



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ

Fakulta Elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Ekonomické vyhodnocení provozu bioplynové stanice

Economic evaluation of biogas plant operation optimization

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Studijní obor: Management energetiky a elektrotechniky

Vedoucí práce: Ing. Tomáš Králík, Ph.D.

Marek Stejskal

Praha 2021



ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Stejskal** Jméno: **Marek** Osobní číslo: **466118**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Management energetiky a elektrotechniky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Ekonomické vyhodnocení optimalizace provozu bioplynové stanice

Název diplomové práce anglicky:

Economic evaluation of biogas plant operation optimization

Pokyny pro vypracování:

- 1) Popište a analyzujte současný stav v oblasti bioplynových stanic a budoucího vývoje na základě strategických dokumentů
- 2) Pro vybranou lokalitu identifikujte a analyzujte klíčové parametry, umožňující optimalizaci provozu bioplynové stanice, zejména směrem k variantám využití čištění bioplynu
- 3) Navrhněte a analyzujte varianty provozu bioplynové stanice
- 4) Proveďte technicko-ekonomickou analýzu navržených variant

Seznam doporučené literatury:

- 1) Clean energy for all Europeans package. Brussels: European Commission, 2019
- 2) Chen XY, et al. Membrane gas separation technologies for biogas upgrading. RSC Adv 2015
- 3) ULLAH KHAN, I., et al. Biogas as a renewable energy fuel – A review of biogas upgrading, utilisation and storage. Energy Conversion and Management, 2017

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Tomáš Králík, Ph.D., katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **26.01.2021**

Termín odevzdání diplomové práce: **13.08.2021**

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2022**

Ing. Tomáš Králík, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
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 předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.

V Praze dne:

.....

Marek Stejskal

Poděkování

Rád bych poděkoval svému vedoucímu Ing. Tomáši Králíkovi, Ph. D. za jeho odborné rady, čas a trpělivost, kterou mi při zpracování této práce věnoval.

Velice děkuji také provozovatelům obou hodnocených bioplynových stanic za poskytnutí informací a dat o jejich výrobnách, svolení se hodnocení účastnit a čas věnovaný mi při konzultacích.

Děkuji také společnosti Komerční banka, a.s., za zprostředkování potřebných kontaktů a dat, bez kterých by tuto diplomovou práci nebylo možné dokončit.

V neposlední řadě patří mé díky všem, kteří mě při dokončení této práce podporovali.

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá technicko-ekonomickým návrhem a hodnocením konverze stávající bioplynové stanice na výrobu biometanu v prostředí České republiky. Byla provedena rešerše relevantní legislativy Evropské unie i České republiky a nastíněn další vývoj v oblasti energetiky. Dále byl vysvětlen pojem bioplyn, jeho vznik v přírodním a umělém prostředí, uvedena problematika bioplynových stanic a čištění bioplynu na biometan. Byly popsány dvě konkrétní tuzemské bioplynové stanice, které leží ve vzdálenosti do dvou kilometrů od vhodného plynovodu pro vtlačení biometanu. Byl navržen jejich provoz ve scénáři pokračování kogenerační výroby a scénáři konverze na výrobu biometanu. K tomu byly stanoveny potřebné investiční a provozní náklady technologie pro výrobu biometanu. V ekonomické analýze byla stanovena minimální výše zeleného bonusu na biometan pro obě bioplynové stanice, ta je rovna 1 342 CZK/MWh pro první a 1 228 CZK/MWh pro druhou výrobu. Zjištěné skutečnosti byly dále diskutovány i v rámci citlivostních analýz. Z hodnocení vyplynulo, že konverze stávající výroby bioplynu na biometan bude s největší pravděpodobností rentabilní, ale pro velkou část provozovatelů méně výhodná než pokračování v kogenerační výrobě se stávající provozní podporou.

Klíčová slova: Bioplynová stanice, bioplyn, biometan, čištění, obnovitelné zdroje energie, kogenerační jednotka, zelený bonus, Green deal, ekonomické hodnocení

Abstract

Main theme of the thesis is a technical and economical proposal and evaluation of conversion of an existing biogas power plant to biomethane power plant in the context of the Czech Republic. A research has been done into the relevant legislature of both the European Union and the Czech Republic and future development in the power generation field was outlined. Next, origin and properties of biomethane were explained both in natural and man-made environment, with the mention of biogas power plants workings and the process of biogas cleaning to biomethane. Two existing biogas power plants in the Czech Republic that are suitable for conversion to biomethane production and injection to the natural gas grid were described. A plan of two options of operation was prepared, one for the continuation of CHP operation and one for biomethane production. Necessary investment and operating cost for this mode of operations were established. The minimal price of Feed-in premium was found in the economic analysis for both biogas power plants in the amount of 1 342 CZK/MWh for power plant No.1 and 1 228 CZK/MWh for plant No.2. The findings were discussed with the use of sensitivity analyses. The main conclusion from the evaluation is that the conversion of an existing biogas power plant will most likely be viable, but a large part of owners will prefer more profitable continuation of existing CHP operation with the drawing of Feed-in premium for electricity.

Keywords: Biogas power plant, biogas, biomethane, cleaning, renewable energy sources, combined heat-power unit, feed-in premium, Green deal, economic evaluation

Obsah

Seznam obrázků	10
Seznam tabulek	12
1. Legislativní prostředí a strategické plány pro energetiku a využití bioplynu	14
1.1. Strategické dokumenty a cíle Evropské unie v oblasti energetiky a dopravy	15
1.2 Strategické dokumenty a cíle České republiky v oblasti energetiky a dopravy	19
1.3 Současnost energetiky a plynárenství v ČR, směr budoucnosti	24
1.4 Důsledky diskutovaných politik a stanovení výzkumné otázky	28
2. Obecné parametry procesu využití bioplynu a specifikace zkoumané lokality	30
2.1 Přírodní a umělý vznik bioplynu, technologie výroben a čištění biometanu	30
2.1.1 Bioplynové stanice	32
2.2.2 Úprava a čištění biometanu na kvalitu zemního plynu	36
2.2 Popis zkoumané bioplynové stanice	50
2.2.1 Bioplynová stanice č. 1	50
2.2.2 Bioplynová stanice č. 2	52
2.2.3 Shrnutí informací o hodnocených stanicích	54
3. Navrhněte a analyzujte varianty provozu bioplynové stanice	56
3.1 Zachování současného stavu	56
3.1.1 Obecně nutné investice	56
3.1.2 Provozní režim	56
3.1.3 Budoucnost a zhodnocení varianty	57
3.2 Konverze na výrobu biometanu	57
3.2.1 Obecně nutné investice	58
3.2.2 Provozní režim	61
3.2.3 Budoucnost a hodnocení varianty	62
3.3 Návrh provozu pro konkrétní podmínky zkoumaných stanic	63
3.3.1 Konkrétní návrh provozu stanice č. 1	63
3.3.2 Konkrétní návrh provozu stanice č. 2	65
4. Technicko-ekonomická analýza navržených variant	69
4.1 Popis samotného modelu	70
4.2 Stanovení vstupů modelu	71
4.3 Výsledky modelu	76
4.4 Citlivostní analýzy	79
4.4.1 Analýzy pro stanici č. 1	79
4.4.2 Analýzy pro stanici č. 2	82
4.5 Diskuse zjištěných výsledků	83

Závěr	85
Zdroje	88
Seznam zkratek.....	93
Přílohy.....	94

Seznam obrázků

Obrázek č. 1: Vývoj emisí skleníkových plynů v porovnání hodnot s rokem 1990, vývoj v EU a ČR. [5]	16
Obrázek č. 2: Současný stav a projekce instalovaného výkonu plynových elektráren v EU a jejich využití do roku 2040 [19].....	19
Obrázek č. 3: Očekávaná spotřeba bioplynu, rozdělená podle sektoru užití. [21].....	21
Obrázek č. 4: Hmotnostní procento komunálního odpadu vzniklého v ČR, který byl odstraněn skládkováním, v porovnání s celkovou produkcí komunálního odpadu v ČR [23].....	22
Obrázek č. 5: Porovnání předpovědí POH ohledně celkové produkce komunálního odpadu a jeho množství, které bude skládkováno, s reálnými hodnotami [23], [24].....	23
Obrázek č. 6: Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto 2019 [25].....	24
Obrázek č. 7: Dlouhodobý vývoj výroby a spotřeby elektřiny v TWh [25]	25
Obrázek č. 8: Vývoj výroby elektřiny brutto z bioplynu [25].....	25
Obrázek č. 9: Mapa bioplynových stanic s barevně vyznačenou vzdáleností od VTL plynovodu, červeně jsou označeny stanice do 2 km, zeleně stanice do 5 km a šedě ostatní [27]	27
Obrázek č. 10: Počet bioplynových stanic dle mapy potenciálu pro vtláčení a odhad jejich instalovaného výkonu.	27
Obrázek č. 11: Proces anaerobní digesce a postupného vzniku bioplynu [35]	31
Obrázek č. 12: Obecné procesní schéma fungování bioplynové stanice [37].....	32
Obrázek č. 13: Schéma procesu bioplynové stanice, využívající proces dvoustupňové mokré fermentace [37].....	33
Obrázek č. 14: Blokové schéma systémů bioplynové stanice, seřazené podle posloupnosti procesů s vyznačenou oblastí zájmu	34
Obrázek č. 15: Schéma kroků úpravy bioplynu při využití různých technologií čištění na biometan [42]	39
Obrázek č. 16: Procesní schéma metody střídání tlaků PSA [43]	40
Obrázek č. 17: Procesní schéma metody vysokotlaké vodní vypírky [43].....	41
Obrázek č. 18: Procesní schéma aminové vypírky, bez sušení biometanu [43].....	42
Obrázek č. 19: Procesní schéma membránové separace s naznačenou předúpravou biometanu [44]	43
Obrázek č. 20: Podíl technologií čištění biometanu, instalovaných v Evropě, na celkovém množství [46]	43
Obrázek č. 21: Schéma výroby biometanu připojené k plynovodu se zaměřením na část vtláčení biometanu do plynárenského zařízení [49].....	45
Obrázek č. 22: Schéma podpory, které má největší vliv na produkci biometanu, v jednotlivých zemích EU. [51].....	48
Obrázek č. 23: Porovnání pořizovacích cen technologií čištění bioplynu [62]	58
Obrázek č. 24: Cena na jednotku objemového toku plynu pro membránovou technologii [63].....	59

Obrázek č. 25: Poměr velikostí investic do jednotlivých komponent technologie vtláčení biometanu do plynárenské soustavy [48].....	60
Obrázek č. 26: Porovnání měrných provozních nákladů technologií čištění bioplynu [62]	61
Obrázek č. 27: Vývoj ceny Interest rate swap Komerční banky od roku 2019 [69]	73
Obrázek č. 28: Citlivostní analýza eskalace ceny elektřiny na NPV pro pokračování provozu KGJ pro stanici č. 1	79
Obrázek č. 29: Citlivostní analýza výše zeleného bonusu biometanu na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem.....	80
Obrázek č. 30: Citlivostní analýza eskalace zeleného bonusu biometanu na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem.....	80
Obrázek č. 31: Citlivostní analýza eskalace provozních nákladů čištění biometanu na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem	81

Seznam tabulek

Tabulka č. 1: Možné složení bioplynu, vzniklého anaerobní digescí [42].....	36
Tabulka č. 2: Klíčové parametry vybraných technologií čištění bioplynu [43], [44], [47]	44
Tabulka č. 3: Požadované kvalitativní parametry biometanu, způsob a četnost jejich měření dle vyhlášky 459/2012 Sb. [50]	47
Tabulka č. 4: Přehled výkupních cen biometanu a trvání podpory v zemích Evropy [51]	49
Tabulka č. 5: Jednotky pro kogenerační spalování bioplynu a jejich parametry [54]	50
Tabulka č. 6: Vstupy do procesu fermentace stanice č. 1, jejich vybrané vlastnosti [54], [55]	51
Tabulka č. 7: Další vlastnosti vstupních surovin pro stanici č. 1 [54]	51
Tabulka č. 8: Kogenerační jednotka, instalovaná ve stanici č. 2 [56]	52
Tabulka č. 9: Vstupy do procesu fermentace stanice č. 2, jejich vybrané vlastnosti [56]	53
Tabulka č. 10: Další vybrané vlastnosti vstupních surovin stanice č. 2 [56]	53
Tabulka č. 11: Odhad investiční náročnosti pro technologii vtláčení biometanu do plynárenské soustavy [48]	60
Tabulka č. 12: Náklady technologie čištění a vtláčení bioplynu pro dvě varianty kapacity čištění [48], [62]	62
Tabulka č. 13: Technické a ekonomické parametry vybrané jednotky pro čištění bioplynu se vstupní kapacitou 500 Nm ³ /h bioplynu [45], [63].....	63
Tabulka č. 14: Ekonomické parametry vtláčení biometanu do plynárenské soustavy pro hodinový průtok 275 Nm ³ /h.....	64
Tabulka č. 15: Spotřeba elektřiny a tepla v areálu bioplynové stanice č. 1 [54], [55].....	64
Tabulka č. 16: Vybrané parametry případu krytí TVS pomocí bioplynu spáleného v KGJ stanice č. 1 [54]	65
Tabulka č. 17: Technické a ekonomické parametry vybrané jednotky pro čištění bioplynu se vstupní kapacitou 300 Nm ³ /h bioplynu [45], [63].....	66
Tabulka č. 18: Ekonomické parametry vtláčení biometanu do plynárenské soustavy pro hodinový průtok 195 Nm ³ /h [48], [61], [63]	66
Tabulka č. 19: Spotřeba elektřiny a tepla v areálu bioplynové stanice č. 2 [56]	67
Tabulka č. 20: Vybrané parametry případu krytí TVS pomocí bioplynu spáleného v KGJ stanice č. 2 [56]	68
Tabulka č. 21: Přehled vstupních a výsledných parametrů určení WACC.....	73
Tabulka č. 22: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 1 ve stávajícím režimu kogenerace	76
Tabulka č. 23: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 1 po konverzi na výrobu biometanu	77
Tabulka č. 24: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 2 ve stávajícím režimu kogenerace	77

Tabulka č. 25: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 2 po konverzi na výrobu biometanu	77
Tabulka č. 26: Výsledky dvourozměrné citlivostní analýzy velikosti investice do technologie a zeleného bonusu na biometan pro stanici č. 1 a režim pokrytí VS zemním plynem.....	81
Tabulka č. 27: Dvourozměrná citlivostní analýza vlivu absolutní hodnoty zeleného bonusu za biometan a jeho eskalace na NPV v režimu krytí VS kogenerační jednotkou.....	82
Tabulka č. 28: Citlivostní analýza eskalace cen vstupních surovin na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem	82

1. Legislativní prostředí a strategické plány pro energetiku a využití bioplynu

S technologickým vývojem a rozvojem po průmyslové revoluci v 18. a 19. století je spjato i zhoršování stavu životního prostředí. I přes částečné snahy o nápravu se situace nadále zhoršovala. Prvním globálním úspěchem úsilí o pojmenování a řešení ekologických problémů byla Stockholmská konference v roce 1972, pořádaná Organizací spojených národů. Zde přijatá deklarace označila za hlavní nebezpečí pro životní prostředí produkci nebezpečných odpadů, ať už ve formě emisí, odpadních vod nebo tuhých odpadů, dále narušení planetárních systémů jako ozonová vrstva nebo klimatický systém, nadměrné čerpání přírodních zdrojů a redukce biodiverzity. Výsledkem konference bylo také vytvoření Programu OSN pro životní prostředí a přijetí Akčního plánu a rezoluce OSN, založených na obsahu deklarace. [1]

Poté následovaly další konference, zaměřené na ochranu životního prostředí a omezení negativního vlivu člověka, významná je například Konference OSN o životním prostředí a rozvoji konaná 1992 v Rio de Janeiro. Ta přinesla ratifikaci Rámcové úmluvy OSN o změně klimatu, kterou rozšiřuje Kjótský protokol pro omezení emisí skleníkových plynů a v roce 2016 Pařížská dohoda, jež stanovuje cíl udržení nárůstu globální průměrné teploty pod hranicí 2 °C oproti hodnotám před průmyslovou revolucí. [2] Cíle a závěry těchto konferencí a dokumentů přejala Evropská unie ve formě vlastních závazků, z nichž nejvýraznějším a nejambicióznějším je dosažení klimatické neutrality EU v roce 2050, které bylo deklarováno strategií European Green Deal. Dosažení tohoto cíle si vyžádá významné změny nejen v dotčených sektorech energetiky a průmyslu, ale i ve fungování celého modelu ekonomiky, ten má dle představených plánů přejít k cirkulárnímu modelu, aby bylo omezeno množství odpadů a podpořeno opětovné využití neobnovitelných surovin.

