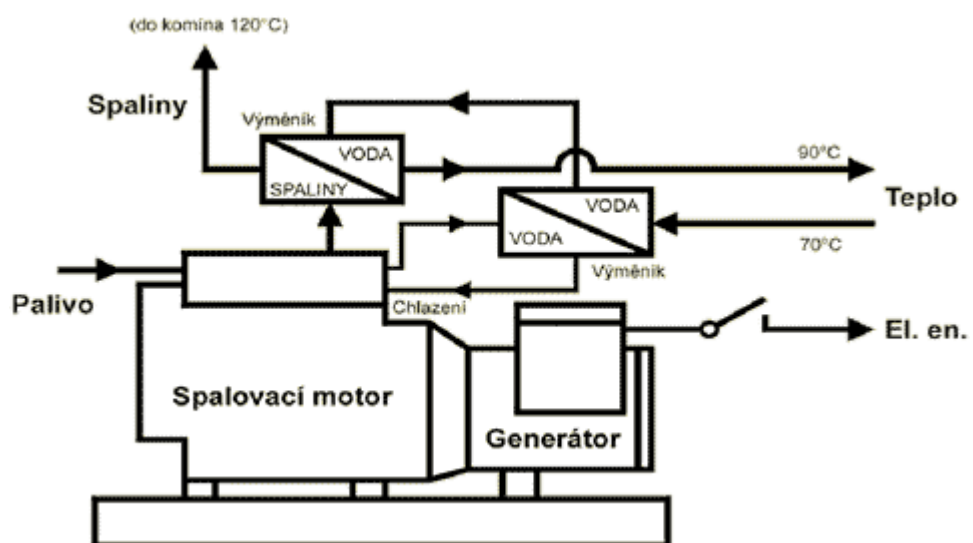
Celková zemědělská plocha pro provoz stanice, kterou vyrábí bioplyn z cíleně pěstovaných surovin je značně velká. Pokud by se rozrůstala výroba bioplynu hlavně z cíleně pěstovaných plodin, mělo by to za následek velkou opotřebovanost zemědělských ploch pěstováním jedné a té samé plodiny. Nastávají však i další problémy jako eroze, redukce biodiverzity, přemnožení divokých prasat a další. Podpora výroby bioplynu z cíleně pěstovaných plodin se momentálně tedy přesouvá k podpoře výroby bioplynu z odpadních surovin. Jednotlivé státy tedy postupně mění politiku podpory a snaží se podpořit investory a provozovatele bioplynových stanic na zpracování odpadních biologicky rozložitelných látek. Zároveň je vedena podpora ke kombinované výrobě elektřiny a tepla, a tím co největší využití vyrobené energie.

3 Technologické řešení BPS s ohledem na kombinovanou výrobu elektřiny a tepla

Technologické řešení bioplynových stanic se dají rozdělit podle nejrůznějších kritérií. Základní rozdělení je podle vstupní suroviny na odpadovou a zemědělskou. Podle technologie použité fermentace pak rozděluje bioplynové stanice se suchou, nebo mokrou fermentací. Výstupem z bioplynové stanice je bioplyn, který lze dále zpracovávat různými způsoby. Nejčastějším způsobem je využití kogenerační jednotky k vytvoření elektrické a tepelné energie, nebo úprava bioplynu na biometan a jeho následné využití jako zemní plyn. Výstupní bioplyn lze zpracovávat různými způsoby, a proto v kapitole 3.2 a 3.3 uvažujeme jako výstupní surovinu z bioplynové stanice pouze bioplyn a fermentační zbytek. V následující kapitole (3.1) bude popsána kombinovaná výroba elektřiny a tepla, která je při zpracování bioplynu společná bez ohledu jaký druh fermentace využijeme.

3.1 *Kombinovaná výroba elektřiny a tepla*

Kombinovanou výrobu elektřiny a tepla zajišťuje v bioplynové stanici kogenerační jednotka. Běžně se v bioplynových stanicích instalují kogenerační jednotky. Vyroběný bioplyn se hned po výrobě čistí a upravuje a následně zpracovává v těchto kogeneračních jednotkách. Jedná se o zařízení obsahující spalovací motor, generátor, soustavu tepelných výměníků a řídicí systém [1]. Schéma kogenerační jednotky je na Obr. 5. Bioplyn se pomocí spalovacího motoru spálí, tím se vytvoří točivý moment na hřídeli, na níž je připojen elektrický generátor a vytvoří se elektrická energie. Současně vytvořené spaliny a teplo vytvořené spalovacím motorem lze využít k výrobě tepla. Spaliny vytvářené spalováním bioplynu jsou vyvedeny do sofistikovaného systému výměníků spaliny/voda.



Obr. 5 – Kogenerační jednotka s pístovým spalovacím motorem [1]

Vytvořeným odpadním teplem lze pak vytápět biomasu ve fermentorech, další prostory bioplynové stanice a prostory mimo stanici. Umístění bioplynové stanice dále rozhoduje o možnostech využití tepla, neboť teplo lze dodávat jen na malé vzdálenosti. V případě dobré polohy stanice, kde je v blízkosti odběratel elektřiny a tepla, je pak bioplynová stanice výdělečná a energetické zhodnocení bioplynu je větší. Pokud není v okolí odběratel tepla, je energeticky efektivní využít vzdálené kogenerace, kdy je kogenerační jednotka umístěna několik kilometrů daleko od bioplynové stanice, avšak v přímé blízkosti odběratele tepelné energie. Tento způsob je však investičně náročnější z důvodu vystavení plynovodu ke kogenerační jednotce, nákladům na odhlučnění kogenerační jednotky a vybavením menší kogenerační jednotky na vlastní spotřebu v místě bioplynové stanice. V nynější době je podpora výroby bioplynu právě vedena směrem ke kombinované výrobě elektřiny a tepla a hlavně efektivnímu využití odpadního tepla. Výhodou kogenerační jednotky je vysoká účinnost zpracování energie okolo 90 % za předpokladu využití tepla.

3.1.1 Motorgenerátor kogenerační jednotky

Motorgenerátor je hlavní část kogenerační jednotky, která se skládá z plynového motoru a elektrického generátoru. Plynový motor může být vznětový nebo zážehový, přičemž každý má své výhody i nevýhody. Vznětový motor má větší počáteční investiční náklady, avšak delší životnost a při spalování je nutné přidávat k bioplynu naftu nebo topný olej z důvodu mazání. Zážehový motor má naopak nižší investiční náklady, ale často má nižší životnost než vznětové spalovací motory. Protože je směs v zážehových motorech zapalována jiskrou, je možné spalovat pouze samotný bioplyn. Nedá se tedy určit, který z typů motorů je vhodnější a vždy záleží na konkrétním projektu při výběru vhodného typu. Spálením bioplynu vznikne točivý moment, který předá svou energii přes řemenici k elektrickému generátoru, který točivý moment přemění na energii elektrickou. Používají se synchronní a asynchronní generátory, přičemž asynchronní generátory jsou používány jen pro nižší výkon. Například společnost TES Vsetín s.r.o. nabízí asynchronní generátory s kotvou nakrátko o výkonech od 100 kW do 1 500 kW. Synchronní generátory s vyniklými póly pak nabízejí výkony až 30 000 kW, naopak zase nabízí menší rozsah pracovních otáček. [12] Konkrétní volba generátoru tedy opět závisí na konkrétním projektu. Při správné konfiguraci motoru a generátoru lze dosahovat vyšších účinností.

3.1.2 Výroba tepla kogenerační jednotkou a její využití

Při spalování bioplynu spalovacím motorem vzniká tepelná energie, kterou je možné využít pro zvýšení energetické efektivnosti bioplynu. Kogenerační jednotka obsahuje soustavu výměníků a chladících okruhů motoru. Vyfukované spaliny o vysoké teplotě prochází přes výměník spaliny/voda, kde se voda ohřeje na požadovanou teplotu, která je už dopravována směrem k odběrateli.

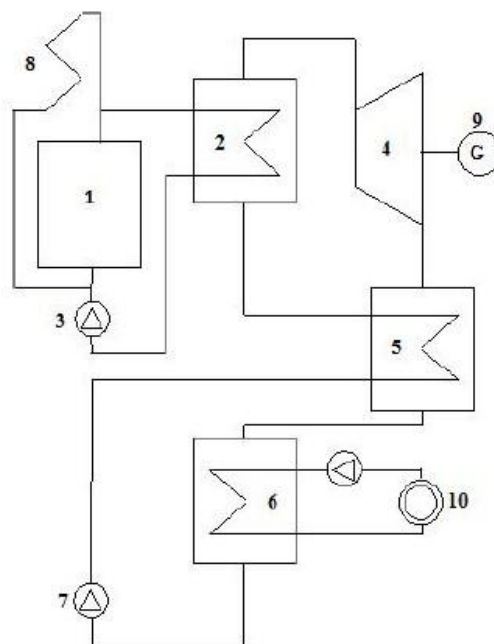
Voda, která se v okruhu vrací od odběratele je přehřívána výměníkem voda/voda, a tím se současně provádí chlazení spalovacího motoru, viz Obr. 5. V každém projektu je využitelná jiná velikost tepla a tak opět záleží na konkrétním projektu pro výpočet výměníků. Vyrobené teplo je využito již v bioplynové stanici na ohřev fermentovaného materiálu. V případě bioplynových stanic zpracovávající různé odpady je zde použito ohřevu k hygienizaci biomasy. A v některých technologiích k přehřevu biomasy před fermentací. Vyrobené teplo však využije bioplynová stanice jen z malé části a tak je vhodné zbývající tepelnou energii vhodně využít u odběratele v blízkosti instalace kogenerační jednotky, nebo pro vlastní účely (v případě spojení průmyslové výroby s výrobou bioplynu v rámci jednoho podniku). Využití tepla pak rozhoduje o energetickém zhodnocení vyrobeného bioplynu.

3.1.3 Generátor s ORC turbínou

Organický Rankinův cyklus zkráceně ORC je modifikace elektrárenského Rankine – Clausiova cyklu. Hlavním rozdílem je typ pracovního média, kterým není vodní pára jako u tepelných elektráren. Pracovní médium je organická kapalina (silikonový olej, chladivo, atd.) s nižší teplotou vypařování při stejných pracovních tlacích. Schéma ORC je na Obr. 6.

- při spalování bioplynu v kogenerační jednotce je vytvářena tepelná energie
- tepelná energie je cirkulována skrze parní generátor, kde předá teplo organické kapalině
- vypařující se organická kapalina je vedena k turbíně, kde expanduje, a přitom dochází k výrobě elektrické energie
- následně je pára dopravena k regeneračnímu ohřevu, kde předá část tepla k dalšímu oběhu
- nakonec dochází ke kondenzaci organické kapaliny, přičemž je kondenzační teplo dodáváno konečnému spotřebiteli
- jedná se o uzavřený proces, a tak je zkondenzovaná kapalina dopravena čerpána zpět do kotle k dalšímu ohřevu a následnému vytvoření páry

V praxi je v bioplynových stanicích využíván ORC jako velmi účinný výměník. ORC lze instalovat přímo za kogenerační jednotku a ohřev lze provádět pomocí spalin, nebo horké vody. Spalinové ORC jsou proti horkovodním ORC složitější a propracovanější, avšak nabízejí mnohem širší využití. Spalinové ORC mohou zvýšit výrobu elektrické energie až o 10%. Navíc je možné při vstupním výkonu $900 \text{ kW}_{\text{tep}}$ spalin dostávat asi $700 \text{ kW}_{\text{tep}}$ v teplé vodě o teplotě $55 \text{ }^\circ\text{C}$. Obecně dosahují ORC systémy účinnosti okolo 80 % a dosahují vysoké životnosti turbíny a ostatních komponent, díky nekorozivním vlastnostem organického média. [3]



Obr. 6 – Schéma ORC, 1 – zdroj tepelné energie, 2 – parní generátor, 3 – cirkulační čerpadlo, 4 – turbína, 5 – regenerátor, 6 – kondenzátor, 7 – čerpadlo organické kapaliny, 8 – nouzové chlazení primárního okruhu, 9 – generátor, 10 – odběratel tepla [3]

3.2 *Odpadové bioplynové stanice*

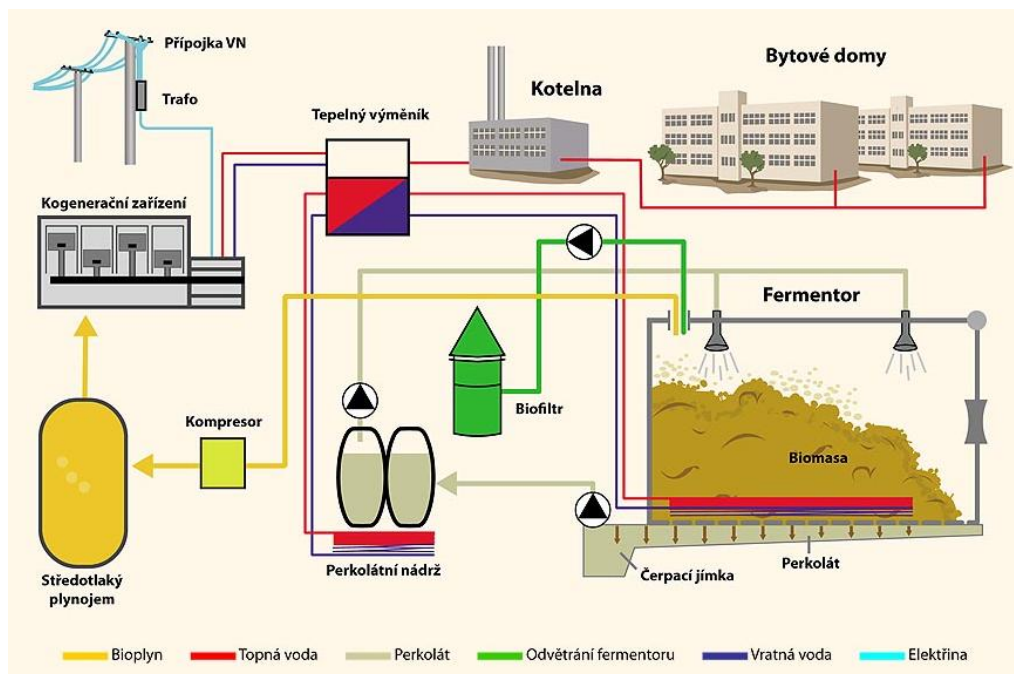
Odpadové bioplynové stanice jsou určeny ke zpracování biologicky rozložitelných odpadů, jako je například komunální biologicky rozložitelný odpad, odpad z potravinářského průmyslu, prošlé potraviny, zemědělské odpady, kaly z čistírny odpadních vod a jiné. Vstupní materiál je značně nesourodý s obsahem nečistot a choroboplodných zárodků. Právě z toho důvodu je třeba vstupní biomasu hygienizovat pomocí hygienizační linky, například ohřevem na stanovenou teplotu. Celý proces je nutné vhodně řídit, aby nedocházelo k výrobním výpadům a bioplyn stanice vytvářela v konstantní míře. Výstupem z takové bioplynové stanice je bioplyn s obsahem metanu, jehož podíl v plynu závisí na použité vstupní surovině, a digestát, který pak lze použít jako hnojivo pro zemědělce a zahrádkáře. Z důvodu možného zápachu vstupní suroviny bývá často tento typ bioplynové stanice vybudován mimo v klidnějších lokalitách mimo zástavbu [5].

Výhodou odpadových bioplynových stanic je ekologické zpracování odpadních látek. Na skládkách, nebo v kompostárnách dochází k samovolnému rozkladu odpadu a tím uvolňování metanu, který negativně přispívá ke tvorbě skleníkového efektu a oteplování planety. Odpadové bioplynové stanice tento jev eliminují a zároveň lze využít bioplyn k dalšímu zpracování.

Nevýhodou je fakt, že neexistuje trh s biologicky rozložitelným odpadem a může nastat problém s dodávkou odpadní biomasy. Další nevýhodou může být nesourodost vstupního materiálu.

3.2.1 Suchá fermentace

Suchou fermentací se myslí proces fermentace biomasy, u kterého je po celou dobu udržována surovina v suchém stavu a nedojde při rozkladu suroviny k jejímu zkapalnění, což je proces, který je v průběhu rozkladu látek běžný. Tento typ fermentace je tedy vhodný pro odpadní materiály s vyšší sušinou (30 % - 35 %), jako je například slamnatý hnůj, což je hnůj smíchaný se slámou. Běžně se slamnatý hnůj vyskytuje v zemědělství, kde podestýlku tvoří sláma a tím se snadno nalepí a smíchá s hnojem. Z důvodu nesourodosti a původu vstupního materiálu je třeba před započítáním bioplynového cyklu biomasu hygienizovat. Materiál se dále nijak nemíchá, jen se sprchuje tzv. perkolátem, což je tekutina, která se v průběhu procesu uvolňuje z biomasy. Schéma suché fermentace je na Obr. 7.



Obr. 7 – Schéma procesu suché fermentace [5]

Vstupní surovina:

- Komunální odpad
- Zemědělský odpad – například listí, štěpka, tráva z veřejných prostranství, odpad ze zahrad a jiné
- Potravinářský odpad – například prošlé pečivo, ovoce, zelenina, kuchyňské odpady a jiné

Výstupní surovina:

- Pevný fermentační zbytek
- Bioplyn

Komponenty

- Hygienizační linka
- Garážový fermentor s plynotěsnými vraty s vytápěním a perkolátním hospodářstvím
- Technická místnost na perkolátní nádrže a jejich vytápění
- Manipulační plocha před fermentorem na manipulaci a navážení biomasy
- Automatizované řídicí systémy
- Biofiltr sloužící k eliminaci zápachu
- Havarijní hořák sloužící k bezpečnému uvolňování vyrobeného plynu jeho spálením
- Plynojem
- Sklad biomasy, překladiště

Dávkování materiálu

- Diskontinuálně – až po ukončení celého fermentačního procesu je navezena nová biomasa, výroba bioplynu je tím na nějakou dobu přerušena, u suché fermentace se používá pouze tento typ dávkování

Popis suché fermentace

Biomasa se navází kolovým nakladačem (bagrem či traktorem) do fermentoru a uzavře se plynotěsnými vraty. Biomasa se v průběhu procesu vyhřívá podlahovým topením a sprchuje perkolátem, který zároveň obnovuje mikrobiální kulturu na povrchu biomasy. Z důvodu hygienizace je celý proces udržován při termofilní nebo vyšší teplotě. Odstranění zbytkového kyslíku a stabilizace anaerobního procesu nastane do tří dnů od utěsnění fermentoru. Vznikající bioplyn se odsává do plynojemu, ze kterého je dále zpracováván pomocí kogenerační jednotky, nebo jinými způsoby. V případě využívání kogenerační jednotky se vyrábí elektrická a tepelná energie sloužící k provozu a vytápění bioplynové stanice, přičemž přebytky elektrické energie a tepla jsou odváděny do elektrické rozvodné soustavy a teplovodu. Celý proces obvykle trvá až 28 dnů a díky nesourodosti odpadového materiálu se může délka cyklu lišit. Vlastní spotřeba takové bioplynové stanice může být okolo 20 % celkové energie obsažené v bioplynu. Po ukončení celého cyklu je třeba část fermentačního zbytku kolovým nakladačem vyvést a nahradit novou biomasou. Dojde tak ke smíchání staré a nové směsi, a tím k podpoře celého mikrobakteriálního procesu. Pro kontinuitu procesu se doporučuje použít až 4 fermentory, které zaručí konstantní výrobu bioplynu. Celý proces lze snadno automatizovat pomocí řídicí logiky, až na manipulaci s biomasou [5].