V oblasti energetiky již probíhá transformace k decentralizaci a dekarbonizaci, realizovaná výrobou elektřiny z obnovitelných zdrojů. Klíčovým činitelem pro konkrétní kroky transformace jsou členské státy EU, které jednak stanovují národní cíle pro snižování emisí sektorů mimo systém EU ETS, jednak vydávají vlastní legislativní dokumenty, které směřují ke splnění stanovených cílů státu i EU. Plány České republiky v oblasti energetiky jsou Státní energetická koncepce, která však s rychlým tempem změn oboru ztrácí na relevantnosti, dále Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu, schválený v roce 2020, nebo Plán odpadového hospodářství ČR. Jedním z prostředků, který by mohl ve střednědobém časovém období pomoci tyto cíle splnit, je výroba biometanu v bioplynových stanicích z obnovitelných surovin, jako ekologického ekvivalentu zemního plynu. Toto řešení je flexibilní a nabízí několik synergických efektů. Biometan může být jednak vtláčen do existující plynárenské sítě, nebo použit lokálně pro pohon vozidel na zemní plyn v rámci zvyšování podílu OZE v dopravě. Technologie může být instalována v existujících bioplynových stanicích, převážně zemědělských, a využívat stejné vstupy surovin, nebo bude možné stavět nové stanice, které budou využívat biologicky rozložitelný odpad a přispívat k plnění cílů v této oblasti. Nezanedbatelnou výhodou výroby biometanu je také snižování dovozní závislosti na zemním plynu a možnost skladování plynu jako v zásobnících, tak v omezené míře v distribuční soustavě. Tyto aspekty sice ukazují nezanedbatelné výhody výroby biometanu, pro provozovatele konkrétní BPS je ale směrodatným aspektem ekonomika provozu biometanové technologie, a to zejména v případě, kdy je ve stanici provozována bezproblémově fungující kombinovaná výroba elektřiny a tepla, která by měla být nahrazena. Provozovatel tedy řeší nejen technickou vhodnost řešení pro konkrétní podmínky stanice, ale také ekonomickou

vhodnost změny technologie. Zkoumání tohoto problému, který se v současnosti dotýká významné části provozovatelů BPS, se na příkladu konkrétní instalace věnuje tato práce.

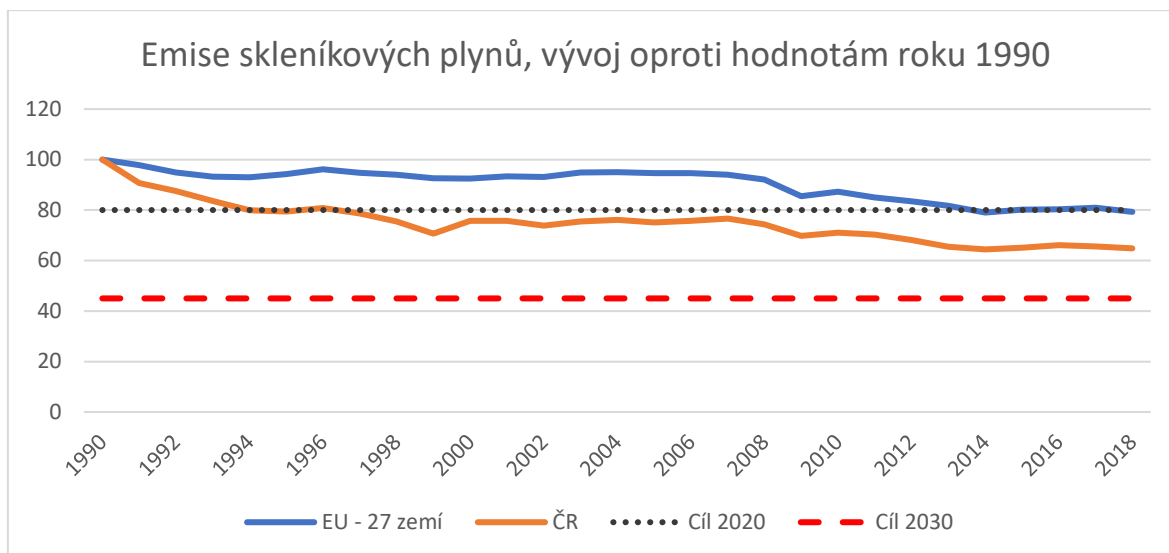
1.1. Strategické dokumenty a cíle Evropské unie v oblasti energetiky a dopravy

Jako první je nutné analyzovat nadnárodní cíle v oblasti energetiky, klimatu a dopravy, které stanovuje Evropská unie a které jsou v mnoha případech velmi ambiciózní a pro daná odvětví zásadní. To jsou především středně a dlouhodobé strategie společně s legislativními opatřeními, které jsou součástí tzv. „Zimního balíčku“. Další rozsáhlé změny v oblastech energetiky, zemědělství, průmyslu, dopravy a budov byly představeny v roce 2019 v rámci European Green Deal, který má zajistit dosažení klimatické neutrality EU v roce 2050. [3]

2020 climate & energy package

Sada závazné legislativy, která má zajistit dodržení cílů v ochraně klimatu a energetice do roku 2020. Klíčové jsou tři tzv. 20-20-20 cíle: 20% snížení emisí skleníkových plynů oproti úrovni z roku 1990, dosažení 20% podílu vyrobené elektřiny v EU z obnovitelných zdrojů a 20% zlepšení energetické účinnosti. Tyto cíle byly stanoveny v roce 2007 a přijaty v legislativních dokumentech v roce 2009. Celý balíček se skládá z několika hlavních nástrojů, prvním z nich je systém ETS, který pokrývá okolo 45 % evropské produkce emisí. Cílem pro rok 2020 je snížit emise z pokrytých sektorů o 21 % oproti roku 2005. Zbýlých asi 55 % produkce emisí pak mají za cíl omezit národní plány. Jejich závazné cíle se liší podle ekonomické úrovně jednotlivých zemí, od dvacetiprocentního snížení pro nejrozvinutější země až po maximálně 20% zvýšení pro ty nejméně rozvinuté. Stejně tak se liší národní cíle pro podíl elektřiny z obnovitelných zdrojů z celkově spotřebovaného množství, toto rozmezí sahá od 10 % do 49 %. Celkově mají státy Evropské unie takto dosáhnout kromě celkového podílu 20 % spotřebované elektřiny z obnovitelných zdrojů i 10% podíl OZE v dopravě. Součástí balíčku je také podpora financování a výzkumu, stejně jako zvyšování energetické efektivity. [4]

Data ohledně plnění cílů k roku 2020 jsou dostupná do roku 2018. Vyplyvá z nich, že v oblasti energetické efektivity bylo nutné dosáhnout ještě snížení 3,4 % celkové spotřeby energie a 4,4 % snížení spotřeby PEZ. V roce 2018 bylo v EU spotřebováno o 10,4 % méně energie z PEZ oproti hodnotám roku 2006, ale o 2,6 % více, než v roce 2014. V oblasti podílu výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů byla EU v roce 2018 na hodnotě 18 %, oproti plánovaným 20 %, v roce 2004 přitom podíl energie z OZE činil 8,5 %. Nejúspěšnější byly státy Evropské unie v oblasti snižování emisí skleníkových plynů. Snížení na 80 % hodnot roku 1990 zde bylo dosaženo již v roce 2014. [5]



Obrázek č. 1: Vývoj emisí skleníkových plynů v porovnání hodnot s rokem 1990, vývoj v EU a ČR. [5]

2030 climate & energy framework

Tento rámec navazuje na předchozí klimatické cíle roku 2020 a je součástí dohody Green Deal. Jeho cílem je snížení emisí skleníkových plynů o 55 % v porovnání s hodnotami roku 1990, tato hodnota je výsledkem revize strategie právě Green Dealem, původní hodnota redukce emisí byla „pouze“ 40 % snížení oproti hodnotám roku 1990. Pro lepší představu je nový, ambicióznější cíl zahrnut i v grafu výše. Proces legislativních návrhů a implementace začne do poloviny roku 2021 a splnění těchto cílů posune Evropskou unii směrem ke klimaticky neutrální ekonomice a implementuje závazky, přijaté v Pařížské úmluvě. Klíčovými cíli celého rámce je kromě snížení emisí skleníkových plynů dosažení alespoň 32% podílu obnovitelných zdrojů v energetickém mixu a zlepšení energetické účinnosti alespoň o 32,5 %. Implementace snížení emisí je zajištěna systémem ETS, národními plány a regulací užití půdy a lesnictví. Národním plánem Česka je Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu. [3], [6]

Clean energy for all europeans package

Tento legislativní rámec, nazývaný též Zimní balíček, si klade za cíl vytvoření tzv. energetické unie – společného trhu s energiemi, zajišťující energetickou efektivitu, energii z obnovitelných zdrojů a zabezpečení dodávek pro občany EU. Tato unie stojí na pěti pilířích, kterými jsou energetická bezpečnost, zmíněný společný vnitřní trh s elektřinou, energetická účinnost, dekarbonizace průmyslu a důraz na výzkum a inovace. Samotný balíček se skládá z osmi legislativních částí, které se zaměřují na jednotlivé pilíře. V oblasti úspory energií v budovách, které jsou dle EU zodpovědné za zhruba 40 % spotřeby energií a 36 % emisí CO₂ v Evropě, si dosažení změn klade za cíl Směrnice 2018/884, kterou se mění směrnice 2010/31/EU o energetické náročnosti budov a směrnice 2012/27/EU o energetické účinnosti. Relevantním legislativním opatřením ke zvyšování podílu energie z obnovitelných zdrojů na 32 % v energetickém mixu do roku 2030 je přepracované znění směrnice o obnovitelných zdrojích energie 2018/2001/EU, které vstoupilo v platnost v roce 2018. Plány v oblasti energetické účinnosti mají za cíl její zvýšení o 32,5 % oproti současnému stavu do roku 2030 a jsou zahrnuty v novele směrnice o energetické účinnosti. Dalším legislativním aktem je nařízení pro správu energetické unie (EU) 2018/1999, který obsahuje požadavek na vytvoření národních plánů v oblasti energetiky a klimatu na příštích 10 let, dále by toto nařízení mělo podpořit spolupráci členských států za účelem dosažení cílů energetické unie, zlepšit dlouhodobé jistoty

pro investory a snížení administrativní zátěže. V oblasti trhu s elektřinou jsou relevantní revize směrnice o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (EU) 2019/944, které posiluje postavení zákazníka na trhu s elektřinou s ohledem na předpoklad, že v roce 2050 mají produkce malých výrobců a aktivních spotřebitelů tvořit třetinu produkce OZE v energetice, dále revize nařízení o vnitřním trhu s elektřinou (EU) 2019/943, které má připravit trh s elektřinou na zmiňované cíle EU. Je tedy potřeba připravit trh na vyrovnávání kolísavé produkce OZE a učinit ho flexibilnějším. Dalšími součástmi zimního balíčku jsou nařízení (EU) 2019/941 o rizikové připravenosti v odvětví elektroenergetiky a o zrušení směrnice 2005/89/ES, které se zabývá energetickou bezpečností a požaduje vytvoření národních plánů rizikové připravenosti, a revize nařízení (EU) 2019/942, kterým se zřizuje Agentura Evropské unie pro spolupráci energetických regulačních orgánů. Tato agentura ACER sdružuje národní regulátory a koordinuje jejich činnost a dohlíží nad evropským trhem. Nově je posílena pravomoc této agentury na úkor národních subjektů za účelem větší integrace energetických trhů. [7]–[13]

European Green Deal

Strategický plán Evropské unie, který si pro potlačení hrozby změny klimatu a degradace životního prostředí klade za cíl transformovat evropskou ekonomiku a potažmo i celou Evropskou unii. Výsledkem této transformace by měla být Unie, jejíž čistý součet emisí skleníkových plynů dosáhne v roce 2050 nuly, ekonomický růst nezávisí na spotřebě zdrojů, a zároveň není v této přeměně nikdo zapomenut. [3] V oblasti ochrany klimatu, která je středobodem plánu, byly jako konkrétní kroky pro dosažení klimatické neutrality představeny Evropský právní rámec pro klima, Evropský pakt o změně klimatu a byly revidovány cíle strategie pro rok 2030 na ambicióznější čisté snížení emisí skleníkových plynů o minimálně 55 %. Všechny plány v této oblasti mají být do poloviny roku 2021 posouzeny z pohledu plnění stanovených cílů a případně i revidovány pro další snižování objemu vypouštěných emisí. [14]

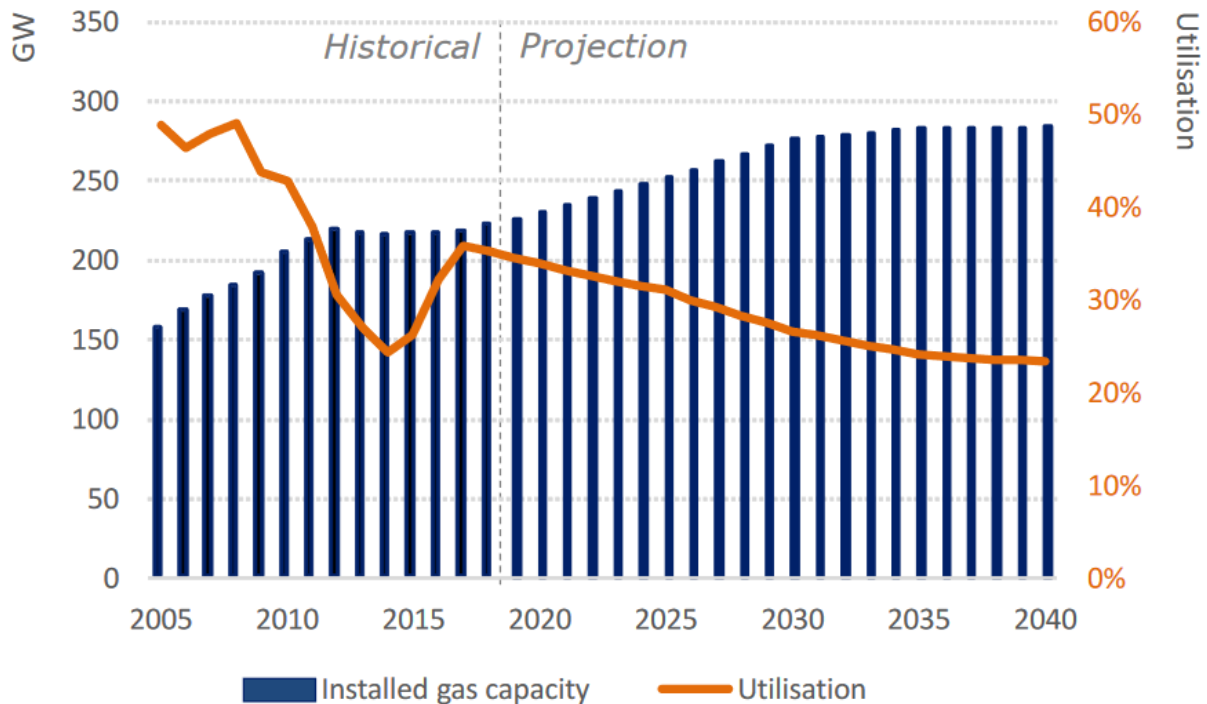
Evropský právní rámec pro klima hovoří o cíli klimatické neutrality v rámci EU v roce 2050, přičemž mají být pokryty všechny sektory a skleníkové plyny, nikoliv pouze CO₂. Vedení se mají ujmout především rozvinuté země EU a pomocí změn, dotýkajících se celé ekonomiky, emise redukovat. Rámec také předpokládá využívání přírodních a umělých systémů pro pohlcování emisí, které nebude možné redukovat na straně zdrojů. Těmito systémy jsou lesní porosty, půdy a mokřady, společně s technologiemi na zachytávání, využívání a ukládání CO₂. Trajektorie k dosažení stanovených cílů bude přezkoumávána každých pět let, včetně pokroku členských států a jimi přijatých opatření. [15] Evropský pakt o změně klimatu je celoevropská iniciativa, která je otevřená občanům, komunitám a organizacím v Evropě. Má sloužit pro sdílení znalostí, zvyšování informovanosti o klimatické změně a vznik a implementaci nových řešení. [16] Tato iniciativa byla zahájena v prosinci roku 2020 a zapojili se do ní občané, neziskové organizace a firmy, které chtějí podporovat nebo šířit snahy EU, vedoucí ke splnění deklarovaných cílů. Kromě zde uvedených prostředků jsou další legislativou a politikami, spojenými s Green Deal, systém obchodování s emisemi EU ETS, který pokrývá sektory energetiky, průmyslu a vnitroevropských letů, národní cíle snižování emisí v ostatních sektorech jako jsou doprava, budovy a zemědělství, dále emisní standardy pro vozidla, ochrana ozonové vrstvy nebo investice do inovativních způsobů řešení výzev klimatické změny. [14]

Směrnice 2008/98/ES o odpadech

Stanovuje opatření na ochranu životního prostředí a lidského zdraví pomocí předcházení nepříznivým vlivům vzniku odpadů a nakládání s nimi nebo jejich omezováním a snižováním

celkových dopadů využívání zdrojů a zlepšováním účinnosti tohoto využívání. Ve směrnici je definována hierarchie způsobů nakládání s odpady, která určuje pořadí priorit pro právní předpisy a politiku v oblasti předcházení vzniku odpadů a nakládání s nimi. Nejvyšší prioritou je dle tohoto dokumentu předcházení vzniku odpadů, následuje příprava k opětovnému použití, recyklace, až poté jiné, například energetické, využití a jako poslední se v této hierarchii nachází odstranění. Tato směrnice je součástí akčního plánu pro přechod k oběhovému hospodářství, které pomocí prodloužení životního cyklu výrobků a jeho uzavření snižuje emise skleníkových plynů a snižuje poptávku po neobnovitelných surovinách. Kromě novely směrnice o odpadech jsou součástí tohoto akčního plánu ještě novela směrnice o skládkách, novela směrnice o vozidlech s ukončenou životností, o bateriích a akumulátorech, odpadních bateriích a akumulátorech a o odpadních elektrických a elektronických zařízeních i novela směrnice o obalech a obalových materiálech. Tyto dokumenty a strategie v oblasti odpadů jsou pro provoz bioplynových stanic relevantní, protože kromě cíleně pěstované biomasy mohou jako palivo využívat některé BRO. Jejich ukládání na skládky by mělo být omezeno jak z důvodu snížení emisí skleníkových plynů, pocházejících z odpadu na skládkách, tak i kvůli usnadnění jiného využití tohoto odpadu. [17] Novela Směrnice 1999/31/ES o skládkách odpadů dále upřesňuje postup v oblasti nakládání s odpady. Požaduje po členských státech vytvoření strategie k omezení BRO ukládaných na skládku, zejména pomocí recyklace, kompostování, výroby bioplynu nebo materiálového a energetického využití. Nejpozději do pěti let od uvedení souvisejících předpisů na úrovni členského státu v účinnost má být množství komunálních BRO sníženo na 75 % hmotnosti, oproti úrovni z roku 1995. Nejpozději do osmi let má pak toto snížení činit 50 % hmotnosti a nejpozději patnáct let od stanoveného dne má být množství BRO, ukládaných na skládku, sníženo na 35 % hmotnosti. Členské státy, které v průběhu roku 1995 uložily na skládku více než 80 % komunálních odpadů, které shromáždily, mohou plnění zmíněných cílů odložit, ale ne o více než čtyři roky. Do roku 2030 má úsilím členských států dojít k eliminaci přijímání komunálního nebo recyklovatelného odpadu na skládky. Toto úsilí má poté vést ke splnění cíle pro rok 2035, který obsahuje snížení množství skládkovaného komunálního odpadu na 10 % hmotnosti z celkového vzniklého množství, přičemž při splnění podmínky skládkování komunálního odpadu v podílu více, než 60 % v roce 2013, či pokud to dva roky před stanoveným termínem oznámí Komisi, může členský stát tento termín odložit až o pět let. [18]

Celkově jsou cíle, obsažené v evropských dokumentech, velmi odvážné a počítají s převratnými změnami nejen v zasažených oborech, ale také v modelu fungování ekonomiky. Téměř jistě dojde například k vyřazení elektráren, které spalují uhlí. To bude mít za následek nedostatek instalovaného výkonu ve výši cca 40 GW. [19] Nahrazování části tohoto výkonu obnovitelnými zdroji energie, které bude za účelem dosažení cíle jejich podílu na spotřebě energie probíhat, přinese potřebu zdrojů, které mohou pomoci regulovat elektrizační soustavu, což jsou v současnosti především paroplynové elektrárny.



Obrázek č. 2: Současný stav a projekce instalovaného výkonu plynových elektráren v EU a jejich využití do roku 2040 [19]

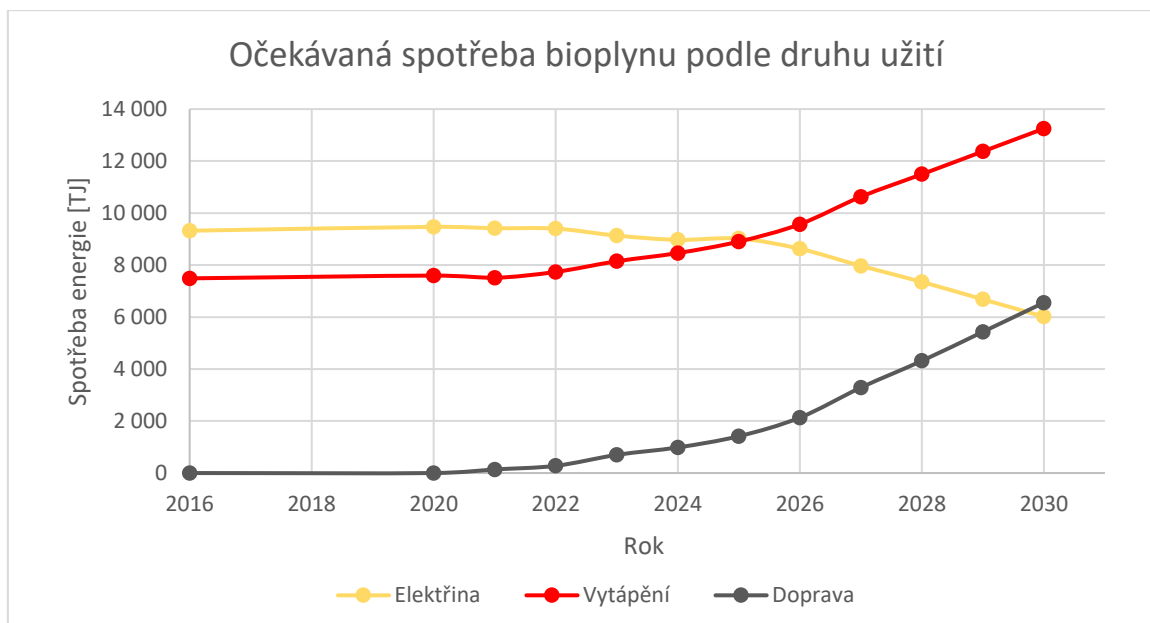
Po roce 2030 však budoucnost těchto elektráren bude záviset na klimatické politice, jelikož jejich emise mohou přesahovat hodnoty, vyjednané v Pařížské dohodě. [19] S budoucím rozvojem elektráren, spalujících zemní plyn, souvisí i zvýšená poptávka po této komoditě. Dle simulace European Commission's Joint Research Centre z roku 2018, které se zabývalo dopady uhelného phase-outu, by poptávka po zemním plynu v zemích EU mohla vzrůst o 9,4 % ve srovnání se spotřebou roku 2016. [20] Další nárůst poptávky po zemním plynu je možné očekávat v dopravě, kde bude pro splnění cílů v sektoru nutné spalovací motory nahrazovat nejen elektromobily, ale také částečně automobily na zemní plyn. Řešením, které plnění zmíněných cílů napomáhá, je bioplynová stanice. Je to nízkoemisní zdroj, který je schopný zpracovávat biomasu nebo biologicky rozložitelné odpady. Tak pomáhá v oblasti podílu OZE na celkové spotřebě i v oblasti nakládání s odpady, jejím výstupem může být buď elektřina při spalování vzniklého bioplynu v kombinované výrobě elektřiny a tepla, nebo biometan, což je plyn téměř ekvivalentní zemnímu plynu. Ten pak lze vtlačet do plynárenské soustavy a částečně z tohoto zdroje pokrýt zvýšenou poptávku v budoucnosti, nebo ho lze využít pro motorová vozidla. Provoz BPS zároveň naplňuje vize o decentralizaci energetiky. Zatímco pro KVET jsou bioplynové stanice v ČR i v Evropě využívány, jejich provoz v režimu čištění bioplynu na biometan je relativně novou záležitostí.

1.2 Strategické dokumenty a cíle České republiky v oblasti energetiky a dopravy

Po Evropské unii je prostředí energetiky ovlivňováno i legislativou a strategickými dokumenty, které vytváří Česká republika. Ty jsou víceméně v souladu s cíli EU, ale poskytují podrobnější informace o očekávaném budoucím vývoji. Hlavními dokumenty jsou Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu a Státní energetická koncepce.

Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu

Tento plán byl připraven na základě požadavků Nařízení 2018/1999, vláda ČR ho schválila 13. ledna 2020. Dokument obsahuje cíle a hlavní politiky ve všech pěti dimenzích energetické unie na období 2021-2030 s výhledem do roku 2050. Vnitrostátní plán vychází především ze Státní energetické koncepce ČR a Politiky ochrany klimatu v ČR. Cílem do roku 2030 je snížení celkových emisí skleníkových plynů o 30 % v porovnání s rokem 2005, tedy o 44 milionů tun CO₂ekv. V oblasti OZE je navrhován podíl 22 % na hrubé konečné spotřebě energie. Pro energetickou účinnost jsou stanoveny tři cíle: indikativní cíl pro velikost primárních energetických zdrojů, konečné spotřeby a energetické intenzity, závazný cíl v oblasti energetických úspor budov veřejného sektoru a závazné meziroční tempo úspor konečné spotřeby. Hodnoty těchto cílů v ČR pro rok 2030 jsou primární energetické zdroje na úrovni 1 735 PJ, konečná spotřeba na úrovni 990 PJ a energetická intenzita HDP na úrovni 0,157 MJ/Kč. Závazek na dosažení úspory energie v neúsporných budovách je stanoven ve výši 124 TJ. Vnitrostátní plán se zabývá i bioplynovými stanicemi a využitím bioplynu nebo biometanu. Do roku 2030 se očekává zmenšení spotřeby elektřiny z bioplynových stanic ze současných 9 469,5 TJ na 6 013,5 TJ ročně, naproti tomu v sektoru vytápění a chlazení se očekává zvýšení spotřeby ze současných 7 595,0 TJ na 13 250,1 TJ za rok. Elektrický instalovaný výkon BPS se má snížit z 355 MWe na hodnotu 287 MWe v roce 2030. Tato hodnota byla předmětem hlubší analýzy s ohledem na nastavení schémat podpor pro období 2021-2030. Interval instalovaného výkonu bioplynových stanic na konci tohoto období je 287-356 MWe. Z palivového hlediska by spotřeba biomasy měla být pokryta domácími zdroji, kterých by mělo být do konce hodnoceného období dostatečné množství s případnou možností omezení jejich vývozu. Predikce ale závisí na několika nejistých faktorech, například průběhu klimatické změny v případě zemědělské biomasy. Zde je zmiňován i konstantní úbytek orné půdy v ČR, včetně celkové výměry obhospodařované zemědělské půdy. Ta se snižuje především kvůli záborům za účelem nové výstavby průmyslových staveb, občanské vybavenosti a infrastruktury nebo těžby. Do budoucna se počítá s pokračováním tohoto trendu, v současnosti činí denní úbytek zemědělské půdy asi 15 ha. Dalším zmiňovaným vlivem, který způsobuje snižování množství zemědělské půdy, je její degradace, především vodní a větrná eroze. Jedním z opatření, která mohou zvyšování účinků eroze zabránit, je vyloučení pěstování erozně nebezpečných plodin, pro BPS je takovouto relevantní plodinou kukuřice. Celková spotřeba bioplynu by se měla zvyšovat. Při rozdělení sektorů užití na výrobu elektřiny, vytápění a dopravu se očekává nárůst v dopravě a vytápění, naopak klesne užití bioplynu k výrobě elektřiny. Konkrétní hodnoty a trend v jednotlivých sektorech je zobrazen na grafu níže.



Obrázek č. 3: Očekávaná spotřeba bioplynu, rozdělená podle sektoru užití. [21]

Odklon energie bioplynových stanic od elektřiny směrem k vytápění a dopravě je patrný i z navrhovaných úprav provozních podpor. Návrh počítá s podporou elektřiny pouze z nepalivových zdrojů, u palivových zdrojů je z důvodu zajišťování cíle OZE v sektoru vytápění a chlazení podporována výroba tepla. V sektoru dopravy je zaveden nový druh podpory pro zajištění cílů OZE v dopravě, a tím je podpora výroby „pokročilého“ biometanu a jeho dodávka do sektoru dopravy. Tato podpora bude uskutečněna ve formě zeleného bonusu na dobu životnosti zařízení, předpokládá se 20 let. Provozní podpora bude určena pro ty druhy OZE, u nichž je nákladová výrobní cena energie vyšší než tržní cena energie. To se týká i zdrojů využívajících bioplyn, kde bude podporována maximální možná efektivita využití paliva, tedy výroba biometanu a výroba energie v zařízení KVET. [21]

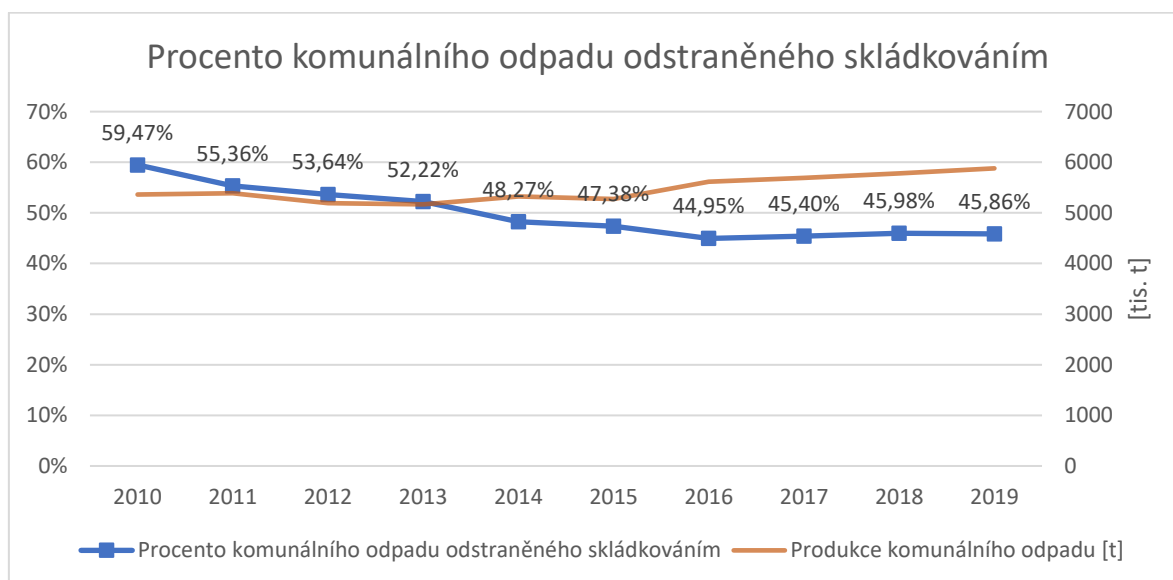
Státní energetická koncepce

Byla aktualizována v roce 2015 a zahrnuje priority a strategické záměry státu na následujících 25 let. SEK identifikuje pět strategických priorit, které mají zajistit spolehlivou, bezpečnou a ekologickou dodávku energie pro všechny spotřebitele, zabezpečit nepřerušování dodávek v krizových situacích a podpořit stabilitu a předvídatelnost podnikatelského prostředí. Těmito prioritami je vyvážený mix primárních energetických zdrojů, zvyšování energetické účinnosti národního hospodářství, rozvoj síťové infrastruktury ČR a posílení mezinárodní spolupráce a integrace trhů s elektřinou a plynem, podpora výzkumu, vývoje a inovací a konečně zvýšení energetické bezpečnosti a odolnosti ČR. Dle koncepce je zemní plyn pro vytápění využíván cca 27 % domácností, přičemž u většiny soustav zásobování teplem založených na zemním plynu nelze přejít na alternativní zdroj. Vzhledem k vlastnostem plynu a plynových zdrojů je vhodné směřovat využití plynu do kogeneračních zdrojů a pro poskytování podpůrných služeb. Další užití zemního plynu ve střednědobém horizontu se očekává v sektoru dopravy, kde je možné nahradit zemním plynem fosilní paliva. Ve scénáři budoucí spotřeby energie do roku 2040 se předpokládá nárůst spotřeby energie zemního plynu asi o 7,5 % oproti roku 2020, podíl bioplynu na primárních energetických zdrojích se dle této koncepce má zvýšit na 35,9 PJ v roce 2040. Ve struktuře hrubé výroby elektřiny z OZE je také počítáno s nárůstem množství bioplynu až na 4 256 GWh na konci plánovaného období z hodnoty 3 121,2 GWh v roce 2020. Celkově se SEK zabývá obecnou strategií pro sektor energetiky a konkrétní plány pro bioplyn přenechává

jiným dokumentům. Biometan není v koncepci zmiňován ani jednou, což zřejmě souvisí tím, že její aktualizované znění bylo schváleno před pěti lety a v energetice již došlo k podstatným změnám. Relevantnějším dokumentem pro budoucnost bioplynových stanic v ČR a rozvoj čištění bioplynu je tedy spíše Vnitrostátní plán ČR v oblasti energetiky a klimatu. [22]