3.2.2 Mokr  fermentace

Mokrou fermentací se myslí proces fermentace biomasy, u kterého je po celou dobu surovina udr zov na v kapaln m stavu, a v p r pad , že surovina obsahuje při vstupu v t m množství sušiny (více než 12 %), než je stanoveno, dochází k jejímu ředění, aby jí bylo možné p pravovat ve stanici pomocí čerpadel. Tato technologie se vyu iv  v mnoha podobách v závislosti na druhu zpracovávaného odpadu. U této technologie je nutné nav  enou biomasu před procesem fermentace hygienizovat.

Vstupní surovina:

- Kaly z čistírny odpadních vod
- Jate n  odpady
- Dal m tekut  odpady s malým obsahem sušiny

Výstupní surovina:

- Tekut  fermentační zbytek
- Bioplyn

Komponenty

- Hygienizační linka
- Fermentor (jeden či více)
- Plynojem
- Nádrže pro zfermentovaný materiál
- Řidic  systém bioplynov  stanice
- Sklady
- Soustava čerpadel pro přesun biomasy mezi jednotlivými nádržemi
- Systém pro vyh iv n  a míchání biomasy
- Manipulační prostor pro nav  en  biomasy
- Biofiltr slou ic  k eliminaci zápachu
- Havarijní hořák slou ic  k bezpečnému uvolňování vyrobeného plynu jeho spálením

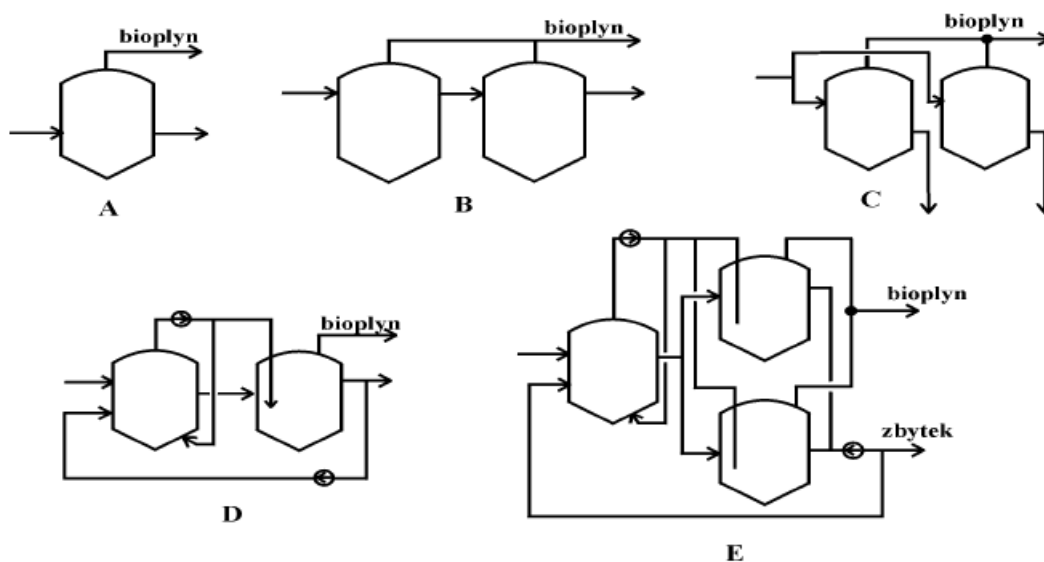
Dávkování materiálu

- Kontinu ln  – pou iv  se hlavn  u zpracování tekutých materiálu, nap říklad ČOV
- Semikontinu ln  – nej ast j m způsob dávkování, biomasa je doplňována několikrát za den

- Diskontinuálně – u mokré fermentace se takřka nepoužívá, biomasa je dávkována po zpracování předešlého materiálu

Popis mokré fermentace

Biomasa se naveze do bioplynové stanice a následně na hygienizační linku (platí pro většinu živočišných odpadů uvedené v nařízení ES 1774/2002). Rostlinná biomasa nemusí být hygienizována, a proto může tento krok přeskočit. Při hygienizaci se biomasa pasterizuje a rozměluje na částice o maximální velikosti 12mm. Dále biomasa putuje do homogenizační nádrže, kam přímo může vstoupit i rostlinná biomasa. Odtud je vše čerpáno do jednoho nebo více fermentorů. Při použití jednoho fermentoru se celý proces fermentace odehrává pouze v něm. Při použití více fermentorů lze rozdělit jednotlivé procesy rozkladu do více fermentorů. V praxi se nejčastěji používá dvoustupňový proces. Různé zapojení fermentorů je na Obr. 8, přičemž zapojení A, B a C jsou zástupci jednostupňového procesu a obrázky D a E jsou zástupci dvoustupňového procesu. Pro urychlení procesu a zvýšení produkce bioplynu je vsázka ve fermentoru míchána a ohřívána. Vytvářený bioplyn je jímán do plynoměru, kde je připraven k dalšímu zpracování. Po ukončení poslední fáze fermentace je fermentační zbytek přečerpán do nádrží pro zfermentovaný zbytek, který lze použít například jako hnojivo pro zemědělce [6].



Obr. 8 – Různé způsoby zapojení anaerobních fermentorů [6]

3.3 Zemědělské bioplynové stanice

Zemědělské bioplynové stanice patří k velmi rozšířeným typům stanic a slouží ke zpracování cíleně pěstovaných energetických plodin, jako je kukuřice, cukrová řepa, luční tráva a další.

Vstupní materiál není tak nesourodý, jak je tomu u odpadových bioplynových stanic a také zde odpadá potřeba hygienizace biomasy.

3.3.1 Suchá fermentace

Suchou fermentací se myslí proces fermentace biomasy, u kterého je po celou dobu udržována surovina v suchém stavu a nedojde při rozkladu suroviny k jejímu zkapalnění, což je proces, který je při rozkladu látek běžný. Vstupním materiálem do této bioplynové stanice jsou cíleně pěstované zemědělské plodiny (s obsahem sušiny 30 % - 35 %). Výstupem je pevný fermentační zbytek a bioplyn. Vstupní surovina je homogenní a díky tomu není třeba hygienizovat, což vede mimo jiné k úspoře energie, neboť není třeba celou vstupní vsázku zahřívat na určenou vyšší teplotu. Celý proces je většinou udržován při mezofilní fermentační teplotě. Výstupní fermentační zbytek jde bez dalšího zpracování použít jako zemědělské hnojivo. Materiál se dále nijak nemíchá, jen se sprchuje tzv. perkolátem, což je tekutina, která se v průběhu procesu uvolňuje z biomasy. Schéma suché fermentace je na Obr. 7.

Vstupní surovina:

- Kukuřičná siláž
- Travní senáž
- Další cíleně pěstované zemědělské plodiny
- Kejda

Výstupní surovina:

- Pevný fermentační zbytek
- Bioplyn

Komponenty

- Garážový fermentor s plynotěsnými vraty s vytápěním a perkolátním hospodářstvím
- Technická místnost na perkolátní nádrže a jejich vytápění
- Manipulační plocha před fermentorem na manipulaci a navážení biomasy
- Automatizované řídicí systémy
- Biofiltr sloužící k eliminaci zápachu
- Havarijní hořák sloužící k bezpečnému uvolňování vyrobeného plynu jeho spálením
- Plynojem
- Sklad biomasy, překladiště

Popis suché fermentace

Biomasa se naváží kolovým nakladačem (bagrem či traktorem) do fermentoru a uzavře se plynotěsnými vraty. Biomasa se v průběhu procesu vyhřívá podlahovým topením a sprchuje perkolátem, který zároveň obnovuje mikrobiální kulturu na povrchu biomasy. Odstranění zbytkového kyslíku a stabilizace anaerobního procesu nastane do tří dnů od utěsnění fermentoru. Vznikající bioplyn se odsává do plynojemu, ze kterého je dále zpracováván pomocí kogenerační jednotky, nebo jinými způsoby. V případě využívání kogenerační jednotky se vyrábí elektrická a tepelná energie sloužící k provozu a vytápění bioplynové stanice, přičemž přebytky elektrické energie a tepla jsou odváděny do elektrické rozvodné soustavy a teplovodu. Vlastní spotřeba takové bioplynové stanice může být okolo 20 % celkové energie obsažené v bioplynu. Celý proces obvykle trvá až 28 dnů a je z důvodu homogenní vsázky stálý. Po ukončení celého cyklu je třeba část fermentačního zbytku kolovým nakladačem vyvést a nahradit novou biomasou. Dojde tak ke smíchání staré a nové směsi a tím k podpoře celého mikrobakteriálního procesu. Pro kontinuitu procesu se doporučuje použít až 4 fermentory, které zaručí konstantní výrobu bioplynu. Celý proces lze snadno automatizovat pomocí řídicí logiky až na manipulaci s biomasou [5].

3.3.2 Mokrú fermentace

Mokrou fermentací se myslí proces fermentace biomasy, u kterého je po celou dobu surovina udržována v kapalném stavu, a v případě, že surovina obsahuje při vstupu větší množství sušiny, než je stanoveno, dochází k jejímu ředění, aby jí bylo možné přepravovat ve stanici pomocí čerpadel. Tato technologie se využívá v mnoha podobách v závislosti na druhu zpracovávaného odpadu. Nejčastější vstupní biomasou bývá kukuřičná siláž spolu s kejdou, která zároveň snižuje spotřebu vody k ředění vstupní vsázky.

Vstupní surovina:

- Obiloviny
- Kejda
- Trávy
- Řepka olejka, slunečnice
- Kukuřice
- Cukrová řepa
- Další cíleně pěstované zemědělské plodiny

Výstupní surovina:

- Tekutý fermentační zbytek
- Bioplyn

Komponenty

- Fermentor
- Plynojem
- Nádrže pro zfermentovaný materiál
- Řídicí systém bioplynové stanice
- Sklady
- Soustava čerpadel pro přesun biomasy mezi jednotlivými nádržemi
- Systém pro vyhřívání a míchání biomasy
- Manipulační prostor pro navážení biomasy
- Biofiltr sloužící k eliminaci zápachu
- Havarijní hořák sloužící k bezpečnému uvolňování vyrobeného plynu jeho spálením

Dávkování materiálu

- Kontinuálně – používá se hlavně u zpracování tekutých materiálu s nízkým obsahem sušiny
- Semikontinuálně – nejčastější způsob dávkování, biomasa je doplňována několikrát za den
- Diskontinuálně – u mokré fermentace se takřka nepoužívá, biomasa je dávkována po zpracování předešlého materiálu

Popis mokré fermentace

Biomasa se naveze do bioplynové stanice a následně přečerpá do homogenizační nádrže. Odtud je vše čerpáno do jednoho nebo více fermentorů. Při použití jednoho fermentoru se celý proces fermentace odehrává pouze v něm. Při použití více fermentorů lze rozdělit jednotlivé procesy rozkladu do více fermentorů. V praxi se nejčastěji používá dvoustupňový proces. Různé zapojení fermentorů je na Obr. 8, přičemž zapojení A, B a C jsou zástupci jednostupňového procesu a obrázky D a E jsou zástupci dvoustupňového procesu. Pro urychlení procesu a zvýšení produkce bioplynu je vsázka ve fermentoru míchána a ohřívána. Vytvářený bioplyn je jímán do plynojem, kde je připraven k dalšímu zpracování. Po ukončení poslední fáze fermentace je fermentační zbytek přečerpán do nádrží pro zfermentovaný zbytek, který lze použít například jako hnojivo pro zemědělce [6].

4 Analýza energetické a ekonomické efektivity BPS s ohledem na různé možnosti využití tepla a různé vstupní suroviny

4.1 Energetická efektivnost

Energetická efektivnost je obecně poměr získané energie na konci procesu a energie spotřebované výrobním procesem. Je dána vztahem:

$$\eta = \frac{E_1}{E_2} (-) \quad \{8\}$$

kde: η energetická efektivnost (-)
 E_1 získaná energie na konci procesu (GJ)
 E_2 energie vložená do výrobního procesu (GJ)

Energetická efektivnost jasně ukazuje na kolik je využít energie účinné. Energií získanou na konci procesu se myslí energie výsledného produktu, například elektrická a tepelná energie, nebo vyčištěný biometan. Při výpočtu je do energie vložené do výrobního procesu nutné započítat i všechny dílčí ztráty energie včetně ztrát kogenerační jednotky. Výpočet přímo závisí na konkrétním provedení bioplynové stanice a v ní použitých komponent.

Pro výpočet energetické efektivity je nutné stanovit si hranice bioplynové stanice, pro které budeme provádět výpočet. Výpočet lze koncipovat od samotného začátku cyklu jako je pěstování suroviny, její doprava a případná úprava (silážování). Nastavení takových hranic by vedlo k velmi složitým výpočtům založených na dlouhodobých statistikách výtěžnosti suroviny a dalších proměnných. Pro energetickou analýzu v této práci bude uvažována vstupní biomasa již po úpravách a připravená k fermentačnímu procesu, například kukuřičná siláž, kejda, travní senáž atd. Výstupem bude využitá energie po zpracování kogenerační jednotkou.

Jako vstupní energie výpočtu (100 %) budou uvažovány vstupní suroviny s definovanou výtěžností a energetickou výtěžností navedené do bioplynové stanice. Během celého technologického postupu přeměny vstupních surovin na bioplyn a následné zpracování kogenerační jednotkou, mohou nastávat menší či větší ztráty vložené energie. Správně nastavený proces výroby bioplynu vede k minimalizaci procesních energetických ztrát. Hlavní část procesu nastává ve fermentorech, které musí být správně dimenzovány a přizpůsobeny vstupní surovině a zejména teplotním podmínkám fermentace. Zde můžou nastat například ztráty energie ve formě úniků tepla při ohřevu

fermentované biomasy. K dalším ztrátám energie dochází při příliš krátkém zdržení biomasy ve fermentorech, neboť pak není vytěženo co nejvíce energie ve formě bioplynu, respektive metanu. Zde přichází na řadu i ekonomické hledisko, protože produkce metanu v poslední fázi rozkladu klesá a nevytváří se ho už takové množství, je ještě před ukončením rozkladu z fermentoru biomasa většinou odčerpána. Zbývající materiál však lze energeticky zhodnotit pomocí dofermentoru. Dále snížením spotřeby jednotlivých komponent jako jsou čerpadla, míchadla atd., lze zvýšit potenciální využití energie mimo bioplynovou stanici. Další ztráty energie nastávají v kogenerační jednotce například nevyužité teplo, nebo nízkoteplotní ztráty, jako jsou ztráty ventilátoru kogenerační jednotky. Získanou energií výrobním procesem se rozumí svorková výroba elektřiny a energie předaná teplem. Ztráty vzniklé u koncového spotřebitele se už do výpočtu nezahrnují, neboť nejde o ztrátu bioplynové stanice, pokud však není bioplynová stanice součástí výrobního průmyslového cyklu a jedné společnosti, například pivovar nebo lihovar.

4.2 *Ekonomická efektivnost*

Ekonomická efektivnost popisuje stav ekonomiky zkoumaného procesu, v našem případě bioplynové stanice od vstupu biomasy po výrobu elektrické a tepelné energie. Metoda ekonomické efektivnosti porovnává vstupy a výstupy do procesu a jejím účelem je minimalizace nákladů a maximalizace zisků. Ekonomická efektivnost ukazuje jasně investorovi teoretickou návratnost jeho investice z hlediska vstupního kapitálu, díky čemuž se může investor lépe rozhodnout, jestli danou investici uskuteční nebo neuskuteční. Ekonomická efektivnost je hodnocena pomocí níže popsaných kritérií. [13]

4.2.1 **Čistá současná hodnota NPV (Net Present Value)**

Čistá současná hodnota je jedno ze základních kritérií při analýze ekonomické efektivnosti. Značí se NPV, což vychází z anglického názvu kritéria. NPV popisuje celkovou hodnotu všech peněžních toků investičního projektu za předpokládanou dobu životnosti projektu. Kritérium zároveň zohledňuje diskontní sazbu, která představuje časovou hodnotu peněz a z pohledu investora vyjadřuje zhodnocení jiné alternativní investice. Se vzrůstající hodnotou diskontní sazby se snižuje hodnota NPV, protože budoucí hotovostní toky mají vzhledem k současnosti menší váhu. Čím vyšší je hodnota NPV, tím je pravděpodobnější investice a realizace projektu. Naopak je-li hodnota NPV menší než nula, pak se nevyplatí investovat. [13]

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - INV \text{ (Kč)} \quad \{9\}$$

kde:

NPV	čistá současná hodnota (Kč)
t	daný rok hodnocení investice
T	doba hodnocení v letech
r	diskontní sazba
INV	investice (Kč)
CF_t	tok hotovosti v daném roce (Kč)

přičemž:

$$CF_t = P_t - V_t = EAT_t + O_t - U_t \text{ (Kč)} \quad \{10\}$$

kde:

P_t	příjmy v daném roce (Kč)
V_t	výdaje v daném roce (Kč)
EAT_t	čistý zisk v daném roce (Kč)
O_t	daňové odpisy v daném roce (Kč)
U_t	úmor (Kč)

Hotovostní tok lze dle vzorce {3} vypočítat přímo z rozdílu příjmů a výdajů, nebo nepřímo z čistého zisku. [13]

4.2.2 Vnitřní výnosové procento IRR (Internal Rate of Return)

Vnitřní výnosové procento se značí IRR podle anglického názvu kritéria. Jedná se o úrokovou míru při níž je čistá současná hodnota (NPV) rovna nule. Pro výpočet IRR platí:

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad \{11\}$$

Při výpočtu se řeší rovnice s neznámou IRR. Čím větší počet let, pro které se IRR počítá, tím je rovnice vyššího řádu a je nutné pro její výpočet použít výpočetní techniky. Investici je ekonomicky výhodné realizovat v případě, je-li hodnota IRR větší než diskontní sazba. [13]