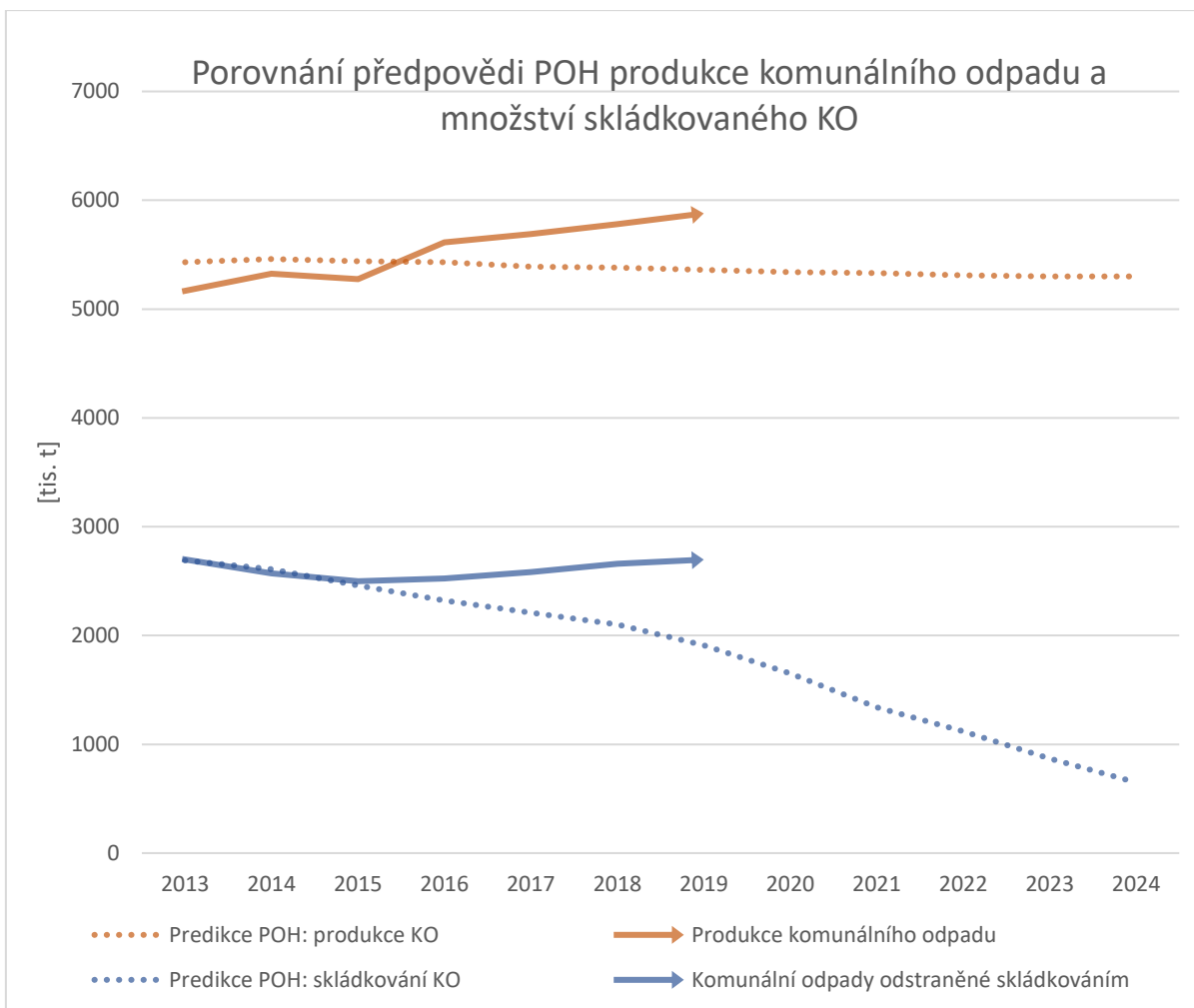
Plán odpadového hospodářství ČR

Tento plán pro období 2015–2024 byl schválen v roce 2014, tedy ještě o rok dříve než Státní energetická koncepce. Slouží jako dlouhodobý strategický dokument odpadového hospodářství ČR, jeho vytvoření bylo vyžadováno Směrnicí 2009/98/ES o odpadech. Hlavními cíli POH je předcházet vzniku odpadů, zvýšení jejich recyklace a materiálového využití, v čemž je ve shodě s evropskou strategií, také se zaměřuje na plnění evropských cílů ve všech oblastech nakládání s odpady. Z tohoto Plánu odpadového hospodářství ČR na národní úrovni pak plyne povinnost krajů zpracovat své vlastní plány odpadového hospodářství. Vzhledem k neaktuálním statistikám v tomto plánu byla data o způsobu nakládání s komunálním odpadem získána v aplikaci ISOH, kde jsou agregovány statistiky o produkci, využití a odstranění různých typů odpadů. Bohužel zde ale nejsou rozlišeny BRO, které tvoří pro zkoumanou problematiku relevantní unijní cíle.



Obrázek č. 4: Hmotnostní procento komunálního odpadu vzniklého v ČR, který byl odstraněn skládkováním, v porovnání s celkovou produkcí komunálního odpadu v ČR [23]

Z grafu vyplývá, že zatímco do roku 2016 se dařilo snižovat podíl komunálního odpadu, který byl odstraněn skládkováním, po tomto roce došlo ke konstantnímu zvyšování produkce těchto odpadů a pokrok v omezení skládkování se zastavil. Zároveň pro ČR nebude platit podmínka jednoho ze zmiňovaných způsobů odložení závazných cílů pro rok 2035, jelikož v roce 2013 byl podíl skládkování nižší, než 60 %. Závazný cíl pro rok 2035 činí snížení tohoto podílu na 10 %, musí tedy dojít k opětovnému nastartování procesu snižování. Plán odpadového hospodářství obsahuje i předpovědi produkce komunálního odpadu a jeho množství, které je odstraněno skládkováním. Tyto plány byly porovnány se skutečně dostupnými hodnotami na Obrázek č. 5.



Obrázek č. 5: Porovnání předpovědí POH ohledně celkové produkce komunálního odpadu a jeho množství, které bude skládkováno, s reálnými hodnotami [23], [24]

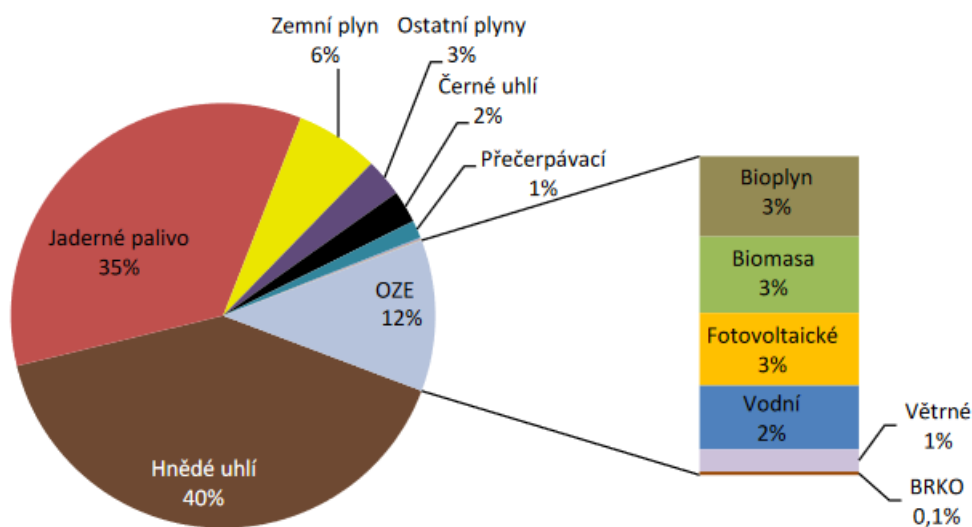
Jak je na tomto porovnání vidět, předikce byla o mnoho optimističtější, než je skutečnost. Nejen, že hmotnost skládkovaného KO namísto poklesu mírně roste, ale zvyšuje se i celková produkce KO, a tedy zhoršování podílu skládkování, který je pro cíle EU směrodatný, je ještě rychlejší. V roce 2019 byl tento podíl plánován ve výši 35,63 % oproti skutečným 45,86 %, přičemž v posledním roce předikce (2024) měl být tento poměr pouhých 12,26 %. Ve světle těchto poznatků se splnění závazných cílů k roku 2035 zdá ještě obtížněji splnitelné. POH se zabývá i biologicky rozložitelnými komunálními odpady, kde v souladu se směrnici o odpadech především směřuje k odklonu BRO od skládkování, k čemuž mají dopomoci právě bioplynové stanice. V období mezi 2020 a 2024 má být POH vyhodnocen, načež budou stanoveny nové priority pro další vývoj odpadového hospodářství ČR. Poté dojde k přípravě plánu na další období, který se bude muset s nastavenými cíli EU vypořádat v horizontu pouze deseti let. [24]

1.3 Současnost energetiky a plynárenství v ČR, směr budoucnosti

Z předchozích kapitol a shrnutí směru energetiky a obecně ekonomiky v evropském prostoru a ČR vyplynulo, že odpovědí na otázky dosažení cílů EU v oblasti obnovitelných zdrojů v energetice a dopravě, případně i ve zpracování odpadů, může být bioplynová stanice. Toto zařízení odpovídá obecnému profilu ekologického, decentralního zdroje energie, ať už ve formě elektřiny a tepla, nebo plynu, a využívá synergického efektu jednak na straně vstupů, kde může řešit cíle ve zpracování BRO, jednak na straně výstupů, kde může produkcí biometanu pomoci při zvýšené poptávce po zemním plynu v případě rozvoje plynových elektráren po odklonu od uhlí. Nyní je třeba prozkoumat situaci ČR v sektorech energetiky a plynárenství a pokusit se odhadnout potenciál BPS v tuzemsku.

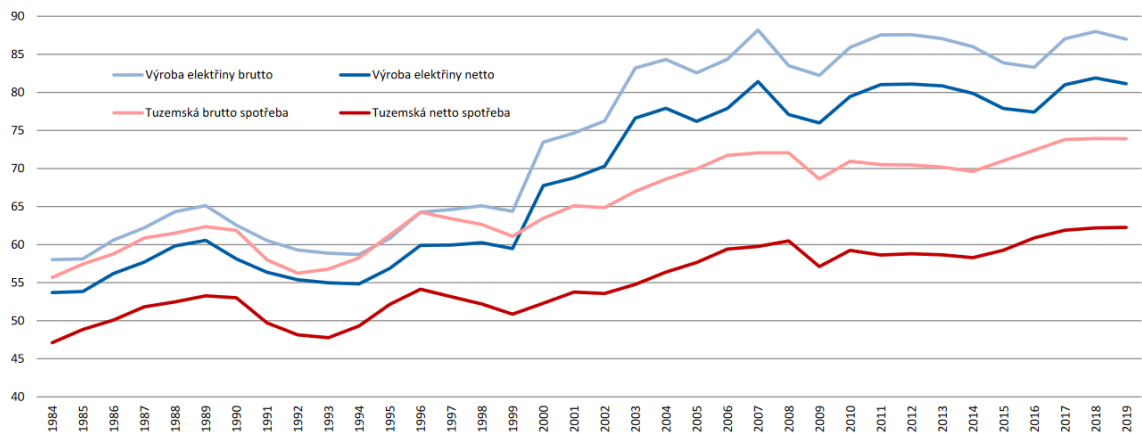
Výroční zpráva Energetického regulačního úřadu

Z dat o podílu paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto v letech 2014–2019 vyplývá, že největší podíl má v celém období hnědé uhlí s hodnotou okolo 41 %. Druhým palivem s majoritním podílem na celkové výrobě je jaderné palivo, jehož podíl se pohyboval okolo 33 %. Následují paliva s řádově menšími podíly na celkové hrubé výrobě elektřiny jako zemní plyn, bioplyn, biomasa a další OZE. V roce 2019 bylo vyrobeno 2 527,1 GWh elektřiny z bioplynu, což je asi 3% podíl na celkové výrobě, přičemž ve sledovaném období bylo množství vyrobené elektřiny víceméně stálé. [25] Graficky jsou poměry mezi jednotlivými palivy a technologiemi v roce 2019 zobrazeny na následujícím obrázku.



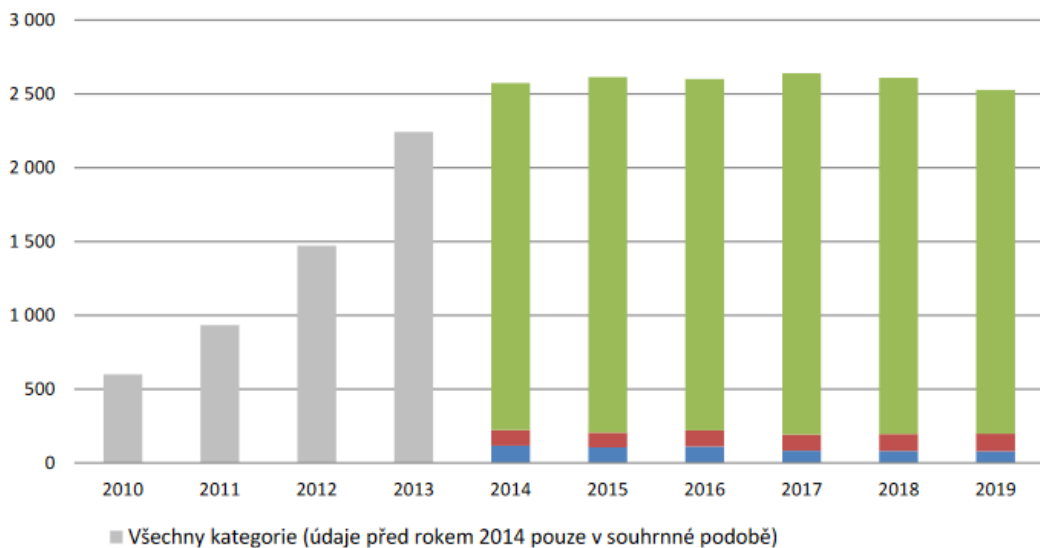
Obrázek č. 6: Podíl paliv a technologií na výrobě elektřiny brutto 2019 [25]

Dlouhodobý trend výroby a spotřeby elektřiny je v ČR vzrůstající, přičemž v posledních letech tento růst zpomaluje. V kratších časových úsecích lze pozorovat mírné výkyvy, z nichž ten aktuální směřuje k poklesu výroby a stagnaci spotřeby. Graficky jsou tyto průběhy vyjádřeny na obrázku č. 3 níže.



Obrázek č. 7: Dlouhodobý vývoj výroby a spotřeby elektřiny v TWh [25]

Na grafu výše je zachycen vývoj od roku 1984, nicméně směrodatná část leží za rokem 2004, kde lze pozorovat mírně rostoucí tendenci. Konkrétní vývoj brutto výroby elektřiny z bioplynu, skládkového a kalového plynu je pak na obrázku č. 4.



Obrázek č. 8: Vývoj výroby elektřiny brutto z bioplynu [25]

V barevném rozlišení po roce 2014 je modře zobrazen skládkový plyn, červeně kalový plyn z ČOV a zeleně pak „ostatní bioplyn“, který zahrnuje především výrobu bioplynových stanic. Od roku 2014, kdy se výstavba nových BPS a tedy i jejich výroba stabilizovala, je trend víceméně konstantní, přičemž v posledních třech letech dochází k mírnému poklesu. Dle Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu má docházet k dalšímu poklesu, a to až na hodnotu cca 1670 GWh v roce 2030. Naopak nárůst je očekáván v oblasti vytápění a dopravy, jak je ukázáno na Obrázek č. 3. Celkový instalovaný výkon bioplynových stanic bez modernizace má také k tomuto roku klesnout na hodnotu mezi 287 a 356 MWe. Plán navíc říká, že uplatnění jednotlivých technologií by mělo být determinováno tržními vlivy a není účelné ho předjímat. [21]

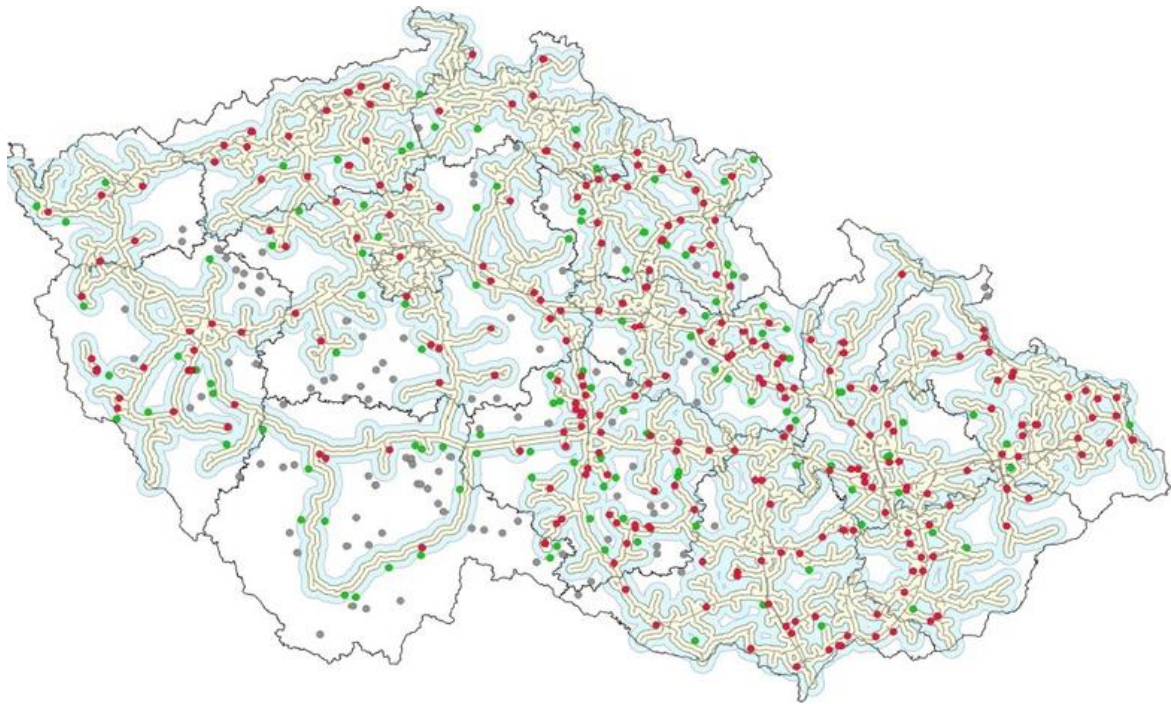
V oblasti uplatnění bioplynových stanic je tedy možné na základě zjištěných faktů odhadnout dvě hlavní cesty vývoje. Tou první je pokračování výroby bioplynu a jeho následné spalování v režimu kombinované výroby elektřiny a tepla. Tento systém v současnosti v BPS funguje, ale

efektivní využití disponibilního tepla je u většiny stanic na nízké úrovni. [26] Druhou cestou je pokračování výroby bioplynu, s jeho následným čištěním na biometan. Tento plyn pak může být využit v dopravě, energetice i vytápění a jedná se o flexibilnější řešení, které s sebou nese nutnost investic do samotné technologie čištění a také do infrastruktury pro využití biometanu jako jsou čerpací stanice, zásobníky nebo přípojky k plynovodu. Tato druhá cesta se zdá být v plánech transformace energetiky preferována, nicméně bude záležet na ekonomické rentabilitě řešení, jeho reálné emisní náročnosti a v neposlední řadě u zemědělských BPS i na potřebné rozloze zemědělské půdy pro pěstování vstupních surovin.

Plynárenská soustava ČR

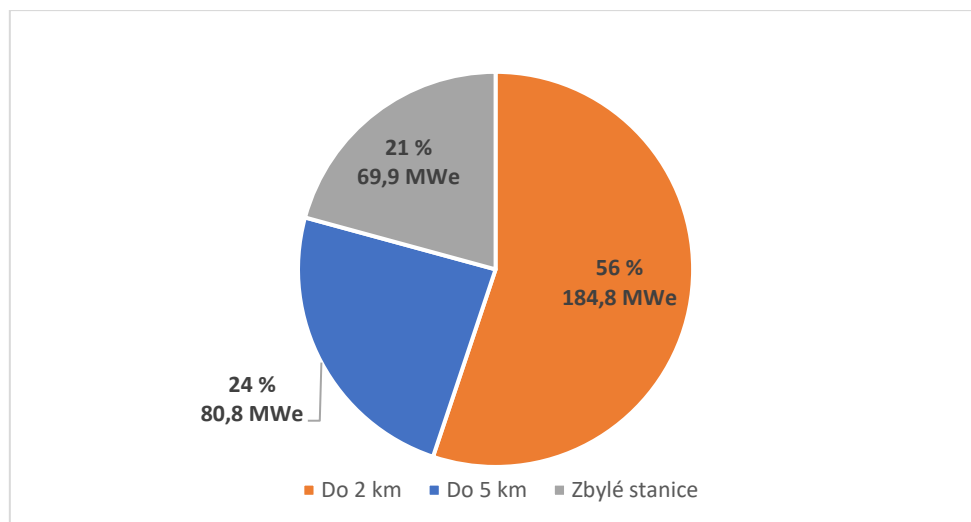
Plynárenskou soustavu tvoří především potrubní infrastruktura, akční prvky řízení jako kompresní stanice, rozdělovací uzly, uzávěry a měřicí armatury, zásobníky plynu, výrobní plynu, který lze vtlačet do plynárenské soustavy a odběrná a předávací místa. Soustavu lze rozdělit na přepravní a regionální či lokální soustavy, přičemž přepravní soustava se skládá z plynovodů VVTL a VTL, propojených se zahraničními plynárenskými soustavami, dále je možné rozčlenění na tranzitní a vnitrostátní přepravní strukturu. Regionální a lokální distribuční soustavy tvoří systém vysokotlakých, středotlakých a nízkotlakých plynovodů a dalších prvků, které slouží k distribuci plynu ke konečným odběratelům. V ČR je v současnosti provozováno 9 zásobníků plynu, které jsou využívány pro vyrovnání spotřeby mezi létem a zimou, nebo pokrývání špiček poptávky v několika dnech. Jejich další funkcí je zabezpečení dodávek plynu v krizových situacích. [21] Plynárenská soustava má oproti elektrické některá specifika. Kromě již zmíněných zásobníků, jejichž ekvivalent v Česku v elektrizační soustavě zatím není v provozu, není plynárenská soustava obecně navrhována na provoz v libovolném směru. V přepravní soustavě byl nicméně v důsledku plynové krize provizorně reverzní tok směrem na východ realizován a došlo k úpravě infrastruktury, aby tato možnost mohla být v budoucnu opět využita. Všechny čtyři kompresní stanice v ČR v současnosti umožňují obousměrný provoz. [21] Další odlišností plynárenské soustavy je možnost mírné akumulace plynu přímo v potrubí, které je možné docílit zvýšením tlaku.

Bioplynové stanice, které uvažují o čištění bioplynu na biometan a následném vtlačení do plynovodu, by měly být, kvůli nutnosti vybudovat přípojku, vhodnému plynovodu co nejbliže. Výrobní biometanu by navíc měly být připojeny k vysokotlakému plynovodu, jelikož středotlaké plynovody mají většinou pouze regionální dosah a připojení spotřebitelé mají často velmi nevyrovnaný odběr plynu a dodávka by tak musela probíhat na přerušitelné bázi. Tyto sítě také nemají návaznost na zařízení pro skladování plynu. [27] Jednou z omezujících podmínek pro instalaci čištění do stávající BPS je tedy vzdálenost stanice od vysokotlakého plynovodu. Obecně platí, že vzdálenost by měla být co nejkratší, aby bylo vybudování plynové přípojky co nejjednodušší a náklady na něj co nejnižší. Limitem vzdálenosti se v současné době zdá být pět kilometrů, což by měla být také hranice pro přiznání plánovaného zeleného bonusu za biometan. Druhým pásmem je vzdálenost do dvou kilometrů od VTL plynovodu. Takto ohraničený potenciál je zobrazen graficky na následující mapě. Zajímavé jsou pro vtlačení především červeně vyznačené stanice, ale potenciál pro získání podpory mají i zeleně označené, i když při vyšších investičních nákladech a náročnosti stavby přípojky k plynovodu.



Obrázek č. 9: Mapa bioplynových stanic s barevně vyznačenou vzdáleností od VTL plynovodu, červeně jsou označeny stanice do 2 km, zeleně stanice do 5 km a šedě ostatní [27]

Zde je celkem 266 bioplynových stanic ve vzdálenosti do dvou kilometrů od vysokotlakého plynovodu a dalších 117 stanic ve vzdálenosti do pěti kilometrů. Další zhruba 100 stanic pak leží dále, než jsou tyto vymezené koridory. [27] V ČR je dle České bioplynové asociace v provozu 401 zemědělských bioplynových stanic [28], zatímco ERÚ evidoval v druhé polovině roku 2020 celkem 419 provozoven o instalovaném výkonu celkem 333,16 MWe. [29] To by znamenalo, že průměrně vychází na jednu provozovnu instalovaný výkon po zaokrouhlení 800 kW elektrických, což odpovídá realitě instalovaného výkonu typické BPS. Jelikož uvedená mapa obsahuje celkem 483 bioplynových stanic, je nutné ještě alespoň přibližně oddělit nezemědělské instalace, aby mohl být proveden odhad potenciálu. Při přepočtu na hodnoty ERÚ pak po poměrové korekci vychází počet stanic do dvou kilometrů na 231, počet stanic do pěti kilometrů na 101, vyšší vzdálenost má 87 instalací. S předpokládaným instalovaným výkonem dává tyto hodnoty do souvislosti Obrázek č. 10.



Obrázek č. 10: Počet bioplynových stanic dle mapy potenciálu pro vtláčení a odhad jejich instalovaného výkonu.

Podle údajů z konce roku 2019 byl ve zkoumaných výrobnách instalovaný výkon celkem 332,09 MWe a za rok 2019 bylo vyrobeno 2 527 072,3 MWh elektřiny z bioplynu. Tyto dvě hodnoty dávají průměrné roční využití instalovaného výkonu 7 610 hodin. Technologická vlastní spotřeba uvedených instalací je zhruba 7,5 %. V současné době je tak podle odhadu potenciálu možné nahradit ročně maximálně 1 869 625 MWh elektřiny z existujících zemědělských BPS a přeměrovat jejich výrobu do biometanu. Podle roční zprávy o provozu plynárenské soustavy v roce 2019 bylo v ČR spotřebováno celkem 8 564 629 tis. m³ zemního plynu neboli 91 397 634 MWh. [30] Při uvažování bioplynu s obsahem CH₄ 60 %, bude jeho výhřevnost asi 21,5 MJ/m³, tedy 5,97 kWh na m³. Při přepočítání ročního množství elektřiny ze současného potenciálu pro bioplyn v ČR a uvažované průměrné elektrické účinnosti KGJ 41 % vychází roční výroba bioplynu v těchto potenciálně zajímavých BPS v objemu 825 454 067 m³. Obsah metanu v bioplynu byl uvažován 60 %, a proto je možné zjednodušeně říci, že objemový potenciál biometanu z těchto BPS je asi 495 272 440 m³. Z tohoto přibližného výpočtu by pak vyplývala potenciální nahraditelnost asi 9,6 % roční spotřeby zemního plynu v ČR biometanem. Tento odhad je i v souladu s dokumentem MPO o rozvoji podporovaných zdrojů energie do roku 2030, ve kterém je maximální potenciál výroby biometanu ve všech výrobnách, uvedených do provozu do roku 2016, odhadnut na cca 700 000 000 m³ podle množství výroby/spotřeby bioplynu. [31] Při přepočtu na stanice ve vhodné vzdálenosti od plynovodu pak vychází podobná hodnota jako zde. Je ale řešena i otázka použití pokročilých a nepokročilých paliv jako vstupů do BPS. Většina bioplynových stanic byla v ČR uváděna do provozu zhruba od roku 2010 do konce roku 2013, poté zůstává počet provozoven stabilizovaný. [29] Při projektované životnosti výroby 15 let dojde k vyřazení většího počtu instalací v letech 2027 až 2029, kdy by měla být vyřazena většina bioplynových stanic. Podle Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu je v ČR plánován v roce 2030 instalovaný výkon BPS 287 MWe, tedy asi jen o 14 procent nižší než současný instalovaný výkon. Bude tedy muset dojít buď k prodloužení životnosti instalací, nebo výstavbě nových výroben. Pro prodloužení životnosti se však počítá pouze s těmi výrobnami, které užitečně využívají minimálně 50 % vyrobeného tepla nebo projdou úpravou výroby, která tuto hodnotu zajistí. U ostatních výroben může dojít buď k ukončení provozu, nebo právě k přestavbě na výrobu biometanu. [31]

1.4 Důsledky diskutovaných politik a stanovení výzkumné otázky

Z představených strategií, zákonů a celkových tendencí vyplývá globální zájem rozvinutých zemí na omezení vlivu člověka na změny klimatu. Jednou ze snah, které jsou součástí tohoto zájmu, je omezení růstu průměrné teploty pod hranicí 2 °C oproti úrovni před industrializací. Toho chtějí státy dosáhnout především omezováním emisí skleníkových plynů, z nichž nyní se pozornost upíná především na CO₂. Tyto plány převzala Evropská unie a legislativně motivuje členské státy k dodržení stanovených cílů. Hlavními aktuálními milníky jsou roky 2030 a 2050, přičemž k roku 2030 má být dosaženo snížení emisí skleníkových plynů o 55 % v porovnání s hodnotami roku 1990. Nový plán European Green Deal si klade za cíl k roku 2050 dosáhnout nulového čistého součtu emisí skleníkových plynů. Tyto cíle jsou obecně vnímány jako velmi ambiciózní a dotýkají se mnoha oblastí lidské činnosti, včetně fungování celé ekonomiky. V energetice jde především o pokračující dekarbonizaci a další zapojování OZE, decentralizaci a liberalizaci. Pro tuto práci je relevantní i cíl snižování emisí v dopravě, který plánuje Česká republika splnit i pomocí vozidel na zemní plyn.

Řešením, které podporuje cíle v energetice, dopravě a plynárenství je výroba biometanu v bioplynových stanicích metodou čištění bioplynu. Naprostá většina BPS, které jsou v ČR v provozu, využívá v současnosti produkovaný bioplyn v kogeneračních jednotkách pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla, ale ve většině BPS je efektivně využita jen malá část

tohoto vyrobeného tepla. Je tak možné nahradit v mnoha případech dosluhující kogenerační jednotky technologií pro čištění bioplynu a vzniklý biometan vtlačet do plynárenské soustavy, nebo ho využít lokálně jako palivo pro dopravní prostředky. Vtláčení biometanu bude podporováno státem ve formě zeleného bonusu, jak je uvedeno v novele Zákona o podporovaných zdrojích energie č. 165/2012 Sb., tato novela v současné době stále čeká na schválení.

Na základě uvedených skutečností pro mnoho provozovatelů bioplynových stanic vyvstává otázka, zda do této nové technologie investovat a nahradit tak dosud fungující KGJ. Tato práce si klade za cíl na příkladu reálných bioplynových stanic s potenciálem pro vtláčení biometanu prozkoumat a identifikovat kritické technologické aspekty a také ty, které největší měrou ovlivňují rentabilitu jednotlivých řešení. Otázkou tedy je, zda se při současných ekonomických podmínkách vyplatí zkoumané bioplynové stanici investovat do technologie čištění bioplynu na biometan. Sekundárními otázkou je, které ekonomické, technologické nebo situační aspekty nejvíce ovlivňují proveditelnost a rentabilitu investice do výroby biometanu.