4.2.3 Doba návratnosti investice

Doba návratnosti investice je kritérium ukazující dobu, za kterou se splatí investice vložená do projektu. Vypočte se sečtením jednotlivých zisků za uplynulé roky. Takový výpočet zanedbává časový vývoj hodnoty ceny a tok peněz po splacení investice. Využití kritéria je například při rozhodování mezi několika srovnatelnými projekty. [13]

4.2.4 Minimální cena za jednotku produkce

Minimální cena za jednotku produkce se stanovuje z $NPV = 0$. V našem případě se u bioplynové stanice bude jednat o cenu za kWh elektrické energie nebo GJ dodané tepelné energie. Jedná se o doplňkové kritérium, které se nemusí vypočítávat v případě jasně ukazujících hodnot NPV a IRR. [14]

$$NPV = \sum_{t=0}^T ((C_{min,t} \cdot Q_t - V_t) \cdot (1 + r)^{-t}) = 0 \quad \{12\}$$

kde: $C_{min,t}$ minimální cena jednotky produkce v roce t (Kč)

Q_t množství produkce

V_t výdaje v daném roce hodnocení (Kč)

přičemž:

$$C_{min,t} = c_{min} \cdot (1 + inf)^t = (Kč) \quad \{13\}$$

kde: c_{min} minimální cena jednotky produkce v prvním roce (Kč)

inf očekávaná míra inflace

4.2.5 Diskontní sazba

Diskontní sazba vyznačuje výši výnosu kapitálu. Její součástí je bezrizikový výnos a prémii za podstoupené riziko. Vyjadřuje investorem očekávané zhodnocení vloženého kapitálu. Obecně se často diskont používá ve významu vážené ceny kapitálu WACC (Weighted Average Cost of Capital). [14]

$$WACC = r_e \cdot \frac{E}{E + D} + r_d \cdot \frac{D}{E + D} \cdot (1 - \tau) \quad \{14\}$$

$$r_e = r_f + (r_m - r_f) \cdot \beta_L \quad \{15\}$$

$$\beta_L = \beta_U \cdot \left[1 + \frac{D}{E} \cdot (1 - \tau) \right] \quad \{16\}$$

kde: r_e náklady vlastního kapitálu

r_d náklady cizího kapitálu

E vlastní kapitál (Kč)

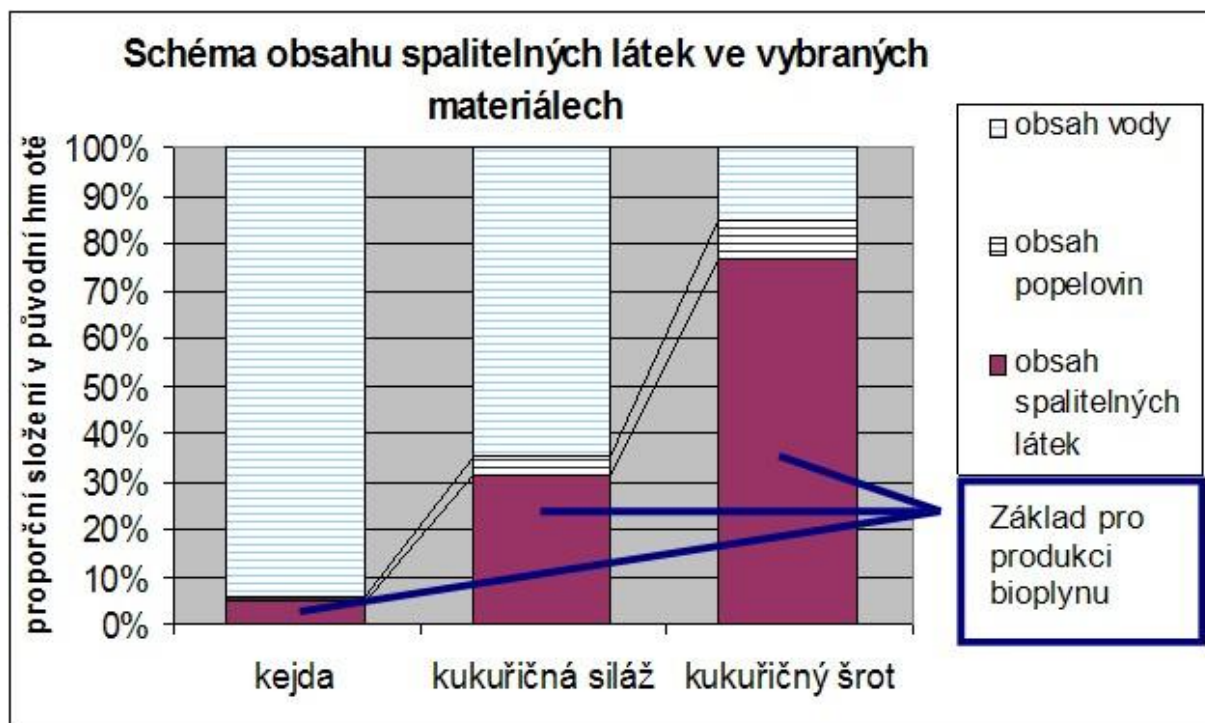
D cizí kapitál (Kč)

τ daňová sazba

r_f	bezrizikový výnos
r_m	očekávaný výnos trhu
β_L	beta koeficient zadlužené firmy
β_U	beta koeficient pro firmu s nulovou zadlužeností

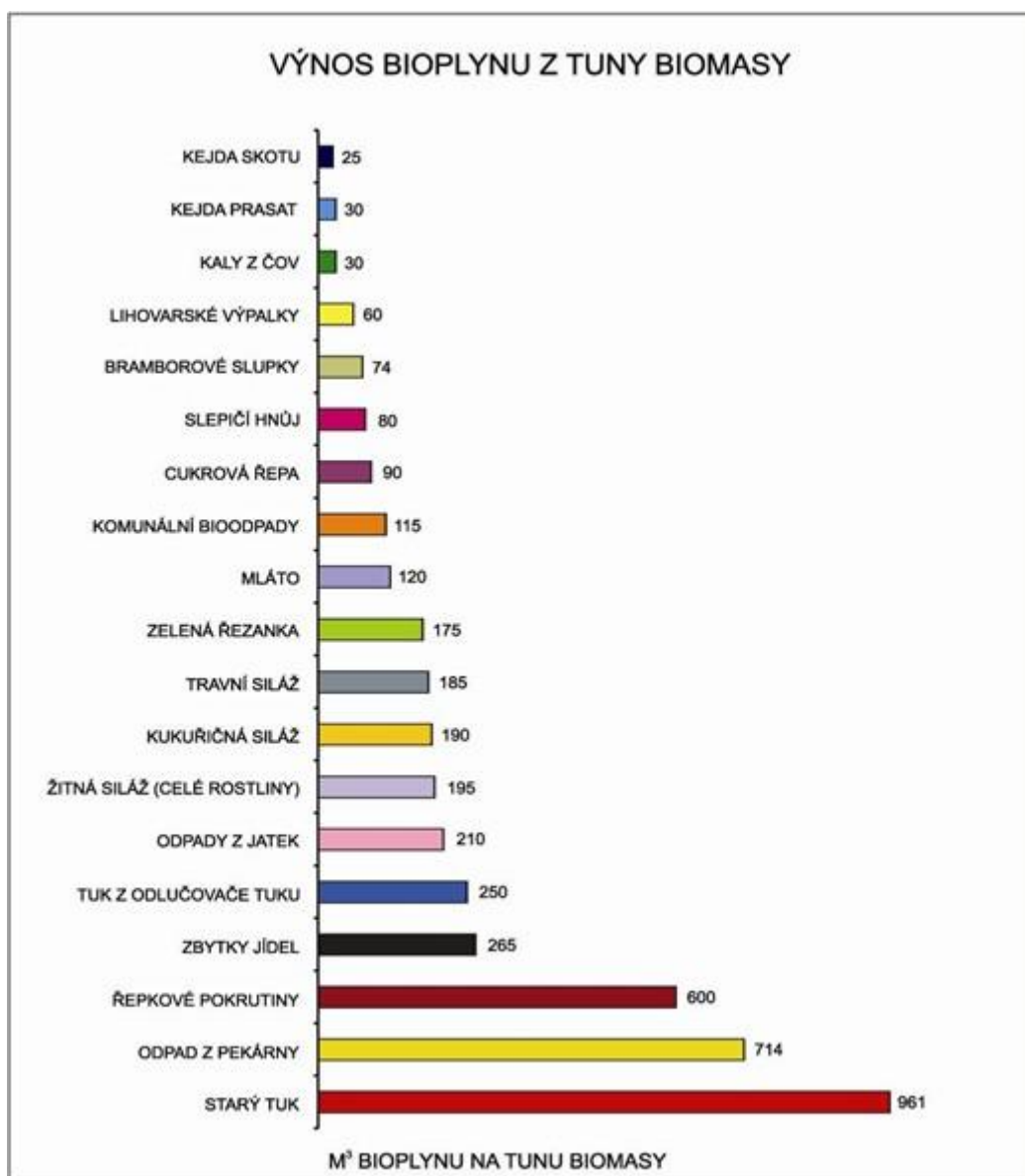
4.3 Vliv vstupních surovin

Vstupní suroviny jsou určujícím prvkem ve volbě technologie bioplynové stanice a významně ovlivňují výslednou energetickou i ekonomickou efektivnost celého cyklu. Vstupní suroviny mají svou teoretickou výtěžnost bioplynu a metanu a tak jejich volba musí být zvolena vhodně. V praxi se vhodně kombinuje dostupná biomasa pro maximální výtěžnost bioplynu za nejmenší dostupné výkupní ceny. Toto však platí hlavně u zemědělských bioplynových stanic, kde si můžeme případnou cíleně pěstovanou surovinu vybrat, ale neplatí to například u komunálních bioplynových stanic, kde je vstupní biomasa biologicky rozložitelný komunální odpad a nelze si vybírat. Důležitým parametrem kvality suroviny je organická sušina neboli obsah spalitelných látek. Právě tento obsah spalitelných látek je zpracováván mikroorganismy a díky tomu se vytváří bioplyn. Na Obr. 9 je vyznačeno schéma obsahu pro tři různé běžně fermentované suroviny, přičemž je jasně vidět rozdíl v jednotlivých surovinách.



Obr. 9 – Schéma obsahu spalitelných látek keжды, kukuřičné siláže a kukuřičného šrotu

Na Obr. 9 je vyznačena například kejda, jako látka s obsahem spalitelných látek pod 10% a přesto se často používá právě v kombinaci s kukuřičnou siláží. Důvodem je vhodně nastavené pH a správné nastavení k mikroorganické přeměně na bioplyn. Zároveň kejda obsahuje velké množství vody, a tím složí k naředění směsi vstupních surovin. Na Obr. 10 je pak zobrazena teoretická výtěžnost bioplynu různých látek, reálné hodnoty výtěžnosti záleží na kvalitě vstupní biomasy a použité technologii.



Obr. 10 – Teoretická výtěžnost bioplynu různých surovin [3]

Fermentační cyklus je velmi citlivým procesem. Záleží zde velmi na skladbě surovin, teplotě a pH. Nevhodné nastavení vstupních surovin a řízení jejich anaerobního rozkladu může vyvolat až zastavení fermentačního procesu. Pro správný průběh fermentace je zde třeba více energetických materiálů než bílkovin a surovin s nižším obsahem dusíku, ty mohou negativně působit na aktivitu anaerobních

společenstev. To platí pro suroviny jako je masokostní moučka, drůbeží podestýlka nebo jateční odpady. Naopak vhodnou koncentraci dusíku má kukuřice, kejda nebo hnůj, a to je pravděpodobně společně s vhodnou výtěžností důvod častého užívání těchto látek v bioplynových stanicích. Pro optimální chod stanice je důležité držet stále jednotné složení a změnu materiálu provádět pozvolna během několika měsíců.

4.4 ***Možnosti využití tepla***

Využití tepla hraje zásadní roli ve výsledné energetické i ekonomické efektivnosti. Při nevhodně nastaveném procesu bioplynové stanice může být zmařeno až 30 % tepelné energie vytvořené kogenerační jednotkou, pro které není dalšího využití, a tím je i způsobena finanční ztráta. V ČR je ve více jak polovině bioplynových stanic tepelná energie zmařena a tím je ve velkém množství mařen potenciál biomasy. Existují přitom různé způsoby využití tepelné energie a každý z nich má různou energetickou a ekonomickou efektivnost, přičemž záleží hlavně na konkrétním nastavení projektu.

Prvním způsobem využití tepelné energie a tím nejefektivnějším je nalezení odběratele v bezprostřední blízkosti bioplynové stanice, nebo v okolí do 2 km. Tento stav je vhodný z důvodu instalace jedné kogenerační jednotky s výkonem pokrývajícím spotřebu bioplynové stanice a zároveň využitím výstupní energie u odběratele za výhodné výkupní ceny, zpravidla o něco nižší než je běžná cena elektrické a tepelné energie z rozvodných sítí. Instalací více kogeneračních jednotek nastává v každé dílčí energetická ztráta a tím se energetická efektivnost snižuje, což má zároveň vliv i na ekonomickou efektivitu.

Druhým způsobem je aplikace vzdálené kogenerace, kdy je kogenerační jednotka instalovaná u odběratele a z bioplynové stanice pouze plynovodem dodáván bioplyn. K tomuto způsobu využití tepla se přistupuje pouze v případě, je-li odběratel tepelné energie ve větší vzdálenosti. Tato vzdálenost je ovšem také limitována, neboť vybudování plynovodu na dlouhé vzdálenosti je finančně nákladné. Běžně se využívá vzdálenosti do nejbližšího většího města, kde se najde odběratel tepelné energie, který však energii využije během celého roku. Možným odběratelem můžou být bazény, průmyslové továrny, lihovary, pivovary a další. V tomto případě jsou v praxi instalované dvě kogenerační jednotky, a to jedna v bioplynové stanici a druhá v místě odběru. Tímto způsobem sice nastávají větší ztráty, avšak při zmaření celého potenciálu tepelné energie je ztráta mnohem větší. Další možností je v areálu bioplynové stanice vystavit nějakou výrobu, například výrobu parket, kde se teplo vyrobené kogenerační jednotkou využije na sušení dřeva, nebo se naopak přímo v areálu odběratele postaví bioplynová stanice.

Třetím způsobem, kdy není výhodná možnost dodávání tepelné energie v blízkosti bioplynové stanice, je přeměna bioplynu na biometan a jeho vtláčení do plynovodu se zemním plynem. Tento biometan společně se zemním plynem je pak využíván k dopravě do jednotlivých domácností do plynových kotlů a díky tomu je vytvářena tepelná energie, ale bez současného vytváření energie elektrické. Tento plyn má pak i další využití jako je palivo do automobilů a další.

4.5 *Kombinovaná výroba elektřiny a tepla KVET*

Největšího využití vyrobeného bioplynu v bioplynových stanicích lze dosáhnout kombinovanou výrobou elektrické a tepelné energie s využitím kogeneračních jednotek a předpokladem využití odpadního tepla. Při kombinované výrobě elektrické a tepelné energie záleží na způsobu zpeněžení tepelné energie, přičemž existuje podpora vytvořená státem a nazývána KVET. Ceny a podmínky podpory jsou stanoveny energetickým regulačním úřadem právními předpisy, které vydává stát. Při volbě podpory státu lze dosáhnout podpory dle aktuálního cenového rozhodnutí energetického regulačního úřadu. Zásadní pro výši podpory je datum spuštění výroby, kde pro různý rok spuštění může být jiná výše a rozsah podpory. V Tab. 4 je příklad jednoho z cenových rozhodnutí vydané 29. 3. 2017 pro podporu elektřiny vyrobené za doprovodu výroby tepla. Tab. 4 konkrétně platí jen pro výrobu elektřiny uvedené do provozu od 1. 1. 2016 do 31. 12. 2017. V aktuálním cenovém rozhodnutí je pak k nalezení podpora ostatních výroben kombinované výroby elektřiny a tepla a podmínky podpory. Energetický regulační úřad toto cenové rozhodnutí vydává pro daný rok a není zaručen vývoj podpory a samotná podpora v dalších letech.

Tab. 4 – Příklad cenového rozhodnutí ERÚ vzhledem ke kombinované výrobě elektrické a tepelné energie

ř./sl.	Podporovaný druh energie	Datum uvedení výroby do provozu		Instalovaný výkon výroby [kW]		Provozní hodiny kogenerační jednotky [h/rok]	Zelené bonusy [Kč/MWh]
		od (včetně)	do (včetně)	od	do (včetně)		
	a	b	c	d	e	j	m
715	Elektřina z KVET	1.1.2016	31.12.2017	0	200	3 000	1 970
716		1.1.2016	31.12.2017	0	200	4 400	1 505
717		1.1.2016	31.12.2017	200	1 000	3 000	1 560
718		1.1.2016	31.12.2017	200	1 000	4 400	1 160
719		1.1.2016	31.12.2017	1 000	5 000	3 000	1 225
720		1.1.2016	31.12.2017	1 000	5 000	4 400	895

5 Dimenzování kogenerační jednotky

Pro zvýšení účinnosti při spalování bioplynu spalovacím motorem jsou v bioplynových stanicích ve velkém množství používány kogenerační jednotky. Je tomu tak i z důvody vlastní potřeby tepla při anaerobní fermentaci. Aby nedocházelo ke zbytečným ztrátám energie vyrobeného bioplynu, je

nutné před pořízením kogenerační jednotky provést analýzu všech proměnných a správně dimenzovat celý proces s ohledem na vstupní a výstupní suroviny.

5.1 Podklady pro dimenzování kogenerační jednotky

Celý návrh bioplynové stanice by měl ideálně začít nalezením všech potřeb tepelné a elektrické energie a návrhem kogenerační jednotky v místě uvažované kogenerace a tím zjistit případný význam instalace jednotky. Fáze návrhu zpravidla probíhá v několika krocích:

- Zjištění dodávky bioplynu
- Zjištění vhodnosti kogenerace v místě odběru
- Podrobné posouzení všech požadavků na tepelnou a elektrickou energii
- Prověření legislativních předpisů v dané lokalitě (hluk, veřejné mínění, emise)

5.1.1 Dodávka bioplynu

Většina bioplynových stanic jsou technologicky nastavena v kontinuálním režimu výroby bioplynu a i v případě, že se jedná o stanici se suchou fermentací, je počet fermentorů nastaven tak, aby docházelo ke kontinuální výrobě bioplynu. Plynojem bioplynové stanice je naplňován přibližně konstantně bioplynem, přičemž výkyvy produkce jsou zpravidla způsobeny kvalitou vstupních surovin. Zároveň je i kvalita bioplynu a v něm podíl metanu dán kvalitou a složením vstupní biomasy.

Dodávka bioplynu ke kogenerační jednotce je tedy nepřetržitá, a při zastavení provozu kogenerační jednotky mohou nastávat problémy s narůstajícím objemem bioplynu v plynojemu a v nejhorsích případech i zmaření bioplynu. Je tedy požadavek na nepřetržitý chod kogenerační jednotky kromě předepsaných servisních zásahů. Jako příklad lze vzít výsledek výpočtu {4}, který uvádí zemědělskou bioplynovou stanici na kukuřičnou siláž, kde v případě využití plného výkonu kogenerační jednotky o elektrickém výkonu 500 kW a tepelném výkonu 566 kW je potřeba 1 514 920,6 m³ bioplynu za rok. Tento bioplyn musí bioplynová stanice vyprodukovat v souladu s následnou potřebou kogenerační jednotky a odběratele. V případě výpadku dodávky bioplynu je nutné uvažovat náhradní varianty výroby. V praxi se v nutných případech používá jako záložní palivo zemní plyn pro pohon kogenerační jednotky.

5.1.2 Zhodnocení vhodnosti kogenerace a potřeb tepla odběratele

V místech, kde se nachází odběratel tepla je potenciál k instalaci kogenerační jednotky, to neznámá, že je to vždy vhodné. Vhodnost využití kogenerace je však dalším důležitým parametrem, který hodnotí spíše celkový užitek instalace kromě energetického i z ekonomického hlediska. Vhodným odběratelem je ten, který má během celého roku a dne stálou potřebu energie.

Takového odběratele je těžké najít a tak je třeba navrhnout proces způsobem, kde je to pro odběratele energie i pro výrobce výhodné.

V případě kontinuální výroby bioplynu v bioplynové stanici bude přiváděno palivo do kogenerační jednotky nepřetržitě. Je nutné tedy vyhledat odběratele, který bude využívat teplo po celý rok a během celého dne. Takový provoz je většinou v průmyslových výrobnách, sklenicích, lihovarech pivovarech, lázeňských centrech, sušárnách a dalších. Pro dodávání tepla do domovů je to však nevhodné, neboť by polovinu roku (v letních obdobích) nebyl pro tepelnou energii odběr a velká část energie by byla zmařena. Alternativní možností je nalezení více odběratelů tepla s tím, že se jejich potřeby tepla budou míjet v průběhu roku a tím dosáhnout co největšího využití kogenerační jednotky.

Kromě tepla produkuje kogenerační jednotka elektrickou energii, přičemž je snaha o využití obou energií v blízkosti kogenerace. Do rozvodné sítě jsou přiváděny jen přebytky elektrické energie, které nejsou spotřebovány bioplynovou stanicí a dalšími odběrateli.

5.1.3 Posouzení všech požadavků na tepelnou a elektrickou energii

Dalším krokem je podrobné posouzení všech parametrů odběratele, přičemž je nutné pro analýzu získat řady podkladů, jako jsou:

1) Situační plán lokality spotřebitele

Je důležitý dokument k nalezení správného místa pro instalaci kogenerační jednotky. Nalezením vhodné pozice vůči konečnému spotřebiteli lze ušetřit mnoho energie při dopravě tepla a elektřiny. Situační plán lokality zároveň může pomoci k nalezení vhodného místa z pohledu obyvatelstva, neboť může být kogenerační jednotka hlučná.

2) Podrobné údaje o stávajícím zdroji tepelné energie

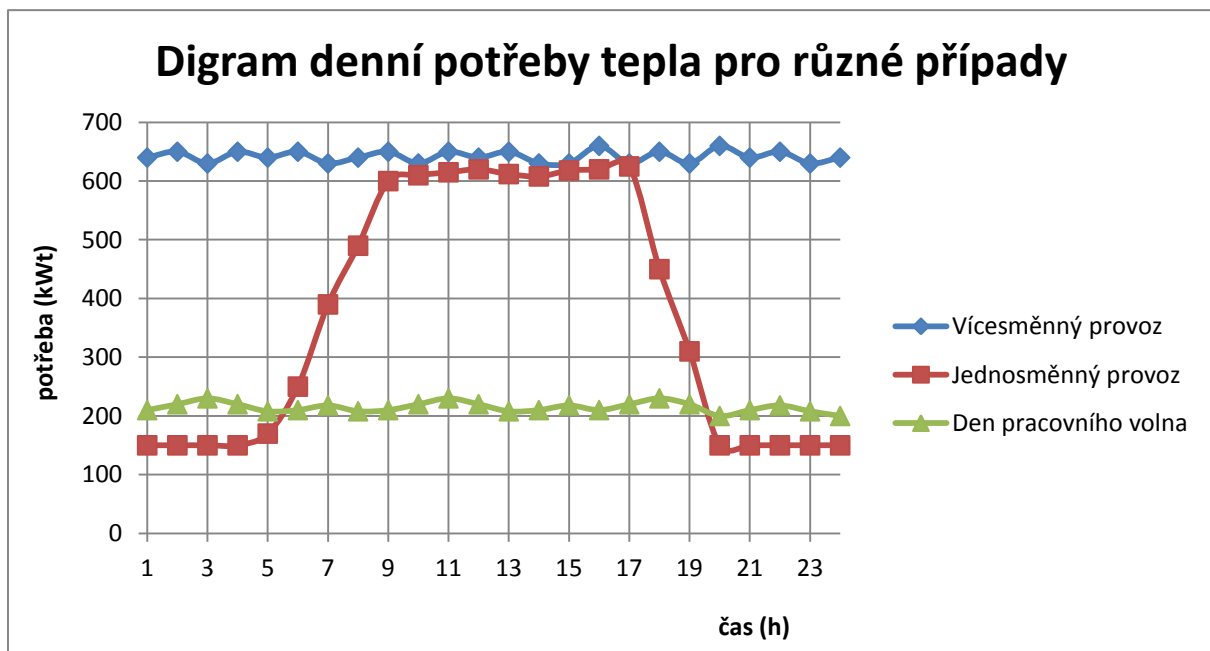
Tato informace je potřebná pro prvotní představu, jaký zdroj bude nahrazován a pro představu, zda tento zdroj na potřebu spotřebitele dostačoval.

3) Podrobné informace o spotřebě tepelné i elektrické energie během uplynulých let a s výhledem do budoucna včetně rozpisem spotřeby po měsících

Důležitým parametrem je spotřeba během jednotlivých měsíců a celého roku. Dále pak spotřeba za poslední roky. Tyto údaje napomohou k představě, kolik energie je třeba vyrobit a připravit ke spotřebě. Zároveň je důležité jak by se měl tento stav měnit v budoucnu, jestli má odběratel energií v plánu navyšovat odběr nebo snižovat (zvýšení výroby, rozšíření produkce atd.).

- 4) Denní digramy průběhu potřeby tepla v typických dnech roku jako je topná sezóna, letní období atd.

Potřebou se myslí aktuální požadavek na elektrickou či tepelnou energii. Diagramy potřeby tepla jsou nejdůležitější dokumenty pro navrhování kogenerační jednotky. Pomocí diagramů lze navrhnout jednotku, která by svým plným výkonem pokrývala nejdelší časové rozmezí během dne a roku. Spotřebitel, který nemá vícesměnný provoz, bude mít výkyvy potřeby během pracovního dne větší, než tomu bude u vícesměnného provozu. Pro provoz kogenerační jednotky se pak hodí poměrně stálá potřeba bez větších výkyvů během celého dne a roku. Při navrhování je pak dále důležité zjistit stav typických dnů roku, plánované odstávky spotřebitele, dny pracovního klidu, roční období. Na následujícím diagramu jsou příklady průběhů potřeby tepla během 24 hodin pro vícesměnný a jednosměnný provoz průmyslového podniku.



Graf 1 – Příklad denního diagramu potřeby tepla pro různé případy provozu

V případě vícesměnného provozu se jedná o průmyslový podnik, který pracuje v nepřetržitém režimu. Pokud by měl tento spotřebitel takovou potřebu během celého roku, byl by to ideálním odběratelem pro teplo z kogenerační jednotky. Odběr tepelné energie by tím byl zajištěn po většinu roku, což by bylo energeticky i ekonomicky výhodné.

U provozu s jednou směnou je mimo jádro pracovní doby minimální potřeba tepla, která je dána pouze provozními potřebami a v pracovní době zase potřeba naroste do vysokých hodnot. Tento provoz by mohl být zásobován teplem z kogenerační jednotky jen částečně a bylo by třeba

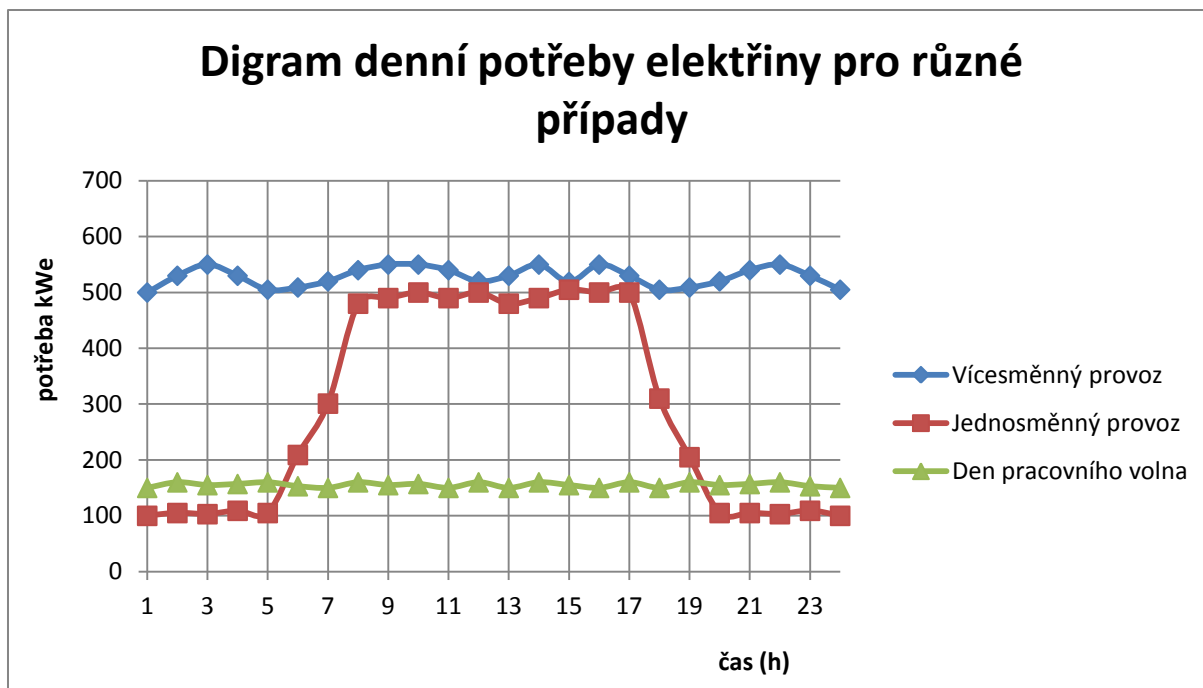
počítat s doplňkovým zdrojem vykrývajícím nejvyšší hodnoty denní potřeby. Při návrhu by se hledal kompromis mezi počtem hodin dodávky energie a výkonem instalované kogenerační jednotky. U provozu s jednou směnou bývají v týdnu dva dny pracovního volna a další dny volna, jako jsou státní svátky. U takového provozu je v tyto dny jen velmi malá potřeba tepelné energie potřebná jen pro provozní účely, což znamená menší využití plného výkonu kogenerační jednotky během roku, a tím menší zisk a účinnost celého procesu.

5) Denní digramy průběhu potřeby elektřiny v typických dnech roku jako jsou pracovní dny a dny pracovního volna

Mimo tepelné energie by byla odběrateli nabídnuta energie elektrická, přičemž pro návrh kogenerační jednotky je třeba znát denní diagramy potřeby elektrické energie, aby byla vybrána kogenerační jednotka, která se bude s potřebami nejvíce shodovat. U elektrické energie je přítomnost přebytků řešena připojením na distribuční soustavu a tím je přebytečná elektřina využita. Právě z tohoto důvodu jsou kogenerační jednotky navrhovány hlavně s ohledem na potřebu tepla. Známe-li však i denní digramy potřeby elektrické energie, můžeme navrhnout systém efektivnější a najít možnosti využití elektrické energie v místě výroby a tím snížit ztráty distribuční soustavou. U elektrické energie záleží stejně jako u energie tepelné na druhu provozu odběratele, neboť to přímo ovlivňuje potřebu elektrické energie. Na následujícím Graf 2 jsou uvedeny příklady denních potřeb odběratele pro vícesměnný a jednosměnný provoz.

U vícesměnného provozu je odběr ideálním z pohledu výrobce, neboť potřeba kolísá jen málo v rozmezí desítek kW. Takový provoz je pro kogeneraci energeticky i ekonomicky výhodný, neboť by kogenerační jednotka pracovala po většinu roku na plný výkon.

Provoz s jednou směnou je již opět méně výhodný z ekonomického i energetického hlediska. Pokud by kogenerační jednotky pracovala na plný výkon i mimo pracovní dobu, je možné v případě připojení jednotky na distribuční síť, dodávat přebytek elektrické energie do rozvodné sítě. Tato možnost se pro tepelnou energii bohužel nenabízí. Při rozvodu energie distribuční sítí nastávají ztráty energie přenosem a transformací na jinou hladinu napětí. Ekonomická ztráta je hlavně většinou způsobena nevyužitím tepla, protože potřeby elektřiny a tepla jsou spolu většinou provázány a v době pracovního jádra je požadavek na větší množství tepelné i elektrické energie. Mimo pracovní jádro je již požadavek na obě energie dán jen provozními potřebami budovy či areálu. Ve dnech pracovního klidu je potřeba sice stálá, avšak na malé úrovni. V tomto případě by jednotku nebylo výhodné provozovat při plném výkonu po celý rok a tím by byla dána menší ekonomická i energetická výhodnost.



Graf 2 – Příklad denního diagramu potřeby elektřiny pro různé případy provozu

5.1.4 Legislativní předpisy

Legislativa, která upravuje výstavbu a provoz bioplynových stanic je velmi obsáhlá a prolíná se v několika legislativních odvětvích, jako je životní prostředí, energetika, obecný zájem a další. Před instalováním bioplynové stanice a kogenerační jednotky je nutné tyto legislativní předpisy důkladně prostudovat a zjistit všechny možnosti podpory a nařízení. Při výstavbě bioplynové stanice a instalace kogenerační jednotky je vhodné najmout si právníka zabývajícího se touto problematikou. V Tab. 5 jsou důležité legislativní předpisy, které jsou s bioplynovými stanicemi a kogenerací spjaté:

Tab. 5 – Důležité legislativní předpisy související s výstavbou BPS a provozováním kogenerační jednotky

Právní předpis	Obecný popis právního předpisu
Z. č. 86/2002 Sb.	Zákon o ochraně ovzduší - stanovuje základní povinnosti provozovatelů zdrojů znečišťování ovzduší, proces k výstavbě těchto zdrojů, atd.
Vyhl. č. 356/2002 Sb.	Stanovuje seznam znečišťujících látek, obecné emisní limity a náležitosti žádosti povolení zdroje znečišťování ovzduší
Nař. vl. č. 146/2007 Sb.	Stanovuje emisní limity pro provoz kotlů spalujících tuhá paliva a stacionárních pístových motorů
Z. č. 100/2001 Sb.	Zákon o posuzování vlivů na životní prostředí
Z. č. 76/2002 Sb.	Zákon o integrované prevenci - popisuje proces vydání povolení pro zařízení na spalování biomasy o jmenovitém tepelném příkonu větším než 50 MW
Z. č. 406/2000 Sb.	Zákon o hospodaření energií - stanovuje principy a pravidla o hospodaření s energií, zavádí rámcové požadavky na minimální účinnost zařízení pro výrobu elektrické energie
Vyhl. č. 150/2001 Sb.	Stanovuje minimální účinnost užití energie při kombinované výrobě elektřiny a tepla pístovým motorem

Vyhl. č. 276/2007 Sb.	Stanovuje způsob kontroly účinnosti kotlů pro vytápění budov a stanovuje jejich umístění v těchto budovách
Z. č. 458/2000 Sb.	Energetický zákon, vyhláška o udělování licencí pro podnikání v energetickém odvětví a vyhláška o podmínkách připojení k elektrizační soustavě
Vyhl. č. 426/2005 Sb.	
Vyhl. č. 51/2006 Sb.	
Nař. vl. č. 63/2002 Sb.	Upravuje podmínky čerpání státních dotací na podporu zvyšování užití energie a využití OZE
Z. č. 183/2006 Sb.	Zákon o územním plánování a stavebním řádu
Z. č. 180/2005 Sb.	Zákon o podpoře využívání OZE - stanovuje rámec podpory produkce elektrické energie, zelené bonusy za vyrobenou energii atd.
Vyhl. č. 475/2005 Sb.	Popisuje podmínky nuceného výkupu energie a uplatnění zeleného bonusu
Vyhl. č. 482/2005 Sb.	Specifikace podporovaných druhů využití biomasy (bioplyn, přímé spalování)
Z. č. 156/1998 Sb.	Zákon o hnojivech - popisují pravidla využití digestátu
Vyhl. č. 474/2000 Sb.	Upravují podmínky produkce a použití digestátu jako zemědělského hnojiva
Vyhl. č. 482/2001 Sb.	Upravují podmínky produkce a použití digestátu vzniklé zpracováním čistírenských a septikových kalů jako hnojiva
Odpadové	
Z. č. 185/2001 Sb.	Zákon o odpadech - stanovuje pravidla pro energetické využití odpadů, základní povinnosti, pravidla a další
Vyhl. č. 383/2001 Sb.	Upravuje obecné náležitosti žádosti o povolení k využívání odpadů, technické požadavky na zařízení ke sběru, výkupu a shromažďování odpadů
Vyhl. č. 341/2008 Sb.	Podrobně upravuje technické, technologické a provozní požadavky pro kompostárny a bioplynové stanice nad 10 tun zpracovaného odpadu ročně
ZP 38/2008	Metodický návod Ministerstva životního prostředí k vyhl. č. 341/2008 Sb.
Vyhl. č. 381/2001 Sb.	Katalog odpadů - stanovuje pravidla zařazování odpadů do jednotlivých kategorií
Nař. vl. č. 197/2003 Sb.	Stanovuje cíl snížit podíl biologicky rozložitelných odpadů ukládaných na skládky, atd.

5.2 Dimenzování kogenerační jednotky

Kogenerační jednotku je třeba vždy dimenzovat k samotnému konkrétnímu případu. V následující části bude představen konkrétní případ odběratele včetně jeho potřeb a následný výběr kogenerační jednotky.

5.2.1 Specifikace odběratele

Prvním krokem při dimenzování kogenerační jednotky je specifikace odběratele a určení vhodnosti kogenerace.