2. Obecné parametry procesu využití bioplynu a specifikace zkoumané lokality

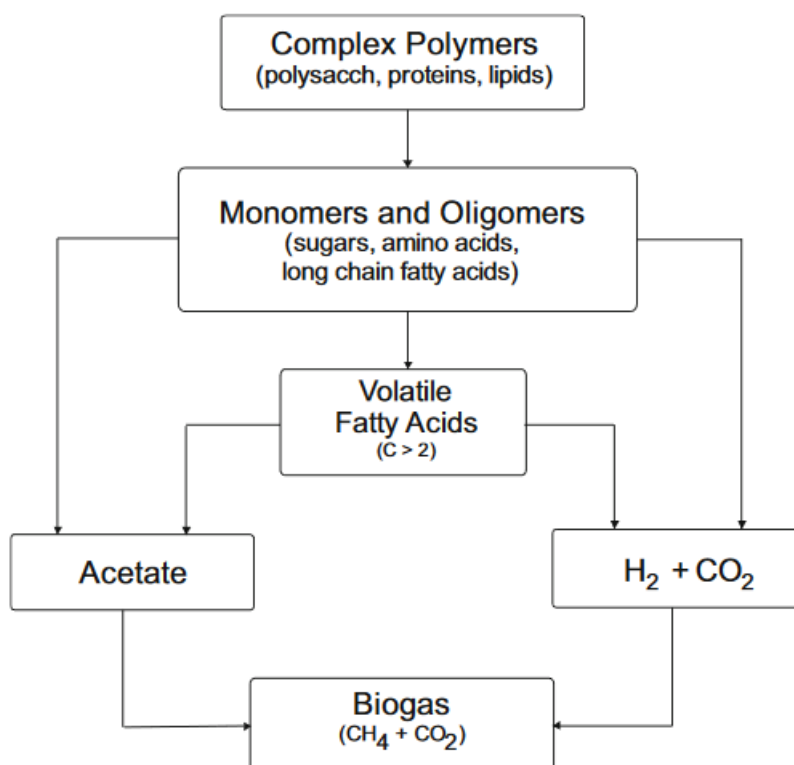
Před posouzením investice do technologie čištění bioplynu v konkrétních instalacích je nejprve nutné popsat vznik a výrobu bioplynu, včetně jeho současného využití. Dále je nutné prozkoumat současný stav technologických řešení pro výrobu biometanu a jejich vhodnost pro užití ve zkoumané stanici. Po analýze těchto technologií je možné přikročit ke zkoumání specifických aspektů a lokálních podmínek vybrané bioplynové stanice, jejího dosavadního provozu a možnostech využití biometanu.

2.1 Přírodní a umělý vznik bioplynu, technologie výroben a čištění biometanu

Bioplyn je definován jako směs metanu a oxidu uhličitého, vznikající bakteriální dekompozicí organických odpadů, která je používána jako palivo. [32] Proces bakteriální dekompozice se také nazývá anaerobní fermentací nebo digescí. Samotný plyn se v příznivých podmínkách skládá především z metanu a CO₂, ale ne vždy je takovýchto podmínek dosaženo a bioplyn tak může obsahovat i další příměsi. Těmi jsou například zbytky vzdušných plynů jako kyslík a dusík, neúplně spotřebované produkty acidogeneze jako vodík anebo přebytek CO₂ a další minoritní příměsi z jiných chemických reakcí, například sulfan, oxid dusný nebo uhlovodíky a jejich deriváty. [33] Častá je také přítomnost vodní páry. [34] Bioplyn vzniká v přírodních podmínkách ve formě bahenních plynů v mokřadech a rašeliništích, nebo například i v polích při pěstování rýže. Stejný mechanismus vzniku se uplatňuje i ve střevech přežvýkavých živočichů, kteří produkují významné množství metanových emisí. Počátek antropogenního využití bioplynu jako zdroje energie nastal na počátku 20. století a je spojen s čištěním odpadních vod, kdy v uzavřených nádržích docházelo k samovolnému vývoji bioplynu, který byl jímán pro lokální svícení a vytápění. Postupně docházelo ke zdokonalování anaerobních nádrží a reaktorů, uplatnilo se vyhřívání nádrží pro urychlení procesu fermentace a rozšiřovalo se i využití bioplynu k pohonu generátorů a vozidel. Od 70. let je technologie anaerobní fermentace používána i při zpracování cíleně pěstované biomasy. [33]

Vznik bioplynu zajišťují anaerobní bakterie, které rozkládají organickou hmotu. Tento proces probíhá ve čtyřech krocích: hydrolýza, acidifikace, produkce kyseliny octové a produkce metanu. Každý z těchto kroků je prováděn různými druhy mikroorganismů, které existují v těsném synergickém vztahu. Hydrolyzující a fermentující mikroorganismy zajišťují počáteční rozklad polymerů a monomerů, výsledkem těchto reakcí jsou acetáty, vodík a variabilní množství nestabilních mastných kyselin jako propionáty a butyráty. Hydrolytické mikroorganismy vylučují hydrolytické enzymy jako celulózu, xylanázu, amylázu, lipázu a proteázu. Většina bakterií, které zajišťují tyto procesy, je striktně anaerobní, jsou to například rody *Clostridium* a *Bifidobacterium*. Součástí jsou i další, fakultativně anaerobní bakterie jako rod *Streptococcus* a čeleď *Enterobacteriaceae*. Na rozkladu vyšších mastných kyselin na acetát a vodík se podílí acetogenní bakterie, které produkují vodík, jako *Clostridium aceticum*. Nahromadění vodíku v prostředí může potlačovat metabolismus těchto acetogenních bakterií, proto je nutné udržovat v prostředí velmi nízkou koncentraci vodíku. Současné znalosti také naznačují, že vodík může být limitujícím substrátem metanogenních mikroorganismů. Tyto procesy vývoje metanu probíhají na konci rozkladného řetězce, přičemž pouze několik druhů bakterií dokáže rozložit acetáty na CH₄ a CO₂, například *Metanomonococcus mazei* nebo *Methanosarcina barkeri*, zatímco všechny metanogenní bakterie jsou schopné metan produkovat z vodíku. Celulóza, proteiny a tuky jsou na monomery rozkládány v řádu dní a pro hydrolýzu rozpustných uhlovodíků stačí pouze několik hodin, je tedy nutné dobře celý proces

rozkladu navrhnout, aby nedošlo k omezení činnosti metanogenních bakterií poklesem pH, nebo přebytkem vodíku. [33]–[35]



Obrázek č. 11: Proces anaerobní digesce a postupného vzniku bioplynu [35]

Proces anaerobní fermentace probíhá v mesofilním režimu za teplot mezi 35 °C a 42 °C, nebo za termofilního režimu, vymezeného teplotami 45–60 °C. V průběhu procesu je nutné udržovat stálou teplotu, jelikož její změna nebo krátkodobá fluktuace má nepříznivý vliv na produkci bioplynu. Termofilní prostředí výroby je citlivější na změny teploty, při termofilních podmínkách jsou bakterie schopné tolerovat změnu teploty ± 3 °C bez znatelného snížení množství produkovaného metanu. Termofilní proces na druhou stranu umožňuje vyšší míru množení důležitých bakterií a celý proces je tudíž rychlejší a efektivnější. Dobře fungující termofilní systém tak umožňuje zpracování vyššího množství surovin nebo nižší dobu zdržení ve fermentoru, ale je citlivější na udržování vhodných podmínek prostředí a existuje vyšší riziko inhibice procesu. Ta může být způsobena otravou bakterií amoniakem, jehož toxicita při zvyšující se teplotě roste. Pro vývoj metanu je také důležité udržovat pH v intervalu od 6,5 do 8,5, přičemž ideální jsou hodnoty mezi 7,0 a 8,0. Pokles pod 6,0 nebo naopak nárůst nad hodnotu 8,5 znamená výraznou inhibici celého procesu. Pro přežití mikroorganismů v procesu je důležitá i přítomnost prvků, které slouží jako nutrienty. Makronutrienty jsou uhlík, fosfor a síra, důležitými stopovými prvky jsou železo, nikl, kobalt, selen, molybden a wolfram. Stopové prvky musí být v některých případech do procesu přidávány, například pokud jsou jediným substrátem energetické plodiny. Úloha selenu, molybdenu a wolframu není zcela známa, a ne všechny metanogenní bakterie tyto prvky potřebují. Potřebná koncentrace všech těchto prvků je poměrně malá, dostatečný poměr C:N:P:S je 600:15:5:1 a dostatečná koncentrace stopových prvků činí cca 0,05 mg/l s výjimkou železa, jehož optimální koncentrace je mezi 1 a 10 mg/l. Přidávání těchto vyživujících prvků je důležité především u fermentací s jedním druhem

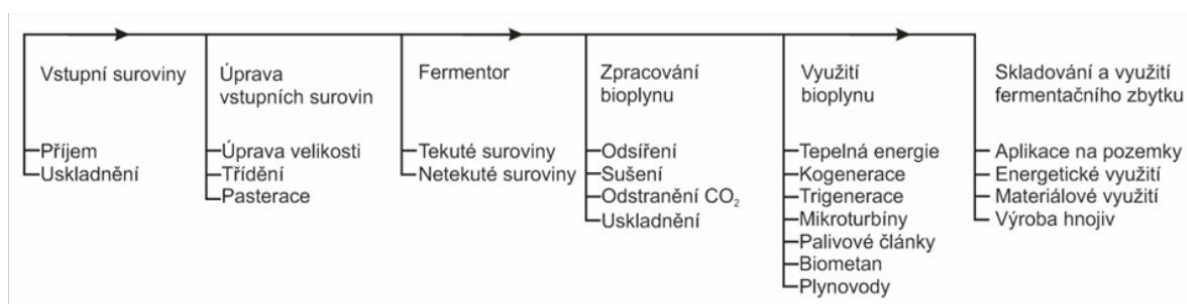
energetické plodiny jako substrátem, ale i při polysubstrátové fermentaci zvyšuje dodání nutrientů výtěžnost bioplynu. [35]

2.1.1 Bioplynové stanice

V předchozím textu již byl uveden způsob výroby bioplynu v reaktorech, které jsou součástí většího celku, bioplynové stanice. Ty mohou být rozděleny na několik typů podle typu substrátu, který zpracovávají. Lze tak rozlišovat stanice zemědělské, průmyslové, odpadové či v rámci ČOV. Pro minimalizaci provozních nákladů a snížení zátěže životního prostředí v souladu s filozofií obnovitelných zdrojů energie je vhodné minimalizovat dovozní vzdálenost těchto vstupních surovin, proto BPS vznikají v areálech zemědělských družstev nebo průmyslových instalací. Podle dat České bioplynové asociace převažují v ČR zemědělské stanice, kterých je v provozu 401 z celkového počtu 579 instalací. [28] Právě potenciál těchto zemědělských stanic bude zkoumán v této práci. V současnosti probíhá příprava stavby několika odpadových bioplynových stanic, ve kterých je plánována instalace technologie čištění biometanu, ale jejich celkový potenciál je v nejbližších letech nižší, než u existujících zemědělských BPS. Možné nejbližší zprovoznění stanic s již hotovými projekty je zhruba dva roky, pro projekty v dřívějším stádiu vývoje i mnohem déle. Naproti tomu zemědělské BPS jsou již roky v provozu, jejich proces fermentace je relativně pod kontrolou a vstupy jsou často zajišťovány zemědělským družstvem, které je vlastněno spřízněnými osobami.

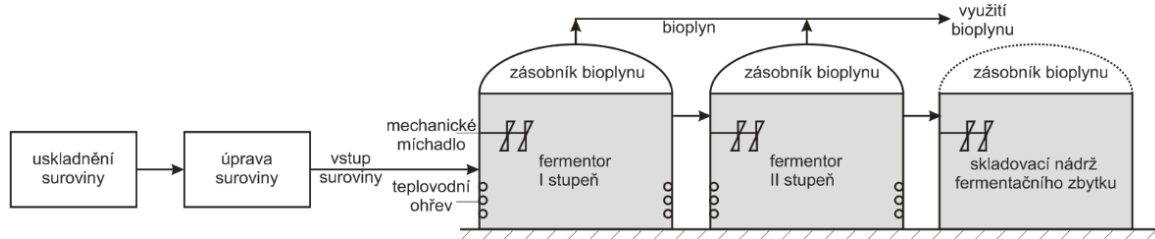
Proces fermentace substrátu lze dělit i podle obsahu sušiny na mokrý a suchý. Jako mokrá fermentace se označuje proces s použitím substrátu ve formě čerpatelné kapaliny s obsahem sušiny do 12 %. Fermentace probíhá kontinuálně v uzavřených fermentorech, do kterých se substrát dává postupně. Tato technologie je velmi rozšířená a používaná v zemědělských instalacích. Jako suchá metoda se označuje fermentace substrátu s obsahem sušiny až kolem 30 %, která probíhá v menších fermentorech garážového typu. Do nich je pomocí nakladače substrát navezen, poté dojde k uzavření objektu a nastartování procesu anaerobní fermentace. Po spotřebování substrátu je tento z prostoru vyvezen a celý proces začne znovu. Tato technologie byla původně navržena ke zpracování komunálních odpadů, v zemědělství výjimečně. Je ale možné zpracovávat suroviny, které pro technologii mokré fermentace představují problém, např. piliny, substráty s příměsí plastů, dřeva, kovů nebo zeminy. [36] Dále bude zkoumána technologie a procesy mokré fermentace.

Obecné procesní schéma bioplynové stanice je znázorněno na následujícím obrázku:



Obrázek č. 12: Obecné procesní schéma fungování bioplynové stanice [37]

Na něm jsou uvedeny všechny logické celky procesu výroby bioplynu, od příjmu surovin až po využití zbytků po fermentaci. Jiné znázornění procesu s důrazem na fermentační část, již mírně konkretizované pro dvoustupňovou mokrou fermentaci, je vyobrazeno na dalším obrázku. Tato přibližná konfigurace je pro české zemědělské bioplynové stanice velmi častá.



Obrázek č. 13: Schéma procesu bioplynové stanice, využívající proces dvoustupňové mokré fermentace [37]

Technologie pro vývoj bioplynu

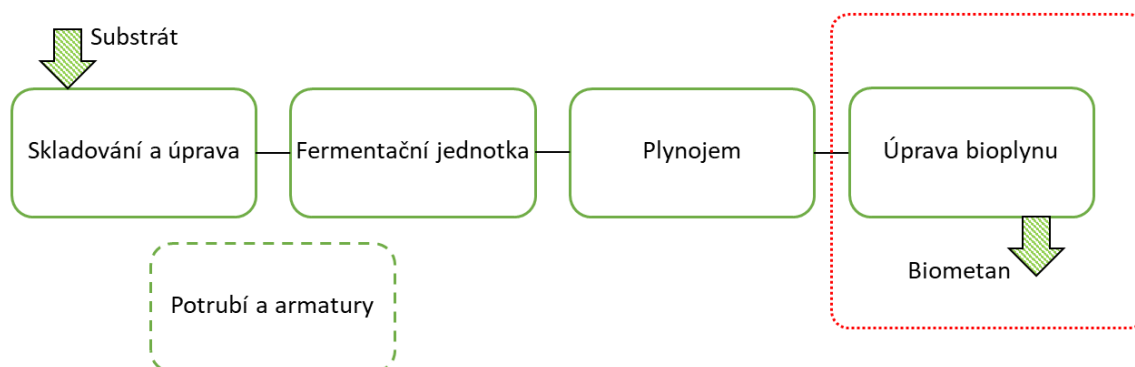
Na počátku celého procesu jsou vstupní suroviny, jejichž fermentací dochází k vývinu bioplynu. Obecně lze rozdělit podle původu na rostlinné a živočišné, dále podle sektoru původu, jak bylo naznačeno výše, na zemědělské, průmyslové a municipální. Pro zemědělské instalace jsou typickými vstupy kukuřičná siláž, travní senáž, cukrovarské řízky, živočišná kejda a hnůj. Dalšími možnými vstupy ze všech oblastí jsou odpady z pěstování ovoce a zeleniny, výroby jídla a pivovarnictví, organické kaly z průmyslových procesů a odpady z domácností v různých formách. [38] Energetické plodiny jako kukuřice, slunečnice, konopí nebo řepkový olej způsobují úbytek zemědělské půdy pro pěstování potravin a také zhoršují její vlastnosti, to se týká především kukuřice a slunečnice. Právě kukuřičná siláž je přitom v České republice velmi často používanou vstupní surovinou. Živočišné substráty jako hnůj nebo kejda produkují skleníkové plyny a jejich přímé použití na poli je v mnohých zemích omezoováno, proto je zpracování v BPS obecně lepší volbou.