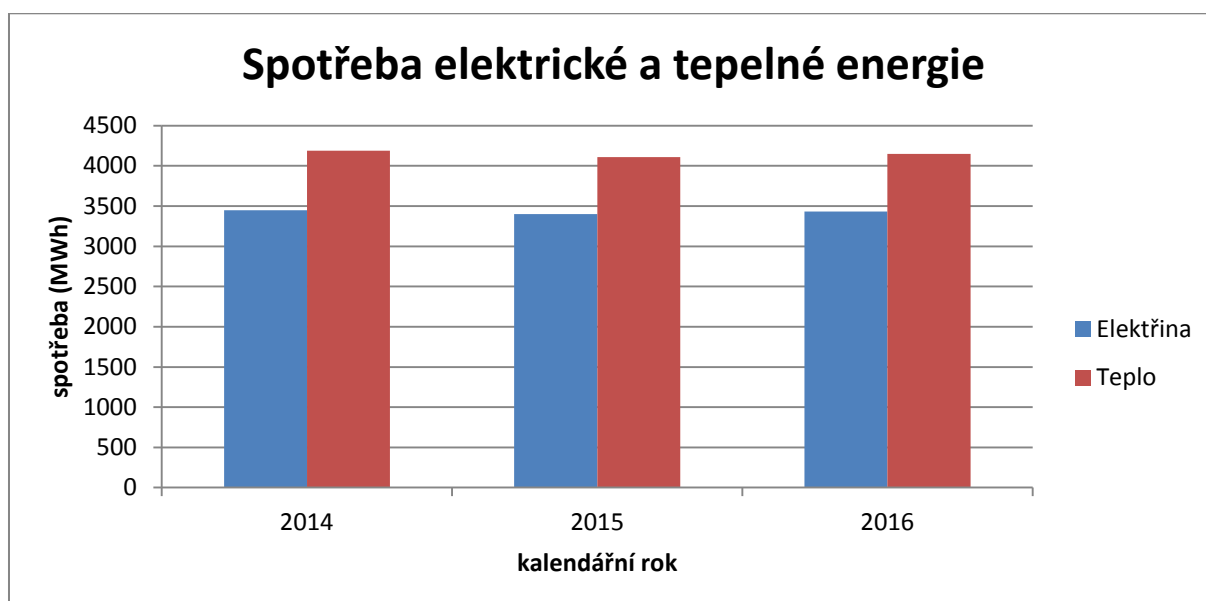
Odběratelem v tomto případě bude středně velká společnost působící v průmyslu více než 15 let s klientelou, která v čase výrazně neroste ani neklesá. Jedná se o podnik na zpracování dřeva, kde je třeba dostatečný přísun tepla k sušení dřeva. Proces výroby je momentálně v ustáleném stavu a v budoucnu se neplánuje rozšíření výroby. Jedná se o proces výroby, při kterém je třeba tepelná energie, která je momentálně získávána z plynového kotle spalující zemní plyn. Vedle tepelné energie

vyžaduje proces i menší část elektrické energie a dále odběratel elektrickou energii využívá k provozním činnostem (světlo, výpočetní technika, atd.). Svou výrobu společnost provádí neustále a je tedy zaveden třísměnný provoz pro nepřetržitou výrobu. Během roku je pouze jedno technologické přerušení provozu a to v prosinci, které je spjato s pravidelným servisem výrobní linky trvající nanejvýš jeden měsíc. Během technologické přestávky je zpravidla odběr tepelné i elektrické energie přibližně poloviční. Areál odběratele se navíc nachází v těsném sousedství naší právě vystavované bioplynové stanice, která bude kogenerační jednotku pořizovat, s tím že část energie z kogenerace využije bioplynová stanice k vlastní spotřebě. Areály bioplynové stanice i odběratele se nachází v průmyslové zóně mimo zástavbu běžného obyvatelstva.

Z pohledu vhodnosti kogenerace se na první pohled zdá provoz vhodný pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Výhodou je v tomto případě třísměnný provoz, který by měl zajišťovat malé výkyvy potřeby tepelné energie i elektrické energie. Zároveň je výhodou pouze měsíc trvající technologická odstávka výroby. Pokud by tedy kogenerační jednotka pracovala 11 měsíců, dostáváme se na hodnotu 8016 hodin, což je velmi přívětivý čas využití kogenerační jednotky, a tím by byla návratnost celé investice rychlejší. Poslední výhodou je blízkost k bioplynové stanici pořizující kogenerační jednotku a lokalita mimo běžné obyvatelstvo, kde nejsou tolik složitá některá legislativní ustanovení a povolení.

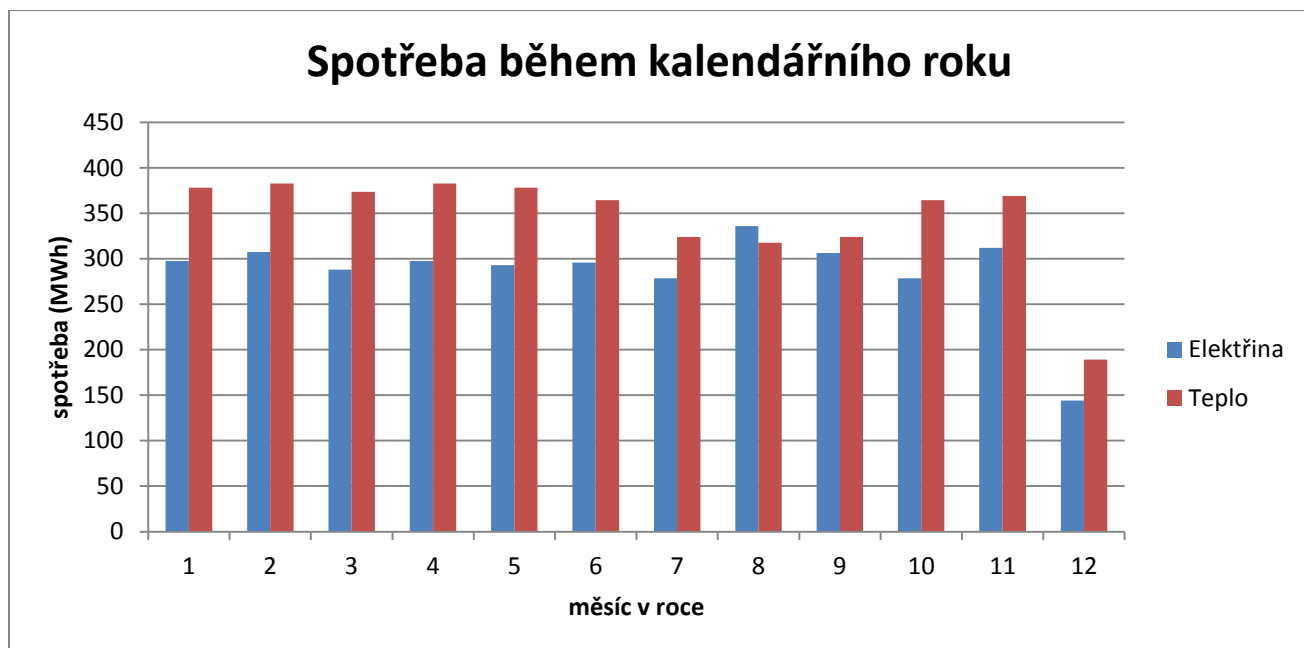
5.2.2 Diagramy spotřeby

Odběratel poskytl diagramy své roční spotřeby během posledních tří let. Na následujícím Grafu 3 je vyznačena spotřeba elektřiny a tepla během tohoto období.



Graf 3 – Spotřeba elektrické a tepelné energie vybraného odběratele

Dále odběratel disponoval daty své spotřeby po měsících, která je vyobrazena na následujícím Grafu 4. Jedná se o poslední kalendářní rok, tedy 2016.

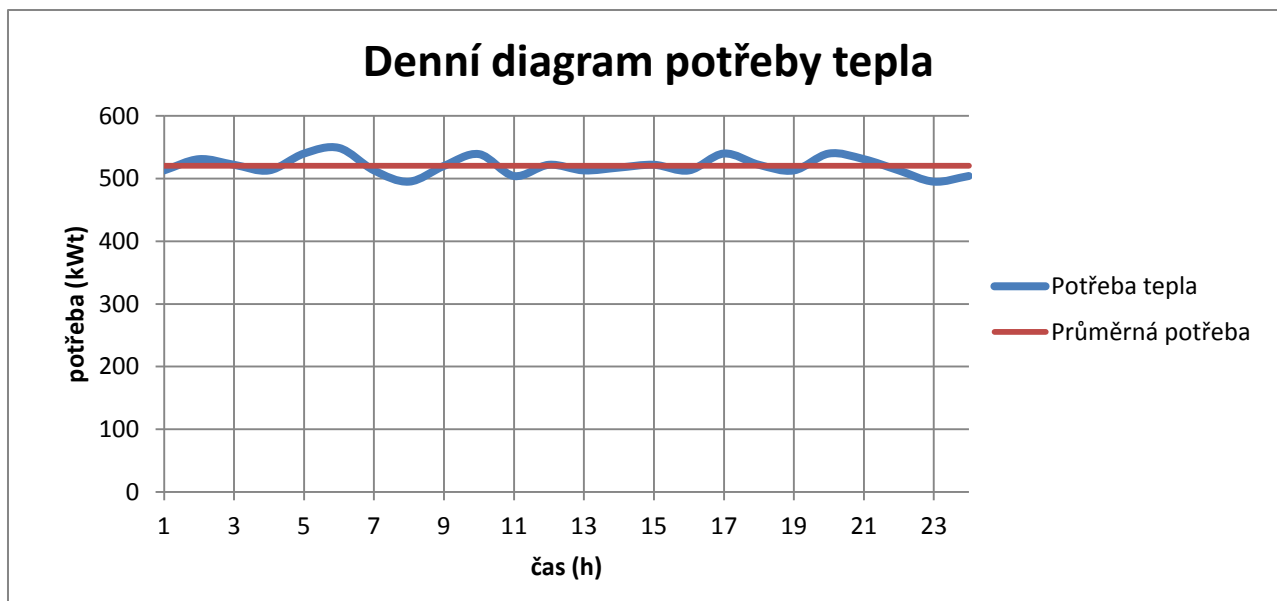


Graf 4 – Spotřeba elektřiny a tepla během kalendářního roku

Poskytnuté diagramy ukazují spotřebu během posledních tří let, která se pohybuje přibližně na stejné úrovni. Spotřeba elektrické energie se pohybuje v průměru na hodnotě 3 428 MWh ročně. Spotřeba tepelné energie je na vyšší úrovni a v průměru je spotřeba 4 149 MWh ročně. Toto jsou již zajímavé hodnoty z ekonomického hlediska. Dále je v poskytnutém grafu o měsíčních spotřebách vidět jistá pravidelnost a malá míra kolísání spotřebované energie. Nejnižší spotřeba obou energií je v prosinci, kde nastává pravidelná technologická odstávka provozu, přičemž byl stejně odběr tepelné energie celých 189 MWh a elektrické energie 144 MWh. Kromě tohoto měsíce odstávky se pak minimum pohybovalo pro tepelnou energii na hodnotě 317,7 MWh a pro elektrickou energii 278,4 MWh. Maximální spotřeba tepelné energie nastala v únoru a dubnu a jednalo se o 382,5 MWh. Odběr elektrické energie byl pak na svém maximu v srpnu s hodnotou 336 MWh. Rozdíl minimální a maximální měsíční spotřeby byl u tepelné energie 64,8 MWh a u elektrické energie 57,6 MWh. Z těchto dat je zřejmá stálost výrobního procesu a jen malé výkyvy spotřeby ukazují vhodnost kogenerace.

5.2.3 Denní digramy potřeby

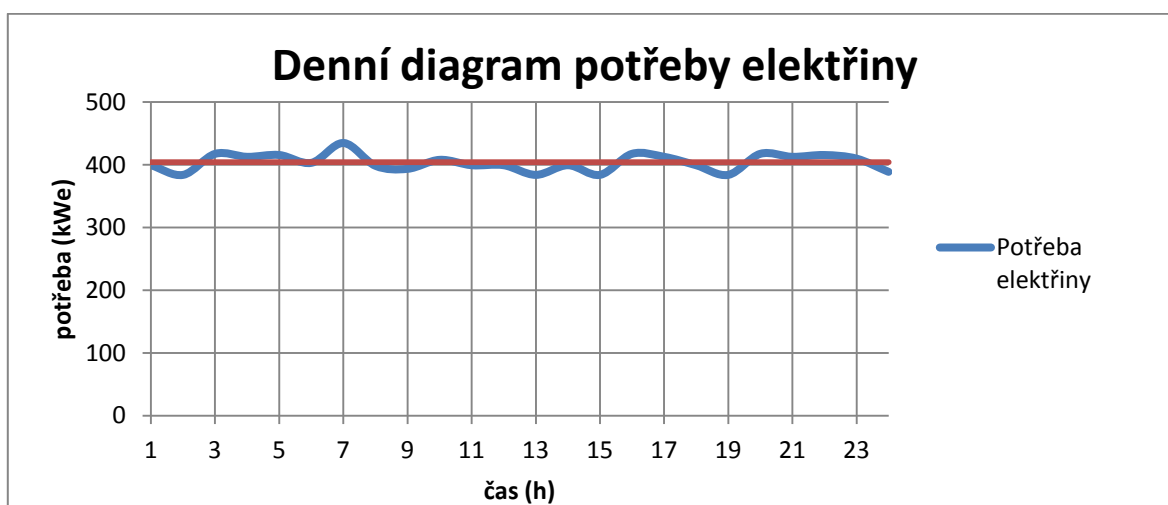
Odběratel nedisponoval diagramy denní potřeby elektrické a tepelné energie a na žádost tyto diagramy nechal vyhotovit. Měření probíhalo během celého ledna 2017. Na následujícím Grafu 5 je denní diagram potřeby tepla pro jeden vybraný lednový den.



Graf 5 – Denní diagram potřeby tepla

Denní potřeba tepelné energie se během celého měsíce pohybovala přibližně na konstantní úrovni s malými výkyvy. Rozdíl nejmenší a největší hodnotou potřeby byl 54 kW. Z diagramu denní potřeby tepla je znatelný třísměnný provoz, který v tomto případě zajišťuje stálé potřeby tepla s malými výkyvy požadované energie. Pro tento den byl požadavek na tepelnou energii v průměru na hodnotě 520,2 kW, což je v diagramu vyznačeno červenou čarou. Dále bylo maximum požadovaný energie na hodnotě 549 kW a minimum na hladině 495 kW. Jelikož je potřeba tepelné energie primární ukazatel při dimenzování kogenerační jednotky, je již nyní zřejmá vhodnost kogenerace, která by měla nabízet úsporu energie i kapitálu.

Na následujícím Grafu 6 se nachází digram denní potřeby elektřiny, které nám odběratel poskytnul z lednového měření.



Graf 6 – Denní digram potřeby elektřiny

Digram vykazuje rovněž stálou potřebu elektrické energie podobně, jako ukazoval denní diagram potřeby tepelné energie. Průměrná potřeba elektrické energie je pro tento den 403,84 kW, což je už poměrně rozumná hladina potřeby. Výhodou je také stálost potřeby s malými poklesy a nárůsty požadavku na energii. Minimum bylo v diagramu na hodnotě 384 kW a maximum bylo 434,88 kW. Rozdíl těchto hodnot je 50,88 kW, což je přibližně 12,5 % z průměrné hodnoty.

5.2.4 Přehled spotřeby a potřeby

Podle předchozích ukazatelů je zřejmá vhodnost a výhodnost provozu kogenerační jednotky. Nyní je třeba shrnout očekávanou spotřebu na tepelnou a elektrickou energii získanou z předchozích dat.

Očekávaná okamžitá potřeba tepelné energie (kW)	495 – 549
Očekávaná roční spotřeba tepelné energie (MWh)	4 110 – 4 190
Očekávaná okamžitá potřeba elektrické energie (kW)	384 – 435
Očekávaná roční spotřeba elektrické energie (MWh)	3 400 – 3 434

Dále je potřeba z kogenerační jednotky dodávat tepelnou a elektrickou energii do vlastního procesu výroby bioplynu v bioplynové stanici. Předpokládaná spotřeba tepelné energie bioplynové stanice je 10 % z vyrobené tepelné energie a 4 % elektrické energie z celkové vyrobené elektrické energie. Změna parametrů po připočítání potřeby elektrické a tepelné energie bioplynové stanice je v následujícím přehledu.

Očekávaná okamžitá potřeba tepelné energie (kW)	545 – 604
Očekávaná roční spotřeba tepelné energie (MWh)	4 521 – 4 609
Očekávaná okamžitá potřeba elektrické energie (kW)	400 – 453
Očekávaná roční spotřeba elektrické energie (MWh)	3 536 – 3 572

5.2.5 Výběr kogenerační jednotky

Posledním krokem návrhu je výběr vhodné kogenerační jednotky, která bude pokrývat veškeré potřeby procesu. Při průzkumu trhu jsem narazil na výrobce kogenerační jednotek Tedom, Jenbacher a další. Jelikož je v blízkosti bioplynové stanice servisní středisko společnosti Tedom a.s., bude v první řadě zjištěna vhodná kogenerační jednotka tohoto výrobce. Společnost se pohybuje na trhu s kogeneračními jednotkami 25 let a za tu dobu stihla uspokojit mnoho zákazníků. Výhodou a důvodem výběru tohoto dodavatele je široká servisní síť a servisní středisko v blízkosti stanice, zaručující rychle servisní zásahy v případě problémového chodu nebo poruchy, a tím zmenšení

ekonomických ztrát. V Tab. 6 je přehled nabízených kogeneračních jednotek značky Tedom určených pro spalování bioplynu.

Tab. 6 – Přehled parametrů kogeneračních jednotek firmy Tedom určených pro spalování bioplynu [11]

Typ jednotky	Elektrický výkon (kW)	Tepelný výkon (kW)	Příkon v palivu (kW)
Micro T30 ¹	25	47,5	79,1
Micro T30* ¹	30	61,0	97,7
Cento T80	83	121	237
Cento T100	106	143	291
Cento T120	124	165	336
Cento T160	166	217	439
Cento T180	182	224	465
Cento T200	200	245	510
Cento L230	235	269	580
Cento L410	410	487	1004
Cento L500	500	566	1193
Quanto D600	600	645	1405
Quanto D800	800	858	1868
Quanto D1200	1200	1344	2852
Quanto D1600	1560	1771	3734
Quanto D2000	2000	2157	4667

Z tabulky je zřejmé jaký tepelný výkon jednotlivé jednotky nabízejí. Z nabídky je třeba vybrat kogenerační jednotku, která by uspokojila naši potřebu tepla v rozsahu 545 kW – 604 kW. Dále bude brána v potaz potřeba elektrické energie, která je pro náš případ pak 400 kW – 453 kW.

Jednou z variant je jednotka Cento L410 s tepelným výkonem 487 kW, což by znamenalo plné využití jednotky po celou dobu provozu, avšak by zcela neuspokojila odběratele a musel by být použit dodatekový zdroj tepelné energie o poměrně velkém výkonu. Elektrickým výkonem 410 kW by pak jednotka nepokryla veškeré potřeby elektrické energie bioplynové stanice a odběratele a bylo by třeba dodávat špičkovou potřebu z distribuční sítě.

V našem rozmezí tepelné potřeby je pouze jednotka Cento L500, která má tepelný výkon 566 kW. Vybraná jednotka nabízí výkon 500 kW. Tento stav je však přijatelný, neboť můžeme přebytek energie poslat do distribuční sítě. Celkově se zdá být tato kogenerační jednotka vhodná pro tento proces, neboť bude pokryta většinu času celá potřeba tepelné i elektrické bioplynové stanice a odběratele, přičemž vznikne pouze přebytek elektrické energie, který bude připojen na distribuční síť. Případné špičky potřeby tepla bude pokrývat kotel na zemní plyn, který bude sloužit jako záložní zdroj v případě výpadku kogenerační jednotky. Záložní zdroj v případě výpadku za elektrickou energii, bude možnost využití elektrické energie z distribuční sítě.

Zvolená jednotka pro tento proces je tedy kogenerační jednotka značky Tedom s plynovým motorem s typovým názvem Cento L500 s elektrickým výkonem 500 kW a tepelným výkonem 566 kW. Jedná se o jednotku s motorem s uspořádáním do V a dvanácti válci. Spotřeba bioplynu této

jednotky je 193,2 Nm³/h při plném výkonu pro bioplyn s obsahem metanu 65 %. Jednotka obsahuje technologický vodní okruh o teplotě 35°C a sekundární okruh o teplotě vstup/výstup 70 °C/90 °C. Celková účinnost kogenerační jednotky je 89,3 %. Investiční prostředky na pořízení kogenerační jednotky v kontejnerovém provedení jsou celkem 7 754 250,- Kč. Technické parametry poskytnuté firmou Tedom budou přiloženy v příloze 9.2 na konci tohoto dokumentu. [15]

6 Případová studie BPS – dimenzování, analýza energetické a ekonomické efektivity

Cílem této kapitoly je vyhotovit návrh modelu bioplynové stanice s kogenerační jednotkou značky Tedom Cento L500 a pro tento model vyhotovit energetické i ekonomické hodnocení efektivity. Bioplynová stanice včetně odběratele konečné energie byla již částečně popsána v předchozí kapitole, kde byla zároveň navržena vhodná kogenerační jednotka. Navrhovaná bioplynová stanice bude vyrábět dostatečné množství bioplynu potřebné pro chod této kogenerační jednotky.

6.1 *Popis bioplynové stanice*

Popis bioplynové stanice bude rozdělen do dvou variant, pro které budou počítány ukazatele energetické a ekonomické efektivity. První variantou je zemědělská bioplynová stanice a druhou bude stanice odpadová. Bioplynová stanice bude realizována v lokalitě Střední Čechy.

6.1.1 Zemědělská bioplynová stanice

6.1.1.1 Technické parametry a vstupní suroviny

Zemědělská bioplynová stanice bude navrhována pro fermentaci tří surovin prasečí kejdy, kukuřičné siláže a jako doplněk bude v letním období sloužit travní senáž. Bioplynová stanice bude využívat technologii mokré fermentace. Bioplynová stanice bude uspořádána do dvoustupňového systému se dvěma železobetonovými fermentory, jedním železobetonovým dofermentorem. Míchání bude provedeno systémem hydraulických vrtulových míchadel. Plnění vstupních surovin bude realizováno pásovými dopravníky z dávkovacího skladiště, do kterého bude nutné kolovým nakladačem vstupní suroviny navozit. Předpokládaná produkce bioplynu k pokrytí dodávky paliva do kogenerační jednotky bude alespoň 1 800 000 m³ bioplynu s průměrným množstvím metanu okolo 60 %.

Tab. 7 – Přehled vstupních surovin zemědělské bioplynové stanice a jejich základní parametry

Surovina	Energetický obsah (kWh/m ³)	Průměrná doba zdržení	Obsah metanu (%)
Kejda	6,7	80 dnů	69
Kukuřičná siláž	6,3	80 dnů	60
Travní senáž	5,6	80 dnů	55

Průměrný výnos bioplynu z tuny suroviny je pro kejdu 30m³, pro kukuřičnou siláž 190 m³ a pro travní senáž 185 m³ viz Obr. 10. V Tab. 8 je souhrn množství vstupních surovin a podíl vyrobeného bioplynu jednotlivých surovin.

Tab. 8 – Přehled vstupních surovin a jejich množství

Surovina	Výnos bioplynu (m ³ /t)	Množství (t/rok)	Výroba plynu (m ³)	Podíl (%)
Kejda	30	5 000	150 000	8,15
Kukuřičná siláž	190	5 000	950 000	51,63
Travní senáž	185	4 000	740 000	40,22

Celková vstupní vsázka bude činit 14 000 tun surovin ročně, přičemž je zachován správný poměr siláže a senáže vůči kejdě, která zároveň bude sloužit k ředění vsázky, a tím bude potřeba menší množství technologické vody. Celkový vyrobený bioplyn bude tímto vstupem 1 840 000 m³ za rok, což bude s rezervou stačit na plný chod kogenerační jednotky. Při plánované průměrné době zdržení 80 dnů budou potřeba pro bezproblémové pojetí fermentovaného množství dva fermentory o velikosti 1 550 m³ a jeden dofermentor o velikosti 1 250 m³.

Bioplyn bude dále spotřebováván v kogenerační jednotce Tedom Cento L500 v kontejnerovém provedení. Přehled celkové produkce elektřiny a tepla je v Tab. 9. Přebytky elektrické energie budou vedeny přes trafostanici 22 kV, kde bude dále elektřina vedena do distribuční sítě.

Tab. 9 – Očekávaná produkce elektřiny a tepla

Produkce tepla (TJ)	Produkce elektřiny (GWh)
16,3 – 16,6	4 – 4,4

6.1.1.2 Ekonomické parametry

6.1.1.2.1 Investiční náklady

Plánovaná životnost bioplynové stanice a tím i investice je stanovena na 20 let. Celkové investiční náklady na výstavbu bioplynové stanice včetně kogenerační jednotky činí 65 000 000,- Kč, což je hodnota, která odpovídá vyhlášce č. 296/2015 Sb. o technicko-ekonomických parametrech pro

stanovení cen pro výrobu elektřiny, tepla a zelených bonusů. Tato vyhláška dále stanovuje dobu životnosti výroby na 20 let, což odpovídá předpokladům životnosti bioplynové stanice. Výše investiční částky mi byla sdělena po telefonickém rozhovoru obchodním zástupce společnosti NWT a.s., která bude bioplynovou stanicí stavět. Investiční dotace v tomto případě nebudou využity a využijí se dotace provozní z důvodů redukčních faktorů. [14]

6.1.1.2.2 Provozní náklady

Provozní náklady stanice budou stanoveny součtem všech provozních nákladů, jako jsou servisní poplatky za pravidelné servisní kontroly kogenerační jednotky, mzdy, nákup surovin, servisní úkony údržby a opravy stanice, provozní poplatky a daně státu.

Hlavními náklady bioplynové stanice budou náklady za nákup kukuřičné siláže a travní senáže. Kukuřičná siláž bude nakupována za 850,- Kč za tunu. Při plánovaném množství 5 000 tun budou náklady 4 250 000,- Kč. V případě travní senáže bude výkupní cena 600,- Kč, což je při vstupním množství 4 000 tun 2 400 000,- Kč. [3]

Výrobce kogenerační jednotky Tedom vypočítal servisní náklady za provoz kogenerační jednotky, které budou činit 0,418,- Kč za vyrobenou kWh. Při plánované maximální výrobě 4,4 GWh budou náklady na kogenerační jednotku činit 1 839 200,- Kč. V servisních nákladech je i započtena cena za generální opravy jednotky, prováděná po každých 50 000 provozních hodinách. Jelikož je plánovaná doba chodu jednotky 20 let bude třeba tyto opravy podstoupit. Rozpis servisních nákladů bude přiložen v příloze této práce. [15]

Dalšími provozními náklady budou mzdové, režijní a manipulační náklady, náklady na biologický a technický dozor. Tyto provozní náklady činí 1 500 000,-. [3]

Celkové provozní náklady této stanice budou činit 9 989 200,- Kč.

6.1.1.2.3 Provozní výnos

Provozní výnos bude stanoven z jednotlivých dílčích očekávaných výnosů za prodej elektřiny a tepla smluvenému odběrateli a za prodej elektřiny vedené do distribuční sítě.

Smluvně byla s odběratelem domluvena cena 2,- Kč za kWh. Předpokládaná spotřeba odběratele je 3 400 MWh. Z tohoto prodeje bude očekávaný výnos 6 800 000,- Kč. Dalším výnosem bude prodej elektřiny společnosti Amper Market, a.s., kde byla po telefonickém hovoru nabídnuta výkupní cena 0,55 za kWh. Předpokládaný přebytek elektřiny, který bude dodáván do distribuční sítě, bude činit 980 MWh. Celkový očekávaný výnos z této elektřiny bude 539 000,- Kč. Bioplynová stanice

bude čerpat podporu z kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET). Platné aktuální cenové rozhodnutí je v Tab. 4. Bude čerpána podpora na 4 400 hodin běhu kogenerační jednotky, což bude 2,2 GWh vyrobené energie. Pro tyto hodnoty bude činit zelený bonus 2 552 000,- Kč. [3]

Ve smluvené lokalitě byla provedena analýza ceny tepla.[16] Bioplynová stanice smluvně domluvila cenu za dodaný GJ tepla na 300,- Kč. [3] Diagramy potřeby a spotřeby tepla jsou na Graf 4 a Graf 5. Případné vyšší potřeby budou kryty ze stávajícího kotle na zemní plyn, přičemž náklady na něj plátí přímo odběratel. Při očekávané spotřebě odběratele 16,5 TJ tepla bude očekávaný výnos z dodaného tepla 4 950 000,- Kč.

Jelikož bude jednou ze vstupních surovin kejda od místních zemědělců, byla s nimi domluvena spolupráce. Zemědělci budou dodávat kejdu výměnou za výsledný digestát, pro který si zajistí vlastní odvoz. Z této spolupráce nebude plynout žádný zisk a zmenší se případné náklady na vstupní surovinu a odvoz digestátu.

Celkový očekávaný provozní výnos bude činit 14 841 000,- Kč.

6.1.2 Odpadová bioplynová stanice

6.1.2.1 Technické parametry a vstupní suroviny

Odpadová bioplynová stanice bude navrhována pro fermentování směsného bioodpadu a průmyslového odpadu. Bioplynová stanice bude využívat technologii mokré fermentace. Stanice bude uspořádána do dvoustupňového systému se dvěma železobetonovými fermentory, jedním železobetonovým dofermentorem. Součástí bude také hygienizační linka k úpravě vstupního odpadu podle platné legislativy. Hygienizační linka bude vyžadovat značné množství tepelné energie, které bude dodáváno z vlastní kogenerační jednotky. Nedílnou součástí bude vstupní podzemní jímka, která bude plnit funkci směsného místa k úpravě množství sušiny a dávkování do fermentorů. Současně bude vstupní jímka obsahovat řezací čerpadlo, které bude sloužit k zmenšení větší vstupních kusů vsázky. V jímce bude nucený odtah, který bude připojen na biofiltr, a tím bude zneškodněn případný zápach. Předpokládaná produkce bioplynu k pokrytí dodávky paliva do kogenerační jednotky bude alespoň 1 800 000 m³ bioplynu s průměrným množstvím metanu okolo 60 %.

Tab. 10 – Přehled vstupních surovin odpadové bioplynové stanice a jejich základní parametry

Surovina	Energetický obsah (kWh/m ³)	Průměrná doba zdržení	Obsah metanu (%)
Směs bioodpadů	5,8	80 dnů	52
Odpad z průmyslu	6,4	80 dnů	65

Odhadovaný energetický obsah vstupních surovin je v Tab. 10. Doba zdržení ve fermentorech bude 80 dnů a očekávaný obsah metanu v bioplynu bude 52 % pro směs bioodpadů, což bude hlavní fermentovanou surovinou a 65 % pro průmyslový odpad.

Tab. 11 – Přehled vstupních surovin a jejich množství

Surovina	Výnos bioplynu (m ³ /t)	Množství (t/rok)	Výroba plynu (m ³)	Podíl (%)
Směs bioodpadů	150	8 300	1 245 000	67,48
Odpad z průmyslu	200	3 000	600 000	32,52

Přehled vstupní surovin s předpokládaným množstvím je v Tab. 11. Celková vstupní vsázka bude činit 11 300 tun surovin ročně, přičemž bude docházet ve vstupní jímce k částečnému ředění vodou, které bude dávkováno dle potřeby v závislosti na kvalitě a složení směsi bioodpadů. Celkový vyrobený bioplyn bude tímto vstupem 1 845 000 m³ za rok, což bude s rezervou stačit na plný chod kogenerační jednotky. Při plánované průměrné době zdržení 80 dnů budou potřeba pro bezproblémové pojetí fermentovaného množství dva fermentory o velikosti 1 350 m³ a jeden dofermentor o velikosti 1 100 m³.

Bioplyn bude dále spotřebováván v kogenerační jednotce Tedom Cento L500 v kontejnerovém provedení. Přehled celkové produkce elektřiny a tepla je v Tab. 12. Přebytky elektrické energie budou vedeny přes trafostanici 22 kV, kde bude dále elektřina vedena do distribuční sítě.

Tab. 12 – Očekávaná produkce elektřiny a tepla

Produkce tepla (TJ)	Produkce elektřiny (GWh)
16,6 – 17,5	4 – 4,4

6.1.2.2 Ekonomické parametry

6.1.2.2.1 Investiční náklady

Plánovaná životnost bioplynové stanice a tím i investice je stanovena na 20 let. Celkové investiční náklady na výstavbu bioplynové stanice včetně kogenerační jednotky činí 110 000 000,- Kč, což je hodnota, která odpovídá vyhlášce č. 296/2015 Sb. o technicko-ekonomických parametrech pro stanovení cen pro výrobu elektřiny, tepla a zelených bonusů. Tato vyhláška dále stanovuje dobu životnosti výroby na 20 let, což odpovídá předpokladům životnosti bioplynové stanice. Výše investiční částky mi byla sdělena po telefonickém rozhovoru obchodním zástupce společnosti NWT a.s., která bude bioplynovou stanicí stavět. Investiční dotace v tomto případě nebudou využity a využijí se dotace provozní z důvodů redukčních faktorů. [14]

6.1.2.2.2 Provozní náklady

Provozní náklady stanice budou stanoveny součtem všech provozních nákladů, jako jsou servisní poplatky za pravidelné servisní kontroly kogenerační jednotky, mzdy, nákup surovin, servisní úkony údržby a opravy stanice, provozní poplatky a daně státu.

Vstupní suroviny budou tvořit část nákladů a to zejména nákup odpadu z průmyslu, který bude vykupován za 150,- Kč za tunu. Celkově pak tyto náklady budou činit 450 000,- Kč. Směs bioodpadů bude vyměňována se zemědělcem za digestát, a tím z tohoto vstupu nebudou plynout další provozní náklady ani výnosy. [3]

Výrobce kogenerační jednotky Tedom vypočítal servisní náklady za provoz kogenerační jednotky, které budou činit 0,418,- Kč za vyrobenou kWh. Při plánované maximální výrobě 4,4 GWh budou náklady na kogenerační jednotku činit 1 839 200,- Kč. V servisních nákladech je i započtena cena za generální opravy jednotky, prováděná po každých 50 000 provozních hodinách. Jelikož je plánovaná doba chodu jednotky 20 let bude třeba tyto opravy podstoupit. Rozpis servisních nákladů bude přiložen v příloze této práce. [15]

Dalšími provozními náklady budou mzdové, režijní a manipulační náklady, náklady na biologický a technický dozor a náklady na technologickou vodu potřebnou pro ředění vstupní vsázky. Tyto provozní náklady činí 2 500 000,-. [3]

Celkové provozní náklady budou pro tuto stanici činit 4 789 200,- Kč

6.1.2.2.3 Provozní výnos

Provozní výnos bude stanoven z jednotlivých dílčích výnosů za prodej elektřiny a tepla smluvenému odběrateli a za prodej elektřiny vedené do distribuční sítě.

Smluvně byla odběrateli nabídnuta cena 2,-Kč za kWh. Při odběru 3 400 MWh by byl očekávaný výnos 6 800 000,- Kč. Dalším výnosem bude prodej elektřiny společností Amper Market, a.s., kde byla po telefonickém hovoru nabídnuta výkupní cena 0,55 za kWh. Předpokládaný přebytek elektřiny, který bude dodáván do distribuční sítě, bude činit 550 MWh. Celkový očekávaný výnos z této elektřiny bude 302 500,- Kč. Očekávaná spotřeba a potřeba vychází z Graf 4 a Graf 6. [3]

Ve smluvené lokalitě byla provedena analýza ceny tepla.[16] Bioplynová stanice smluvně domluvila cenu za dodaný GJ tepla na 300,- Kč. Při spotřebě 16,5 TJ tepla činí očekávaný výnos z dodaného tepla 4 950 000,- Kč. Případné vyšší potřeby budou kryty ze stávajícího kotle na zemní

plyn, přičemž náklady na něj plátí přímo odběratel. Neboť se jedná o odpadovou bioplynovou stanici, je možné využít dotaci za využití tepla, která činí 780,- Kč za dodaný GJ tepla. Při 16,5 TJ dodaného tepla činí provozní dotace celých 12 870 000,- Kč. Tato dotace je dána cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu č. 5/2016 platným k 1. lednu 2017. Předpokládaná spotřeba a potřeba tepla vychází z Graf 4 a Graf 5.

Digestát bude v tomto případě nabídnut místním zemědělcům výměnou za vstupní odpadové suroviny, což sníží možný výnos, ale i náklad. [3]

Celkové výnosy bioplynové stanice budou činit 24 922 500,- Kč.

6.2 Energetická efektivnost

Energetická efektivnost bude pro obě varianty získávána metodikou popsanou v kapitole 4.1 Energetická efektivnost. Energetickou efektivnost určíme podílem energie získané na konci procesu a energie vložené do procesu.

6.2.1 Zemědělská bioplynová stanice

Energie získaná na konci procesu je dána spotřebovanou energií kogenerační jednotky, která je v tomto případě součtem spotřebované tepelné a elektrické energie. Celková získaná energie se bude pohybovat v rozmezí 30,7 TJ – 32,4 TJ.