Tyto živočišné substráty je možné dělit podle obsahu sušiny na tekuté (pod 10 %) a pevné s obsahem sušiny 10–30 %. Tyto substráty jsou pro anaerobní digesce vhodné díky vhodnému poměru C:N zhruba 25:1 a dostatečnému obsahu potřebných nutrientů a mikroorganismů pro proces digesce. Zemědělské družstvo provozující BPS má navíc k těmto substrátům většinou snadný přístup. Tekuté živočišné substráty také usnadňují míchání ve fermentoru a stabilizují celý proces digesce. Jejich dosažitelný výnos metanu je ale příliš nízký na to, aby byly používány jako jediný substrát. Parametry vstupů pro hodnocení jejich vhodnosti pro použití v BPS jsou především obsah snadno rozložitelných organických složek, obsah sušiny, potenciál výnosu metanu, hodnota pH, podíl C:N a obsah potřebných prvků pro proces digesce. Parametry vhodných vstupních surovin se liší, ale optimální je celkové pH substrátu okolo 7 a C:N mezi 20 až 30, přičemž pro podpoření procesu digesce se často používá fermentace více substrátů. Důležitá je také dostupnost pro provozovatele, tedy stabilní množství dodávek za přijatelnou cenu z blízkého okolí a udržitelnost plánovaného objemu dodávek.

Rozložitelnost substrátu v procesu anaerobní digesce závisí na složení substrátu, nejhůře rozložitelnými organickými materiály jsou ligniny a celulózy, při vyšším obsahu těchto složek je ovlivněn proces fermentace a prodlužuje se doba zdržení ve fermentoru, pro ekonomický provoz BPS je ale žádoucí co nejvíce snížit dobu zdržení a zároveň maximalizovat výtěžek metanu ze substrátu. Makroskopické nežádoucí příměsi a nečistoty se do fermentoru dostanou společně se vstupem a negativně ovlivňují proces fermentace. Příkladem je písek, který se usazuje na dně fermentoru a snižuje jeho efektivní objem, zatímco větší částice dřeva nebo slámy mohou vytvářet plovoucí vrstvy, které ztěžují promíchávání. Anorganické materiály jako sklo, kov nebo plasty, které se mohou v substrátu vyskytnout, mají potenciál poškodit strojní zařízení. V případě, že se tyto nečistoty do fermentoru dostanou, je jejich odstranění náročné, je tedy důležité kontrolovat jejich obsah již na vstupu před plněním fermentoru. [38]

Vzhledem k sezónní dostupnosti substrátů z řad rostlinných zemědělských produktů musí být zajištěno jejich skladování, které by mělo jednak uchovat kvalitu substrátů, jednak být levné. Pro velmi často použítou kukuřici je po sklizni potřeba provést silážování, které zamezí růstu nežádoucích bakterií a plísní. Principem této metody je uskladnění vlhké kukuřice ve vzduchotěsných prostorech, ve kterých je kyslík spotřebován přítomnými enzymy a růst nežádoucích mikroorganismů je tak potlačen. Silážování může být provedeno ve speciální budově sila nebo silážní jámě či silážním žlabu. Zde je silážovaný substrát umístěn do často železobetonové konstrukce žlabu a přikryt například plachtou, zatíženou pneumatikami. Tento způsob je poměrně levný a v českých bioplynových stanicích hojně používáný. Nejčastěji silážovanými substráty pro bioplynové stanice jsou kukuřice a trávy. Silážované substráty je pak možné skladovat několik měsíců bez zhoršení jejich metanového potenciálu. Pro homogenizaci substrátů, předcházení tvorbě výše popsaných nežádoucích formací a zlepšení průběhu anaerobní digesce a rozložitelnosti ligninu a celulózy mohou být substráty před dávkováním do fermentoru předupraveny. Tato předúprava může probíhat několika způsoby, jako je mechanická příprava pro zmenšení rozměrů částic, tepelná úprava pro zvýšení obsahu vody v substrátech a rozkladu celulózy, ultrazvuková procedura, používaná především pro čistírenské kaly a elektrokinetický rozklad, využívaný rovněž pro čistírenské kaly k rozkladu iontových vazeb. Z chemických způsobů úpravy je možné například alkalická úprava pro zjednodušení rozkladu hemicelulóz a lignocelulóz, i když taková úprava způsobuje zvýšení hodnoty pH a inhibici metanogeneze pro substráty, které nemají velmi nízké pH. Další možností jsou biologické způsoby úpravy, těmi mohou být mikrobiologická úprava, spočívající v rozdělení procesu fermentace na dvě fáze, přičemž v první fázi probíhá hydrolýza a acidogeneze a je zde záměrně inhibována metanogeneze. Tato metoda má za výsledek lepší rozklad všech složek substrátu a podstatné zvýšení výtěžnosti metanu. Biologickou úpravou je také přidání enzymů, které rozkládají polymery v substrátu, především lignocelulózy. Obecně je pro předúpravu vstupů možné využít kromě zde jmenovaných i řadu dalších metod, které se liší svým účinkem, náklady a spotřebou energie. Je tedy nutné vždy uvažovat i o změně celkové energetické a finanční bilance procesu. [39]

Konkrétní podoba technologie BPS je výsledkem zkoumání místních poměrů, včetně používaných substrátů a zvoleného režimu digesce. Návrh konkrétní stanice je možné rozdělit do několika kategorií, kterými jsou skladování a úprava surovin, fermentační jednotka, plynojemy, propojovací potrubí a armatury a konečně přeměna bioplynu. Následující blokové schéma využívá tohoto rozdělení a jednotlivé návrhové celky řadí podle posloupnosti procesu výroby biometanu. V červeně ohraničené oblasti je naznačena primární oblast zájmu této práce, tedy úprava vyrobeného bioplynu na biometan a jeho následné využití.



Obrázek č. 14: Blokové schéma systémů bioplynové stanice, seřazené podle posloupnosti procesů s vyznačenou oblastí zájmu

Skladování a úprava vstupních surovin byla podrobněji popsána výše. Fermentační jednotka je funkční celek zařízení, který umožňuje proces fermentace, a kromě samotných reaktorů se skládá ze systému dodávání substrátů, systému míchání a vytápění. Způsob dodávky substrátu do fermentoru závisí na způsobu fermentace, tedy mokrá nebo suchá, a vlastnostech použitého substrátu. Pro suchou fermentaci v reaktorech garážového typu je možné použít přerušované plnění například nakladačem, u mokré fermentace jsou substráty do fermentoru dodávány kontinuálně nebo semikontinuálně, přičemž substráty s nízkým obsahem sušiny je potřeba dodávat čerpáním. Samotné reaktory pro fermentaci mají mnoho návrhových proměnných, jako je počet fází fermentace, teplotní režim, objem, materiál reaktoru, jeho zateplení a vytápění. Počet fází ve většině případů představuje volbu mezi jednou nebo dvěma fázemi, přičemž ve dvoufázovém systému je ve dvou reaktorech rozdělen proces fermentace na dvě části, jak bylo popsáno výše. Teplotní režimy jsou tři, psychofilní s teplotami do 25 °C, mezofilní od 25 do 45 °C a termofilní režim s teplotami od 50 do 60 °C. Psychofilní režim je používán většinou jen v domácích instalacích bez vytápění. Mezofilní režim je nejčastěji používaným pro zemědělské BPS, zatímco termofilní režim je možné použít u instalací, které využívají odpadní vstupy s rizikem množení patogenů.

Vyšší teplota zrychluje rozklad substrátu a snižuje čas zdržení, ale snižuje stabilitu procesu a zvyšuje energetickou náročnost. Objem reaktoru musí být navržen tak, aby respektoval dva hlavní parametry konkrétního fermentačního procesu, a to dobu zdržení a zatížení organickými látkami. Doba zdržení zjednodušeně udává, kolik dní stráví substrát v reaktoru. Prakticky je to průměrná hodnota, která by ale měla zajistit dostatečný rozklad substrátu bez nadměrného navýšení objemu fermentoru. Optimální doba zdržení závisí na dalších podmínkách provozu fermentace, neměla by ale klesnout pod deset dnů. Zatížení organickými látkami vyjadřuje, kolik rozložitelného organického materiálu ku celkovému objemu fermentoru je do něj denně přivedeno. Pro popisovanou mokrou fermentaci je obvyklé zatížení kolem 3 kg/m³ a den, obecná maximální hranice je 5 kg/m³ a den. Tyto dva parametry při známých parametrech vstupů a procesu umožní určit potřebný objem fermentoru. [40], [41]

Jako konstrukční materiál fermentorů jsou většinou použity železobeton a ocel, přičemž železobetonové fermentory mohou být zapuštěny v zemi, zatímco ocelové se staví nad zemí na betonových základech. Vnitřní povrch fermentoru musí být odolný proti možným agresivním složkám substrátu, části, které jsou v kontaktu s bioplynem, by měly být ošetřeny proti úniku plynu mikroskopickými trhlinami. Izolace fermentoru pomáhá stabilizovat teplotu, která je pro dobře fungující fermentaci nezbytná, a snižuje potřebu elektřiny, a tedy i náklady na vytápění. Velmi rozšířenými materiály jsou skelná vata anebo pěnová izolace. Vytápění je zajišťováno horkovodním systémem, který prochází vnitřkem fermentoru, velmi často je použito teplo, vyrobené spalováním bioplynu v kogenerační jednotce. Pro rovnoměrné rozložení substrátu, zabránění formování plovoucích vrstev a odstranění bublin plynu je potřeba substrát promíchávat. To probíhá přerušovaně pomocí mechanických míchadel, dalšími možnostmi jsou hydraulické míchání pomocí čerpadla, nebo pneumatické míchání vháněním bioplynu do spodní části reaktoru. Metoda míchadel je často používaná a jednoduchá, nicméně pro opravu pádlových míchadel je potřeba obvykle přerušit provoz a v některých případech fermentor vyprázdnit. Zvolený interval a délka míchání významně ovlivňuje spotřebu elektrické energie v procesu.

Uskladnění vzniklého bioplynu je nutné kvůli vyrovnání nerovnoměrné produkce a zajištění konstantního přísunu bioplynu do KGI nebo jednotky čištění. Často používaným způsobem uložení je plynojem, integrovaný ve střeše fermentoru. Ta je tvořena flexibilní membránou,

kteřá se při přebytku bioplynu roztáhne a vytvoří kopuli. Další možností uskladnění je externí plynojem, tvořený krytou nebo dvojitou membránou. Všechny tyto způsoby uskladnění musí být chráněny před nepříznivými vlivy počasí buď přístřeškem, nebo samotnou odolnou membránou. Samotná lokalita pro bioplynovou stanici by měla být dostatečně prostorná pro všechny součásti BPS, technologické vybavení a skladovací prostory, to často znamená silážní žlab pro kukuřici a dostatečné prostory pro manipulaci. Zvolená lokalita by také měla mít přístup k silniční a elektrické síti, to znamená vedení vysokého napětí a transformátor. Pro úpravu bioplynu na biometan a následné vtlačení do plynárenské sítě je také nezbytná malá vzdálenost k vysokotlakému plynovodu, ideálně do 5 km, jak bylo diskutováno výše. Pro provoz KGJ je také vhodná lokalita, kde se nacházejí zájemci o teplo vyrobené v kogeneraci. V neposlední řadě je nutné zajistit co nejkratší vzdálenosti pro dopravu vstupních surovin do bioplynové stanice. [41]

2.2.2 Úprava a čištění biometanu na kvalitu zemního plynu

Bioplyn na výstupu z fermentorů obsahuje kromě metanu i velké množství dalších příměsí, které musí být před vtlačáním do plynárenské sítě odstraněny. Kromě metanu je v plynu obsažen i oxid uhličitý, dusík, kyslík, sirovodík, amoniak a další příměsí, jejichž konkrétní zastoupení závisí na substrátech a parametrech fermentace.

Nežádoucí příměsí a metody jejich odstranění

Tabulka, ukazující možné složení biometanu z anaerobní fermentace v BPS, je uvedena níže. Není zde zahrnut obsah vodní páry, které může být v objemu plynu až deset procent a způsobuje korozi strojního zařízení.

Složka	Množství [mol-%]
Metan	50-80
Oxid uhličitý	15-50
Dusík	0-5
Kyslík	0-1
Sulfan	0-1
Amoniak	0-1

Tabulka č. 1: Možné složení bioplynu, vzniklého anaerobní digestí [42]

Tyto nežádoucí příměsí mohou být v případě čištění na biometan odstraněny v hlavním procesu tohoto čištění, nebo je nutné jejich odstranění zajistit ještě před samotným čištěním. Každá z uvedených nežádoucích látek má jiné účinky a je pro její odstranění nutné použít jiné technologické procesy. Kroky, které je potřeba provést před čištěním bioplynu, jsou definovány jednak použitými substráty a jejich původem a technologií vlastního čištění.

Oxid uhličitý vzniká v celém procesu fermentace a jeho hlavní nežádoucí vliv na vzniklý bioplyn je snížení objemového energetického obsahu plynu. V případě spalování bioplynu v KGJ není tento vliv natolik podstatný, aby bylo nutné instalovat speciální čištění, pro využití biometanu je nutné oxid uhličitý odstranit. Ve spojení s kondenzovanou vodou může vytvořit kyselinu uhličitou.

Voda je v průběhu fermentace v substrátu vždy přítomná a vypařováním se tak dostává do vzniklého bioplynu. Množství vodní páry v plynu závisí na mezi nasycení, která se liší podle tlaku a teploty ve fermentoru. Voda způsobuje korozi potrubí a strojního zařízení jednak kondenzací, jednak reakcí s oxidem uhličitým a vznikem kyseliny uhličitě. Vodní pára také snižuje energetický obsah plynu. Voda může být z bioplynu odstraněna změnou tlaku a teploty

tak, aby došlo ke kondenzaci. To znamená snížení teploty například vedením plynového potrubí se zachytáváním kondenzátu v zemi nebo zvýšení tlaku. Voda může být také odstraněna pomocí absorpce například v glykolových roztocích, které je možné působením tepla regenerovat, nebo pomocí hygroskopických solí, které se při absorpci rozpouští. Adsorpce vody může probíhat na několika substrátech, jako jsou oxid křemičitý, oxid hořečnatý, aktivní uhlí nebo zeolity. Regenerace probíhá zvýšením teploty nebo snížením tlaku.

Sulfan se společně s dalšími látkami, které obsahují síru, vyskytuje v bioplynu velmi často. Vzniká v procesu fermentace činností bakterií, které jsou konkurenční k metanogenním mikroorganismům. Substráty, bohaté na sloučeniny síry, jsou například výpalky, řasy a některé odpady papírenského průmyslu. Přítomnost sulfanu v bioplynu rovněž vede ke korozi zařízení kvůli tvorbě kyseliny sírové. Samotný sulfan je prudce jedovatý a může i v malých dávkách způsobit smrt. Jeho odstranění může probíhat přímo ve fermentoru, nebo až v dalším kroku procesu. Při použití některých technologií pro čištění bioplynu na biometan, například PSA, je nutné sulfan ve směsi odstranit ještě před tímto hlavním čištěním, zatímco při použití jiných technologií je možné sulfan odstranit v rámci hlavního procesu čištění. Metody odstranění sulfanu z bioplynu mohou být biologické, to znamená přidání vzduchu nebo samotného kyslíku do fermentoru a následnou oxidaci sulfanu na síru. K podpoře tohoto procesu je potřebná přítomnost bakterií *Thiobacillus*, které jsou ve fermentoru přirozeně přítomné, mohou být však pěstovány i uměle na speciální struktuře. Nevýhodou této metody je nutnost kontroly množství přidaného kyslíku, který může zastavit metanogenezi a tvořit s metanem nebezpečnou směs. Proces může být také ve formě biologického filtru s přítomností zmíněných bakterií umístěn za fermentorem. Další metodou je fyzikální odstranění adsorpcí na vodě nebo organických rozpouštědlech, případně adsorpcí v roztoku vody a hydroxidu sodného či chloridu železnatého. Množství možných substrátů pro adsorpci nebo absorpci je velké, možné je i použití aktivního uhlí. Chemická metoda odstranění sulfanu spočívá v přidání iontů železa do fermentoru, například ve formě síranu železnatého, chloridu železnatého nebo železitého. Je možné jeho chemické odstranění také za fermentorem reakcí s oxidy železa.