Energie vložená do procesu je dána vstupní surovinou, která je přivezena do bioplynové stanice. Energie je dána energetickým obsahem suroviny a množstvím bioplynu z ní vytvořené. Přehled vstupních surovin, množství vytvořeného bioplynu a energetický obsah je v Tab. 7 a Tab. 8. V tomto případě se jedná o tři vstupní suroviny, a to kejdu, kukuřičnou siláž a travní senáž. Energie vložená do procesu je dána množstvím vytvořeného bioplynu a energetickým obsahem suroviny na m³ plynu. Energie vložená do procesu je pro tento případ celkově 11 134 000 kWh. Převodem na TJ se jedná o energii 40,08 TJ. [17]

$$\text{Dolní mez efektivnosti:} \quad \eta = \frac{E_1}{E_2} = \frac{30,7}{40,08} = 0.77 \quad \{17\}$$

$$\text{Horní mez efektivnosti:} \quad \eta = \frac{E_1}{E_2} = \frac{32,4}{40,08} = 0.81 \quad \{18\}$$

Celková energetická efektivnost zemědělské bioplynové stanice bude v případě využití tepelné energie podle smluvených odběrů v rozmezí 77 % - 81 %.

6.2.2 Odpadová bioplynová stanice

Energie získaná na konci procesu je dána spotřebovanou energií kogenerační jednotky, která je v tomto případě součtem spotřebované tepelné a elektrické energie. Celková získaná energie se bude pohybovat v rozmezí 31 TJ – 33,3 TJ.

Energie vložená do procesu je dána vstupní surovinou, která je přivezena do bioplynové stanice. Energie je dána energetickým obsahem suroviny a množstvím bioplynu z ní vytvořené. Přehled vstupních surovin, množství vytvořeného bioplynu a energetický obsah je v Tab. 10 a Tab. 11. V tomto případě se jedná o dvě vstupní suroviny, a to směs bioodpadů a odpad z průmyslu. Energie vložená do procesu je dána množstvím vytvořeného bioplynu a energetickým obsahem suroviny na m³ plynu. Energie vložená do procesu je pro tento případ celkově 11 061 000 kWh. Převodem na TJ se jedná o energii 39,82 TJ. [17]

$$\text{Dolní mez efektivnosti:} \quad \eta = \frac{E_1}{E_2} = \frac{31}{39,82} = 0.78 \quad \{19\}$$

$$\text{Horní mez efektivnosti:} \quad \eta = \frac{E_1}{E_2} = \frac{33,3}{39,82} = 0.84 \quad \{20\}$$

Celková energetická efektivnost zemědělské bioplynové stanice bude v případě využití tepelné energie podle smluvených odběrů v rozmezí 78 % - 84 %.

6.2.3 Porovnání

Celková energetická efektivnost obou technologických typů stanic dosahuje vysokých hodnot. Tyto vysoké hodnoty jsou dány využitím odpadní tepelné energie kogenerační jednotkou a celkovým nastavením procesu. U zemědělské bioplynové stanice se bude energetická efektivnost pohybovat od 77 % do 81 %. U odpadové bioplynové stanice se bude energetická efektivnost pohybovat od 78 % do 84 %. Vyšší efektivnost odpadové bioplynové stanice je dána zvýšenou spotřebou tepelné energie, která je využívána na vstupní hygienizaci biomasy. V případě nevyužití tepelné energie by se efektivnost snížila až o 47,4 %, což je dáno tepelnou účinností kogenerační jednotky. Pokud by tak bylo, mohla by se energetická efektivnost pohybovat přibližně v mezích 30 % - 40 %, což by značilo velmi nízké využití a zpracování vstupní suroviny.

6.3 Ekonomická efektivnost

Ekonomická efektivnost bude pro obě varianty získávána metodikou popsanou v kapitole 4.2 Ekonomická efektivnost. Veškeré výpočty ekonomických faktorů byly počítány pomocí nástroje Microsoft Excel a je zde pouze popsán postup jednotlivých výpočtů.

Diskontní sazba je jedna z klíčových hodnot ekonomických výpočtů, kterou určujeme očekávané budoucí výnosy při diskontování. Podle metodického pokynu ERÚ je v současnosti minimální nárok na vlastní zdroje 20 % z investic. Dále je bráno v úvahu dvacetileté období garance ceny. Daň z příjmu právnických osob je 19 %. Dle metodického pokynu ERÚ byla zvolena diskontní míra na úrovni 6,3 %, která bude dále uvažována v dalších výpočtech. [14]

6.3.1 Zemědělská bioplynová stanice

6.3.1.1 Čistá současná hodnota NPV

Pro získání NPV je důležité nejdříve zjistit CF, které bude pro každý rok ve stejné výši, neboť zde není počítáno s různými příjmy a výdaji. Postup výpočtu CF a NPV je popsán vzorcem {21} a {22}.

$$\text{Výpočet CF:} \quad CF_1 = P_1 - V_1 = 14\,841\,000 - 9\,989\,200 = 4\,851\,800, -Kč \quad \{21\}$$

$$\text{Výpočet NPV:} \quad NPV = \sum_{t=1}^{20} \frac{4\,851\,800}{(1 + 0,063)^t} - 65\,000\,000 = -10\,680\,570, -Kč \quad \{22\}$$

CF pro dané roky vyšlo 4 851 800,- Kč což je při investici 65 000 000,- poměrně málo a zaručuje tím dlouhou návratnost investice. Dále byla vypočtena hodnota NPV, která vyšla -10 680 570,- Kč, což jasně naznačuje, že není vhodné do takového projektu investovat s předpokládaným diskontováním 6,3 %. Kladnou hodnotu NPV by přineslo snížení diskontní sazby pod hodnotu 4 %, což by však přineslo menší očekávané zhodnocení kapitálu.

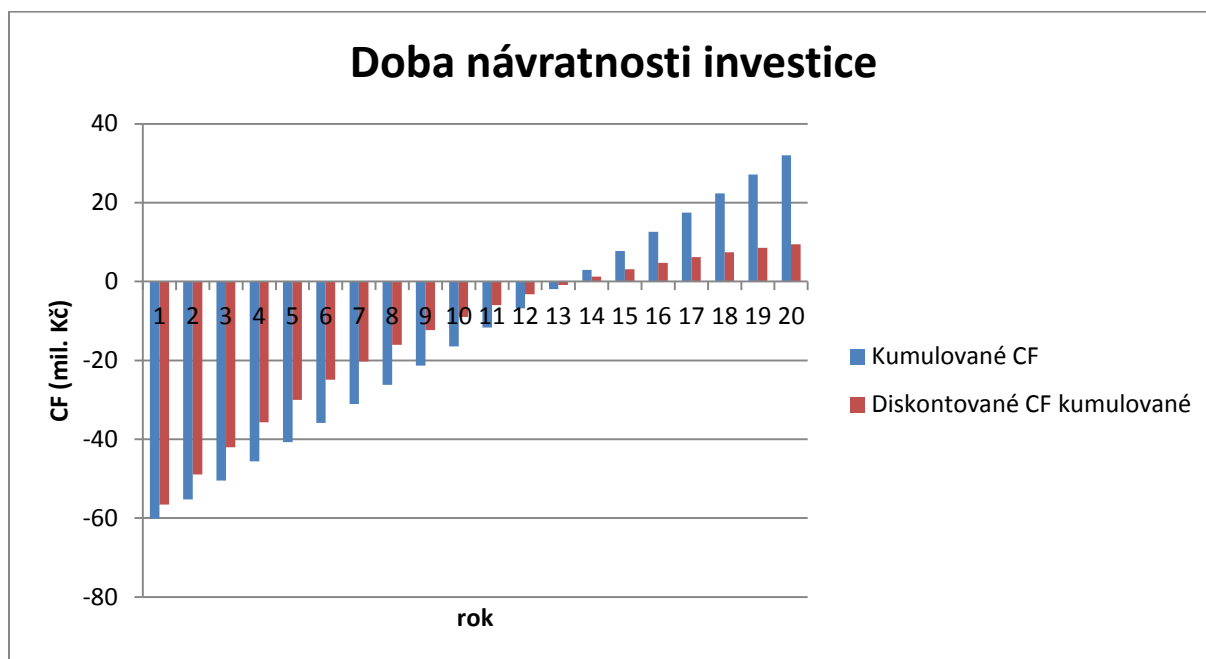
6.3.1.2 Vnitřní výnosové procento IRR

Vnitřní výnosové procento je taková úroková sazba, kdy je NPV = 0. Pro případ zemědělské bioplynové stanice bylo vypočtené IRR rovno 4 %. Jelikož je hodnota menší než v úvodu určená diskontní sazba, není ekonomicky výhodné projekt realizovat.

6.3.1.3 Doba návratnosti investice

Doba návratnosti investice nezohledňuje vývoj ceny peněz, ale na druhou stranu lze jednoduše zjistit nejkratší možnou dobu, za kterou se investiční náklady navrátí. Vypočítá se podílem vstupní investice a předpokládaného zisku za rok. Pro případ zemědělské bioplynové stanice se jedná o dobu návratnosti investice 13,4 roku. Investice se tedy v průběhu své životnosti vrátí a to během třináctého roku provozu. Vývoj ceny peněz lze pak vyjádřit diskontovaným CF.

Na Graf 7 je vyznačena doba návratnosti investice pro zemědělskou bioplynovou stanici, kde je vyznačena návratnost investice v místě, kdy je CF rovno nule. Na grafu je vyznačen vývoj kumulovaných CF. Dále je zde i vyznačeno diskontované kumulované CF, které zohledňuje vývoj ceny peněz v čase.



Graf 7 – Doba návratnosti investice zemědělské BPS

6.3.2 Odpadová bioplynová stanice

6.3.2.1 Čistá současná hodnota NPV

Pro získání NPV je důležité nejdříve zjistit CF, které bude pro každý rok ve stejné výši, neboť zde není počítáno s různými příjmy a výdaji. Postup výpočtu CF a NPV je popsán vzorcem {23} a {24}.

$$\text{Výpočet CF:} \quad CF_1 = P_1 - V_1 = 24\,922\,500 - 4\,789\,200 = 20\,133\,300, -Kč \quad \{23\}$$

$$\text{Výpočet NPV:} \quad NPV = \sum_{t=1}^{20} \frac{20\,133\,300}{(1 + 0,063)^t} - 110\,000\,000 = 115\,406\,938, -Kč \quad \{24\}$$

CF pro dané roky vyšlo 20 133 300,- Kč což je při investici 110 000 000,- velmi vysoká hodnota a zaručuje tím krátkou dobu návratnosti investice. Dále byla vypočtena hodnota NPV, která vyšla 115 406 938,- Kč, což jasně naznačuje vhodnost investování do tohoto projektu při uvažovaném diskontování 6,3 %. Kladnou hodnotu NPV by přineslo v tomto případě i zvýšení diskontní sazby.

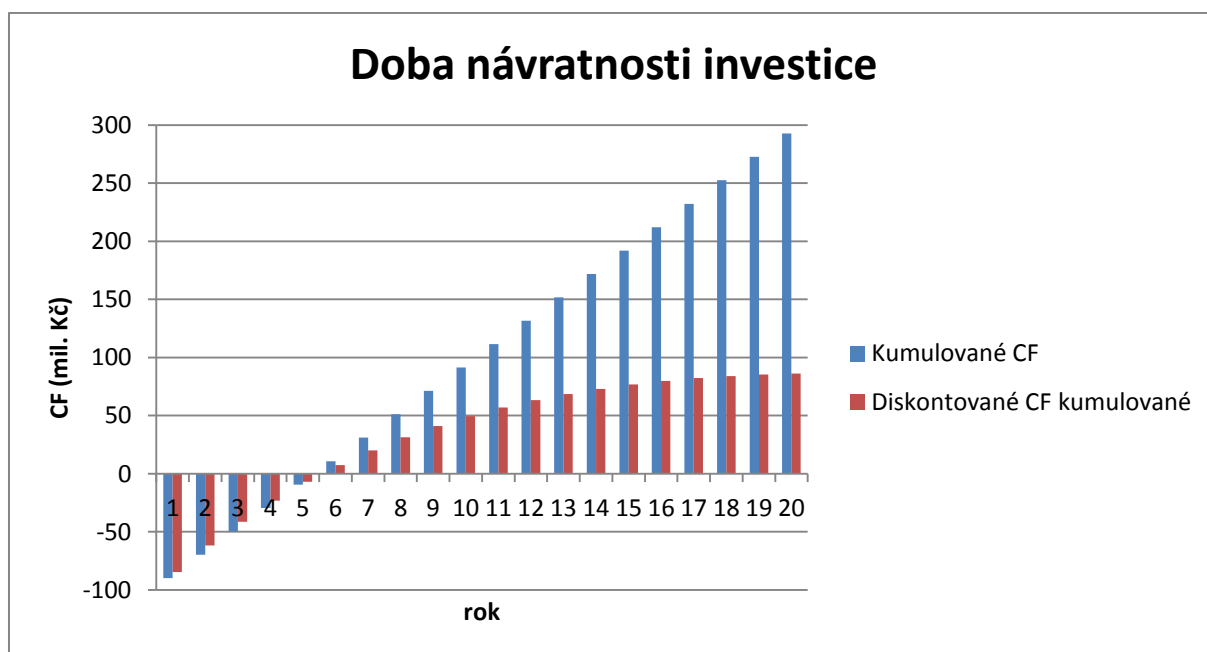
6.3.2.2 Vnitřní výnosové procento IRR

Vnitřní výnosové procento je taková úroková sazba, kdy je $NPV = 0$. Pro případ odpadové bioplynové stanice bylo vypočtené IRR rovno 18 %. Jelikož je hodnota mnohem větší než v úvodu určená diskontní sazba, je ekonomicky výhodné projekt realizovat.

6.3.2.3 Doba návratnosti investice

Doba návratnosti investice nezohledňuje vývoj ceny peněz, ale na druhou stranu lze jednoduše zjistit nejkratší možnou dobu, za kterou se investiční náklady navrátí. Vypočítá se podílem vstupní investice a předpokládaného zisku za rok. Pro případ zemědělské bioplynové stanice se jedná o dobu návratnosti investice 5,5 roku. Investice se tedy v průběhu své životnosti vrátí už během pátého roku provozu. Vývoj ceny peněz lze pak vyjádřit diskontovaným CF.

Na Graf 8 Graf 7 je vyznačena doba návratnosti investice pro odpadovou bioplynovou stanici, kde je vyznačena návratnost investice v místě, kdy je CF rovno nule. Na grafu je vyznačen vývoj kumulovaných CF. Dále je zde i vyznačeno diskontované kumulované CF, které zohledňuje vývoj ceny peněz v čase.



Graf 8 – Doba návratnosti investice odpadové BPS

6.3.3 Porovnání

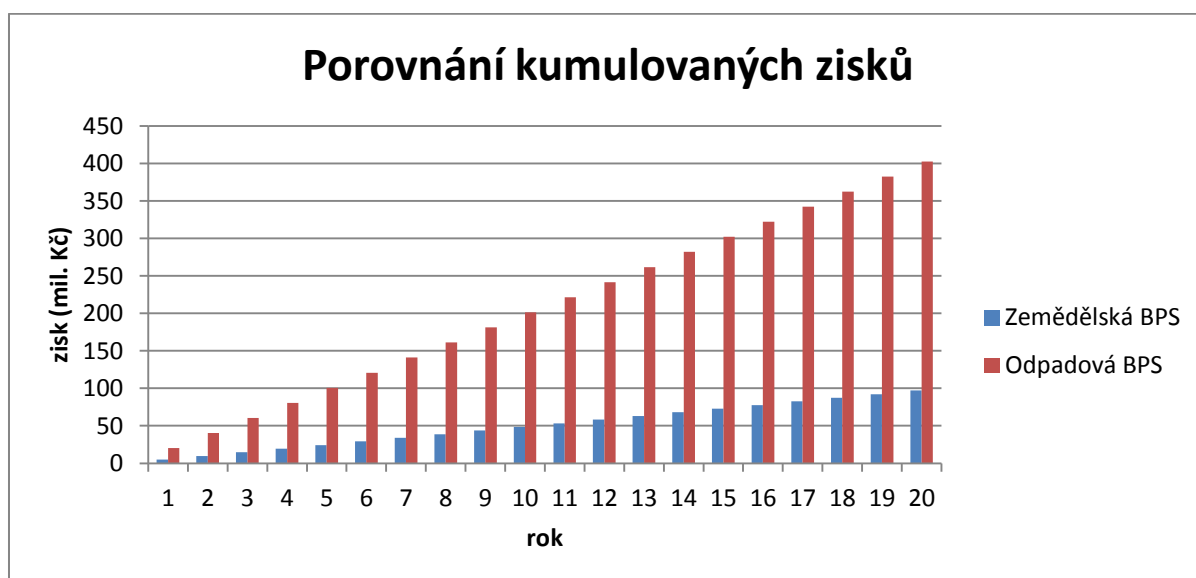
V Tab. 13 je porovnání všech počítaných kritérií, které napomohou k rozhodování, kterou investicí je výhodnější realizovat. Z těchto výsledků je zřejmá výhodnější investice do odpadové bioplynové stanice, která předpokládá vyšší výsledný zisk daný zejména dotací na využití teplo ve

výši 780,- Kč za dodaný GJ. Díky tomu nabízí i krátkou dobu návratnosti 5,5 let. Zemědělskou bioplynovou stanicí není vhodné realizovat již podle kritérií NPV a IRR, které naznačují, že je nevhodné do takového projektu z ekonomického hlediska investovat. Z pohledu energetické efektivity jsou výsledky vyrovnané, avšak odpadová bioplynová stanice je na tom o něco lépe.

Tab. 13 – Porovnání výsledků pro zemědělskou a odpadovou BPS

Technologie	NPV (Kč)	IRR (%)	Doba návratnosti	η (%)
Zemědělská BPS	-10 680 570	4	13,4 let	77 – 81
Odpadová BPS	115 406 938	18	5,5 let	78 – 84

Na Graf 9 je zobrazen vývoj kumulovaných zisků pro oba vybrané projekty. Graf nezohledňuje vývoj ceny peněz. Z grafu je zřejmá větší ziskovost odpadové bioplynové stanice, a i díky tomu je zaručená rychlá doba návratnosti investice.



Graf 9 – Porovnání kumulovaných zisků zkoumaných bioplynových stanic

Ze zkoumaných projektů bude zvolen k realizaci projekt odpadové bioplynové stanice, neboť všechny počítané kritéria dosahovali lepších výsledků než u zemědělské bioplynové stanice. Lepší výsledky odpadové bioplynové stanice zajistila zejména provozní dotace na využití tepla.

7 Závěr

Bylo provedeno shrnutí výroby bioplynu a technologií použitých při zpracování biomasy, které jasně ukazovalo postup při výrobě a základní požadavky na výrobu bioplynu.

Dále byla provedena analýza současného stavu bioplynových stanic v České Republice a Evropské unii. V ČR se momentálně nachází 508 bioplynových stanic, které svým instalovaným elektrickým výkonem 358 MW pokrývají 25 % z celkové výroby obnovitelnými zdroji energie. Dále bylo z bioplynu vyprodukováno za poslední roky vyrobeno přes 2 300 000 GJ tepelné energie. Tato hodnota by v pohledu instalovaného elektrického výkonu vyšší, avšak je momentálně ve velkém množství tepelná energie nevyužita plným způsobem. V EU je pak momentálně přes 17 240 bioplynových stanic, které celkově vyprodukují přes 63,3 TWh, což by stačilo na chod 14,6 milionu domácností, čímž je tento zdroj energie třeba brát v potaz. Každý ze států dále momentálně mění druh podpory výroby energie z bioplynu a to zejména směrem k výrobě z odpadového materiálu. Dále je tendence k co největšímu využití tepelné energie.

Ve třetí kapitole bylo shrnuto technologické řešení bioplynových stanic a aktuální rozdělení na zemědělské a odpadové. Dále byly popsány detaily typické pro každou z technologií. Navíc byl popsán postup přeměny bioplynu kogenerační jednotkou a způsob využití tepelné energie.

Čtvrtou kapitolou byl shrnut postup při hodnocení projektů pomocí energetické a ekonomické efektivity.

Nakonec byla vyhotovena energetická a ekonomická analýza včetně návrhu kogenerační jednotky, což bylo i jedním z hlavních cílů diplomové práce. Analýza byla realizována pro dva technologické druhy bioplynových stanic a to pro zemědělskou a odpadovou s mokrou fermentací. V navrhovaném projektu byla zvolena kogenerační jednotka Tedom Cento L500, která odpovídala spotřebě a potřebě odběratele a bioplynové stanice. Celkový instalovaný výkon navrhovaných stanic byl tedy 500 kW elektrického výkonu a 566 kW tepelného výkonu. Vypočtená energetická efektivnost obou projektů dosahovala 80 %, což značí o velkém využití odpadního tepla kogenerační jednotky. Celkový souhrn výnosů a nákladů obou projektů už v první chvíli vykazoval výhodnost projektu odpadové bioplynové stanice. Ve vypočtených ukazatelích bylo v souhrnu zřejmá výhodnost realizace odpadové bioplynové stanice a značná nevýhodnost realizace zemědělské bioplynové stanice (viz Tab. 13). Odpadová bioplynová stanice by zajistila návratnost investice už v průběhu pátého roku i v případě diskontování. U zemědělské bioplynové stanice se doba návratnosti pohybovala až ve třináctém roku výroby. Z analýzy je jasný velký vliv podpory, která v nynější době zvýhodňuje odpadové bioplynové stanice, které efektivně využijí vyrobené teplo v kogeneračních jednotkách.

8 Použitá literatura a zdroje

- [1] Bioprofit s.r.o.: Složení bioplynu a anaerobní technologie. Dostupné z:
http://bioplyn.cz/at_popis.htm
- [2] Energy Consumers: Technologie suché fermentace. Dostupné z:
http://www.energyconsumers.net/fotky4725/KPE32/Novak_Suche_bioplynove_stanice_BIFERM_TECHNOLOGY.pdf
- [3] CZ Biom: Komplexní informace o technologiích, cenách a materiálech. Dostupné z:
<http://biom.cz/cz/>
- [4] Novaenergo s.r.o.: Souhrn informací a zpráv o bioplynu v Evropě. Dostupné z:
<http://www.novaenergo.cz/clanky>
- [5] Fortex-AGS, a.s.: Technologie suché fermentace. Dostupné z:
<http://www.fortexbioplyn.cz/cz/sucha-fermentace/>
- [6] Výzkumný ústav zemědělské techniky, v.v.i.: Výroba a využití bioplynu v zemědělství. Dostupné z: <http://docplayer.cz/5999995-Cr-vyroba-a-vyuziti-bioplynu-v-zemedelstvi.html>
- [7] Česká bioplynová asociace z.s.: Statistické údaje o BPS v ČR. Dostupné z: <http://www.czba.cz/>
- [8] Energetický regulační úřad: Roční zpráva o provozu. Dostupné z:
http://www.eru.cz/documents/10540/462820/Rocni_zprava_provoz_ES_2015.pdf/3769f65b-3789-4e93-be00-f84416e1ca03
- [9] Evropská bioplynová asociace: Stataistické údaje o BPS v E. Dostupné z:
<http://european-biogas.eu/>
- [10] Monsanto ČR, s.r.o.: Parametry kukuřičné plodiny. Dostupné z: <https://www.dekalb.cz/>
- [11] Tedom, a.s.: Výrobce kogeneračních jednotek. Dostupné z: <http://kogenerace.tedom.com/>
- [12] Tes Vsetín, s.r.o.: Výrobce motorů, parametry a technologie motorů. Dostupné z:
<http://www.tes.cz/tem/generatory-asynchronni/>
- [13] Studijní materiály ČVUT: Ekonomické hodnocení projektu. Dostupné z:
<https://ekonom.feld.cvut.cz/web/images/stories/predmety/A1B16EPD>
- [14] Energetický regulační úřad: Metodika stanovení výkupních cen a zelených bonusů. Dostupné z:
http://www.eru.cz/documents/10540/462902/metodika_180_2005.pdf/80a0ec7c-cb1c-40e4-b7de-f5a4281877a5

[15] Tedom, a.s.: Parametry KGJ získané od Tedom a cenová nabídka servisu. Dostupné v příloze 9.2 této práce.

[16] Teplárenské sdružení České Republiky: Informace o cenách dodávky tepelné energie. Dostupné z: <http://www.naseteplo.cz/>

[17] Jednotky CZ: Program na převod jednotek. Dostupné z: <http://www.jednotky.cz>

Seznam zkratek

BPS	Bioplynová stanice
CF	Hotovostní tok (Cash-flow)
CNG	Stlačený zemní plyn (Compressed natural gas)
ČR	Česká Republika
ČOV	Čistírna odpadních vod
EBA	Evropská bioplynová asociace
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
IRR	Vnitřní výnosové procento (Internal rate of return)
KGJ	Kogenerační jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
NPV	Čistá současná hodnota (Net present value)
ORC	Organický Rankinův cyklus
OZE	Obnovitelný zdroj energie
VN	Vysoké napětí

Seznam obrázků

Obr. 1 – Výroba elektrické energie z bioplynových stanic za rok 2008 a porovnání s OZE [7]	8
Obr. 2 – Výroba elektrické energie z bioplynových stanic za rok 2015 a porovnání s OZE [7]	9
Obr. 3 – Celkový stav bioplynových stanic v ČR k 31. 12. 2015 [7]	10
Obr. 4 – 25 zemí, které sdružuje evropská bioplynová asociace [9]	11
Obr. 5 – Kogenerační jednotka s pístovým spalovacím motorem [1]	15
Obr. 6 – Schéma ORC, 1 – zdroj tepelné energie, 2 – parní generátor, 3 – cirkulační čerpadlo, 4 – turbína, 5 – regenerátor, 6 – kondenzátor, 7 – čerpadlo organické kapaliny, 8 – nouzové chlazení primárního okruhu, 9 – generátor, 10 – odběratel tepla [3].....	18
Obr. 7 – Schéma procesu suché fermentace [5]	19
Obr. 8 – Různé způsoby zapojení anaerobních fermentorů [6]	22
Obr. 9 – Schéma obsahu spalitelných látek kejdy, kukuřičné siláže a kukuřičného šrotu	30
Obr. 10 – Teoretická výtěžnost bioplynu různých surovin [3].....	31
Obr. 11 – Komunální bioplynové stanice v ČR k 31. 12. 2015	64
Obr. 12 – Průmyslové bioplynové stanice v ČR k 31. 12. 2015	64
Obr. 13 – Zemědělské bioplynové stanice v ČR k 31. 12. 2015	65
Obr. 14 – Bioplynové stanice s bioplynem získaným ze skládky v ČR k 31. 12. 2015.....	65
Obr. 15 – Bioplynové stanice s bioplynem získaným při čištění odpadních vod v ČR k 31. 12. 2015 ...	66

Seznam tabulek

Tab. 1 – Příklad složení bioplynu [1].....	6
Tab. 2 – Orientační složení bioplynu ze tří různých druhů biomasy [1]	6
Tab. 3 – Výroba elektřiny a tepla ze skládkového plynu [8].....	10
Tab. 4 – Příklad cenového rozhodnutí ERÚ vzhledem ke kombinované výrobě elektrické a tepelné energie.....	33
Tab. 5 – Důležité legislativní předpisy související s výstavbou BPS a provozováním kogenerační jednotky.....	38
Tab. 6 – Přehled parametrů kogeneračních jednotek firmy Tedom určených pro spalování bioplynu [11]	44
Tab. 7 – Přehled vstupních surovin zemědělské bioplynové stanice a jejich základní parametry.....	46
Tab. 8 – Přehled vstupních surovin a jejich množství.....	46
Tab. 9 – Očekávaná produkce elektřiny a tepla	46
Tab. 10 – Přehled vstupních surovin odpadové bioplynové stanice a jejich základní parametry.....	48
Tab. 11 – Přehled vstupních surovin a jejich množství	49
Tab. 12 – Očekávaná produkce elektřiny a tepla	49
Tab. 13 – Porovnání výsledků pro zemědělskou a odpadovou BPS.....	56

Seznam grafů

Graf 1 – Příklad denního diagramu potřeby tepla pro různé případy provozu	36
Graf 2 – Příklad denního diagramu potřeby elektřiny pro různé případy provozu	38
Graf 3 – Spotřeba elektrické a tepelné energie vybraného odběratele.....	40
Graf 4 – Spotřeba elektřiny a tepla během kalendářního roku.....	41
Graf 5 – Denní diagram potřeby tepla.....	42
Graf 6 – Denní digram potřeby elektřiny.....	42
Graf 7 – Doba návratnosti investice zemědělské BPS	54
Graf 8 – Doba návratnosti investice odpadové BPS	55
Graf 9 – Porovnání kumulovaných zisků zkoumaných bioplynových stanic	56

9 Přílohy

9.1 Podíl BPS různých typů v ČR



Obr. 11 – Komunální bioplynové stanice v ČR k 31. 12. 2015



Obr. 12 – Průmyslové bioplynové stanice v ČR k 31. 12. 2015



Obr. 13 – Zemědělské bioplynové stanice v ČR k 31. 12. 2015



Obr. 14 – Bioplynové stanice s bioplynem získaným ze skládky v ČR k 31. 12. 2015



Obr. 15 – Bioplynové stanice s bioplynem získaným při čištění odpadních vod v ČR k 31. 12. 2015

9.2 *Technické parametry a cenová nabídka nákladů na servis*

Základní technické údaje

jmenovitý elektrický výkon	500	kW
maximální tepelný výkon ¹⁾	566	kW

zatížení	60	75	100	%
maximální tepelný výkon	390	457	566	kW
příkon v palivu	771	930	1193	kW
účinnost elektrická	38,9	40,3	41,9	%
účinnost tepelná	50,6	49,1	47,4	%
účinnost celková (využití paliva)	89,5	89,4	89,3	%
spotřeba plynu	119	143	184	Nm ³ /h

Základní technické údaje jsou platné pro standardní podmínky podle dokumentu „Technické instrukce“.

Minimální trvalý elektrický výkon nesmí klesnout pod 60% jmenovitého výkonu.

Spotřeba plynu je uvedena pro bioplyn s obsahem metanu 65%, při normálních podmínkách (0°C, 101,325 kPa).

Tolerance spotřeby plynu, respektive příkonu v palivu, pro 100% zatížení je +5%.

Tolerance ostatních parametrů jsou stanoveny v dokumentu „Technické instrukce - Platnost technických údajů“.

1) Maximální tepelný výkon je tvořen součtem tepelného výkonu sekundárního okruhu při vychlazení spalin na 150°C a technologického okruhu.

Plnění emisních limitů

emise	CO	NOx	
při 5%O ₂ ve spalinách	750	500	mg/Nm ³

Generátor

používaný typ	LSA 49.1 M6
výrobce	LEROY SOMER
cos φ	1,0
účinnost v pracovním bodě	96,3 %
napětí	400 V
frekvence	50 Hz

Motor

typ	G9512
výrobce	LIEBHERR
počet válců	12
uspořádání válců	V
vrtání × zdvih	130/157 mm
zdvihový objem	25 dm ³
kompresní poměr	13 : 1
otáčky	1500 min ⁻¹
spotřeba oleje normál / max.	0,3 / 0,5 g/kWh
max. výkon motoru	519 kW

G9512 biogas engine 19.09.2013

Tepelný systém

Sekundární okruh

teplonosné médium	voda
tepelný výkon okruhu	525 kW
jmenovitá teplota vody vstup / výstup	70/90 °C
jmenovitý teplotní spád	20 °C
teplota vratné vody min / max	40/70 °C
jmenovitý průtok	6,3 kg/s
max. pracovní tlak	600 kPa
vodní objem okruhu v KJ	65 dm ³
tlaňková ztráta při jmenovitém průtoku	30 kPa

Primární okruh ¹⁾

tepelný výkon okruhu	525 kW
max. pracovní tlak	250 kPa
vodní objem okruhu v KJ	480 dm ³

1) parametry jsou platné, pokud je součástí dodávky chladicí jednotka (opce)

Technologický okruh ¹⁾

teplonosné médium	voda + etylenglykol
koncentrace etylenglykolu	35 %
tepelný výkon okruhu	41 kW
teplota chladicí kapaliny na vstupu max.	35 °C
jmenovitý průtok	2,5 kg/s
max. pracovní tlak	250 kPa
vodní objem okruhu v KJ	45 dm ³

1) parametry jsou platné, pokud je součástí dodávky chladicí jednotka (opce)



Palivo, přívod plynu

obsah metanu	65	%
výhřevnost	23,4	MJ/m ³
tlak plynu	5 ÷ 10	kPa
max. změna tlaku při změnách spotřeby	10	%
max. teplota plynu	35	°C

Spalovací a ventilační vzduch

nevyužitelné teplo odvedené ventilačním vzduchem	74	kW
množství spalovacího vzduchu	1889	Nm ³ /h
teplota venkovního vzduchu min / max	-20/35	°C

Odvod spalin a kondenzátu

množství spalin	2088	Nm ³ /h
teplota spalin jmen / max	150/180	°C
max. protitlak spalin za přírubou KJ	10	mbar
rychlost spalin na výstupu (DN 200)	28,6	m/s

Náplně maziv

množství mazacího oleje v motoru	290	dm ³
objem olejové nádrže pro doplňování	280	dm ³

Hlukové parametry

KJ ve vzdálenosti 10 m od povrchu kont. skříň	75	dB(A)
---	----	-------

Elektrické parametry

jmenovité napětí	230/400	V
jmenovitý kmitočet	50	Hz
účinník ¹⁾	0,8	
jmenovitý proud při cos φ=0,8	902	A
jistič generátoru	NS1000HFE2	
zkratová odolnost rozváděče	50	kA
příspěvek vlastního zdroje ke zkratovému proudu	< 9	kA
krytí silové části rozváděče zavřeno/otevřeno	IP 31/00	
krytí ovládací části rozváděče zavřeno/otevřeno	IP 31/20	
doporučené nadřazené jištění	1000	A
doporučený připojovací kabel ²⁾ (l < 50m, při t < 35°C)	3x(NYY-J 3x150+70)	

1) Účinník nastavitelný v rozmezí 0,8C ÷ 1 ÷ 0,8L (rozmezí 0,8C ÷ 1 nutno ověřit dle jednotlivých typů generátorů).

L = indukční zátěž - přebuzeno

C = kapacitní zátěž - podbuzeno

Provoz generátoru s účinníkem nižším než 0,95 způsobuje omezení činného výkonu soustrojí dle následující tabulky:

účinník [-]	1	0,95	0,8
výkon [% Pnom]	100	100	98

2) Uvedené kabely jsou informativní. Nutno provést kontrolní výpočet na oteplení a úbytek napětí dle skutečné délky, uložení a typu kabelu (maximální povolený úbytek napětí je 10 V)

Barevné provedení

motor a generátor	RAL 7043 (šedá)
kontejnerová skříň, vnitřní části jednotky	RAL 5013 (modrá)

Rozměry a hmotnosti jednotky

délka celková	6750	mm
šířka celková	5200	mm
výška celková	5700	mm
provozní hmotnost celé KJ	17300	kg

Upozornění

Výrobce si vyhrazuje právo změny tohoto dokumentu a navazujících podkladů.



Typ KJ		Cento L500 Bio 50Hz	
Měna Kč/EUR	Kč		
Kurz	1	Kč/Kč	
Cena práce	430,00	Kč/h	
Cena dopravy	14,50	Kč/km	
Vzdálenost k instalaci	100	km	
Cena oleje	124,10	Kč/litr	
Další náklady spojené s olejem	0	Kč/litr	
Interval výměny oleje	1000	mth	
Provozní hodiny pro nabídku	50 000	mth	
Procento využití elektrického výkonu	100%		

xxx

Cena za plánovanou údržbu KJ TEDOM - Cento L500 Bio 50Hz									
Nominální elektrický výkon	500 kW								
Stupeň prohlídky	Interval	Počet prohlídek	Hod.na jednu prohlídku	Hod.celkem	Materiál v Kč na 1 prohlídku	Materiál v Kč celkem	Práce v Kč	Cena dopravy	Cena celkem
TO - 1	1 000	45	12	540	24 760	1 114 209	232 200	130 500	1 476 909
TO - 2	10 000	4	24	96	26 580	106 320	41 280	11 600	159 200
TO - 3	16 000	2	20	40	315 290	630 580	17 200	5 800	653 580
HV	25 000	1	48	48	718 870	718 870	20 640	2 900	742 410
SO	25 000	1	192	192	753 497	753 497	82 560	2 900	838 957
TO-0	1 000	50	2	100	49 996	2 499 789	43 000	0	2 542 789
VS - výměna svíček	2 000	25	0	0	35 040	876 000	0	0	876 000
GO motoru	50 000	1	80	80	1 530 630	1 530 630	34 400	2 900	1 567 930
GO kogenerační jednotky	50 000	1	265	265	1 480 140	1 480 140	113 950	2 900	1 596 990
Neplánovaná údržba	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CELKEM	xxx	xxx	xxx	1 361	xxx	9 710 035	585 230	159 500	10 454 765
Cena na kWh	0,418	Kč/kWh							
Cena na mth	209,095	Kč/mth							
Cena na kWh bez GO	0,292	Kč/kWh							
Cena na mth bez GO	145,797	Kč/mth							