Kyslík a dusík se mohou v bioplynu objevit v případě, když do anaerobního systému fermentace vnikne vzduch. Kyslík je v procesu spotřebován, jako ukazatel netěsnosti v procesu tak může sloužit dusík. Pro odstranění sulfanu z bioplynu se někdy do procesu záměrně vzduch vpouští, obsah kyslíku ve směsi je ale nutné kontrolovat, jelikož s metanem tvoří hořlavou směs. Kyslík a dusík je možné odstranit adsorpcí na aktivním uhlí, molekulárních sítích nebo membránách. Nejúčinnější metodou je však předcházení vniknutí těchto nečistot do směsi.

Amoniak se do bioplynu může dostat během hydrolýzy substrátů, které obsahují proteiny, například jatečních odpadů. Vyšší koncentrace amoniaku v procesu mohou inhibovat metanogenezi. Odstranění z bioplynu probíhá při sušení plynu a také v rámci technologií čištění na biometan.

Čištění technologie a technické parametry

Čištění bioplynu na biometan a jeho následné využití má oproti spalování v kogenerační jednotce několik výhod. Jsou to například možnost časově a místně oddělit výrobu a využití. Zde se jedná především o výrobu tepla v kogeneraci, které je bez použití akumulace nutné využít v blízkosti instalace v okamžiku výroby, jinak dochází k maření vyrobeného tepla, a tedy i energie bioplynu. Při výrobě ekvivalentu zemního plynu je možné ho skladovat, ať se jedná o velkokapacitní skladování v zásobnících plynu, nebo v omezené míře v plynárenské soustavě.

Výhodná je také variabilita použití, která je shodná s využitím zemního plynu, tedy výroba elektřiny, tepla nebo pohon vozidel.

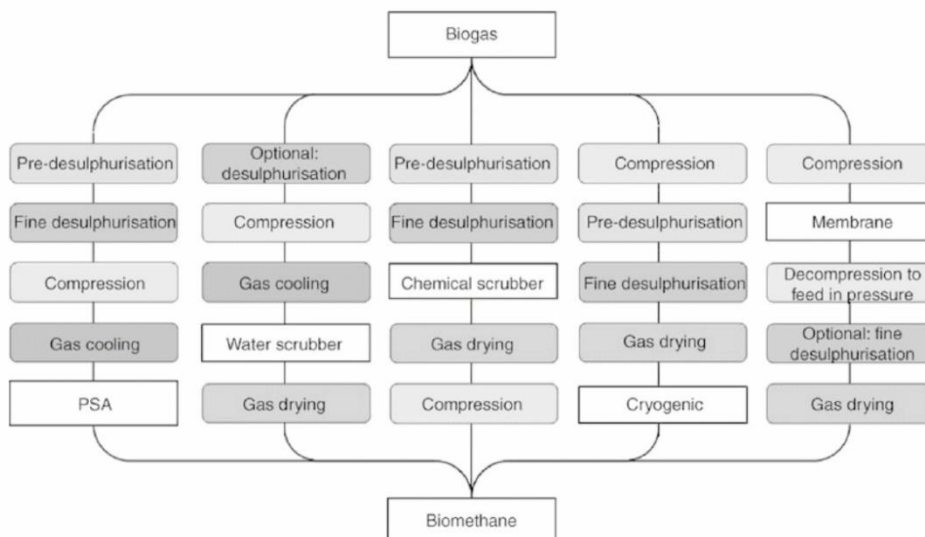
Existuje několik druhů technologií čištění bioplynu na biometan. Český plynárenský svaz doporučuje využívat především tyto druhy:

- adsorpční metody: využívá pevných sorbentů na bázi aktivního uhlí nebo zeolitů, doporučena je metoda PSA;
- absorpční metody: fyzikální absorpce (tlaková vodní vypírka, glykolová vypírka) i chemická absorpce (alkalidy, ethanolaminy);
- membránová separace: vysokotlaké i nízkotlaké systémy dělení plynů;
- kryogenní separace: technologie dělení složek na základě rozdílnosti jejich bodů varu.

Některé metody vyžadují použití přípravných kroků úpravy bioplynu před jeho vstupem do hlavní části čištění, jejich přehled je uveden na diagramu na Obrázek č. 15. V zásadě se jedná o dva hlavní procesy předúpravy, kterými jsou odstranění vody ve formě páry z bioplynu a jeho odsíření.

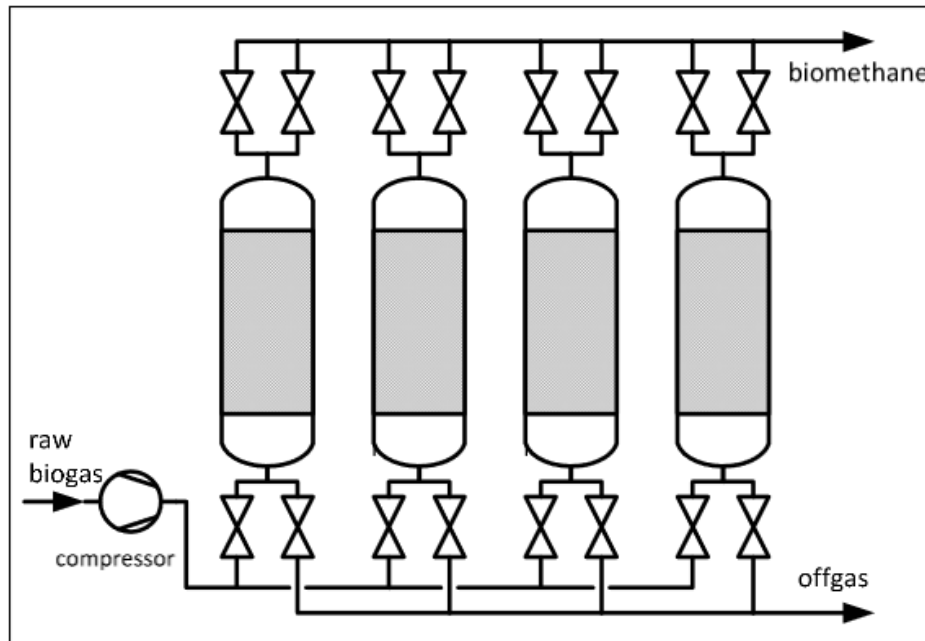
Odstranění vodní páry probíhá, pokud je pro zvolenou technologii čištění potřebná předchozí komprese plynu, dochází při ní totiž také k ohřátí plynu, který se poté musí ochladit. Tento proces způsobí kondenzaci vodní páry, kondenzát je poté odveden. Pokud je použita technologie vypírky, je nutné vzniklý plyn sušit, jelikož je po výstupu z kolony nasycen vodou. Je tak nutné vlhkost bioplynu po vyčištění odvést pomocí adsorpce na molekulární sítu nebo silikagelu. [42]

Odsířením je z plynu odstraněn především sulfan a může probíhat s různě precizním vyčištěním, jak je vidět na obrázku níže. Bioplyn může obsahovat sulfan v různých koncentracích a jeho odstranění je nutné pro předejití poškození strojního zařízení při využití vzniklého plynu. Odstranění zavedením vzduchu do fermentoru je výhodné v tom, že se jedná o velmi levnou metodu. Nevýhodou je akumulace dusíku v bioplynu, přičemž jeho následné odstranění při čištění na biometan je velmi náročné, proto se při upgradu bioplynu tento způsob obvykle nepoužívá. Je ale možné do fermentoru zavést čistý kyslík a zmíněné komplikaci se vyhnout. Kyslík, který v obou případech v plynu zůstane, je možné využít pro další odsíření na aktivním uhlí, jelikož tento proces vyžaduje malé množství kyslíku jako katalyzátor. Jiné technologie odsíření, u kterých nedochází k ředění plynu, mohou být například externí biologický filtr nebo chemické vysrážení působením hydroxidu železitého nebo solí železa. Po tomto prvotním odsíření následuje ještě další fáze jemného odsíření, kdy je koncentrace sulfanu snížena na hodnoty menší než 5 mg/m^3 . Pro tento krok se nejčastěji používá oxidace a následná adsorpce na aktivním uhlí. [42]



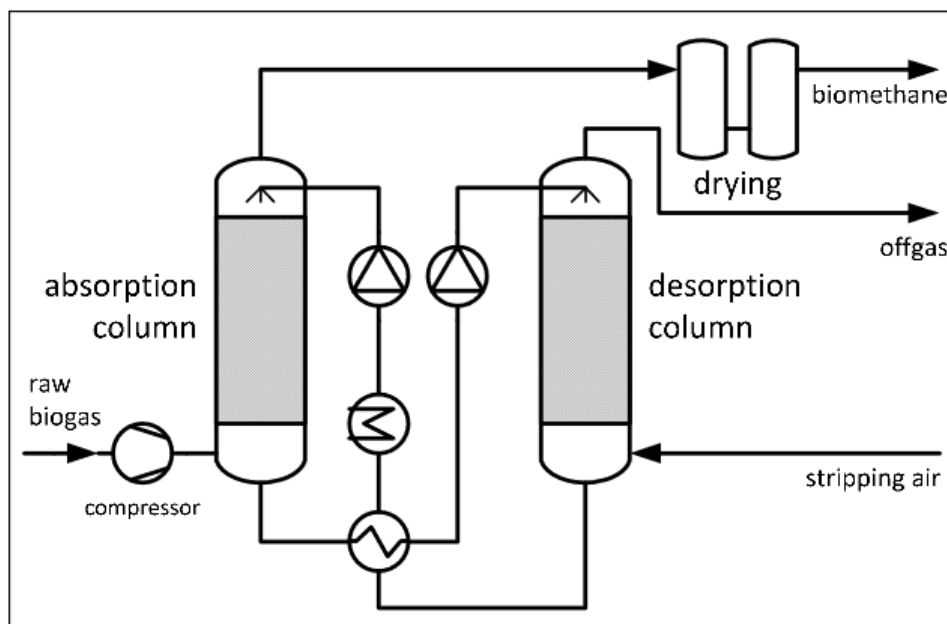
Obrázek č. 15: Schéma kroků úpravy bioplynu při využití různých technologií čištění na biometan [42]

PSA, celý název Pressure swing adsorption, neboli metoda střídání tlaků, probíhá adsorcí nečistot na molekulárním sítu. Jako adsorbent je možné použít aktivní uhlí, zeolity nebo uhlíková síta. Metoda probíhá lépe za nižších teplot a vyšších tlaků a lze při ní adsorbovat kromě CO_2 i molekuly sulfanu, amoniaku a vody, nicméně v praxi se sulfan a vodní pára z plynu odstraňují předúpravou, jak je naznačeno na Obrázek č. 15. To zároveň zaručí, že plyn vstupuje do kolony za příznivé teploty a tlaku. Je také možné částečně adsorbovat molekuly dusíku a kyslíku. Typická koncentrace metanu ve vzniklém biometanu dosahuje více než 96 %. Stlačení plynu pro tuto technologii probíhá na hodnoty mezi 1 a 10 bar, většina instalací pracuje s tlaky mezi 4 až 7 bar, tlaková ztráta v systému je cca 1 bar. Teploty v adsorpční koloně se pohybují okolo 5 až 35 °C. V koloně, respektive několika paralelních kolonách, jsou na molekulárním sítu adsorbovány CO_2 a ostatní zmiňované příměsi, ale v malé míře i molekuly metanu. Výstup plynu z kolony je kontinuální a k desorpci dochází snížením tlaku, odtud tedy název metody. Na Obrázek č. 16 je vyobrazeno schéma samotného zařízení pro čištění, bez úpravy plynu před a po čištění. Energetická náročnost této technologie se po roce 2010 pohybovala mezi 0,16–0,23 kWh/m³, při schopnosti dosáhnout koncentrace metanu v bioplynu až 97 % a kapacity 1000 m³/h bioplynu. Je ale možné dosáhnout čistoty biometanu až 99 %, v tomto případě jsou vysoké koncentrace metanu okolo 18 % taktéž v odpadním plynu, který je nutné před vypuštěním upravit oxidací. [42]–[44]



Obrázek č. 16: Procesní schéma metody střídání tlaků PSA [43]

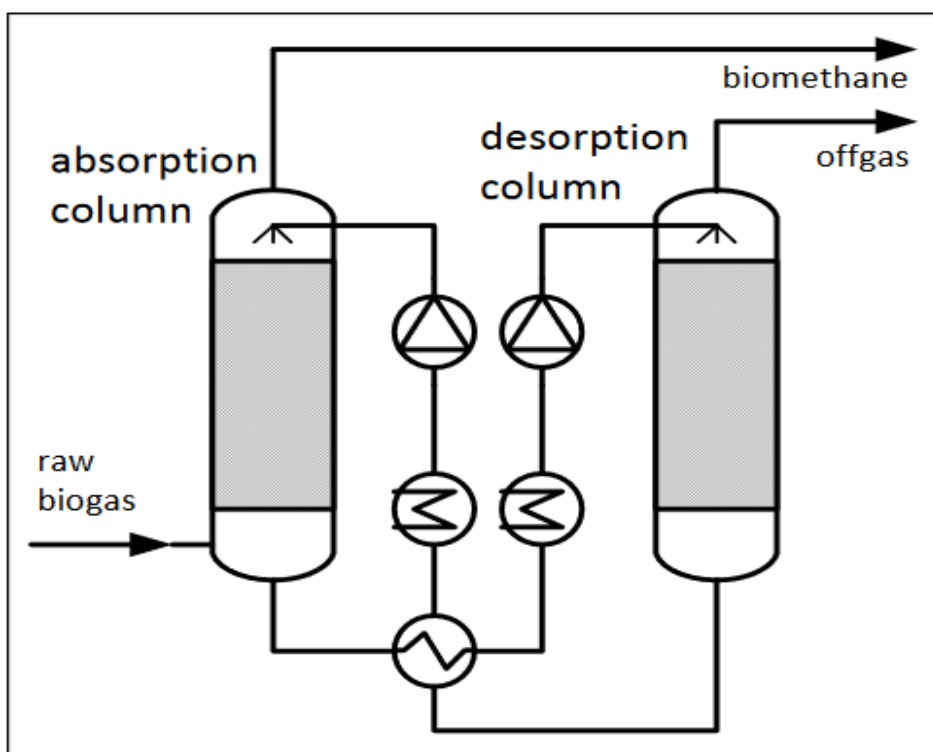
Vodní vypírka je absorpční metoda, která pracuje na principu rozpouštění nežádoucích příměsí bioplynu ve vodě díky působení Van der Waalsovy síly. Proces probíhá lépe při nízkých teplotách a vysokém tlaku. Při vypírce jsou ve vodě absorbovány jak oxid uhličitý, tak i kyselé a zásadité příměši, jako jsou sulfan a amoniak. Není tak potřeba předchozí jemné odsíření, ale je nutné odloučený sulfan odstranit z odpadního plynu. Čistota vzniklého biometanu dosahuje více než 96 %. Voda, která obsahuje rozpuštěné nečistoty, je regenerována v desorpční koloně dekompresí na tlak okolí. Odpadní plyn obsahuje zbytkové množství metanu a také sulfan, musí být tedy dále upraven například regenerativní termickou oxidací. V některých případech může mezi absorpcí a desorpcí být vložen ještě technologický mezikrok pro regeneraci provozní vody, tzv. flash kolona. Do té vstupuje voda po absorpci a její tlak je snížen na 2–4 bar. To způsobí desorpci metanu, který byl ve vodě rozpuštěn, ten je poté zaveden zpět do procesu na kompresi. Biometan na výstupu z čištění je nutné sušit, jelikož je nasycen vodou. Spotřeba elektřiny se pro tuto technologii pohybuje mezi 0,2 a 0,3 kWh/m³ bioplynu, přičemž okolo roku 2010 se spotřeba pohybovala v nižší polovině tohoto rozsahu. Spotřeba vody na čištění v tomto období byla mezi 1–3 m³ denně, to odpovídá zhruba dvěma až třem litrům vody na kubický metr bioplynu za den. Čistota vzniklého biometanu se pohybuje mezi 98 % a 99,5 %. [43], [45]



Obrázek č. 17: Procesní schéma metody vysokotlaké vodní vypírky [43]

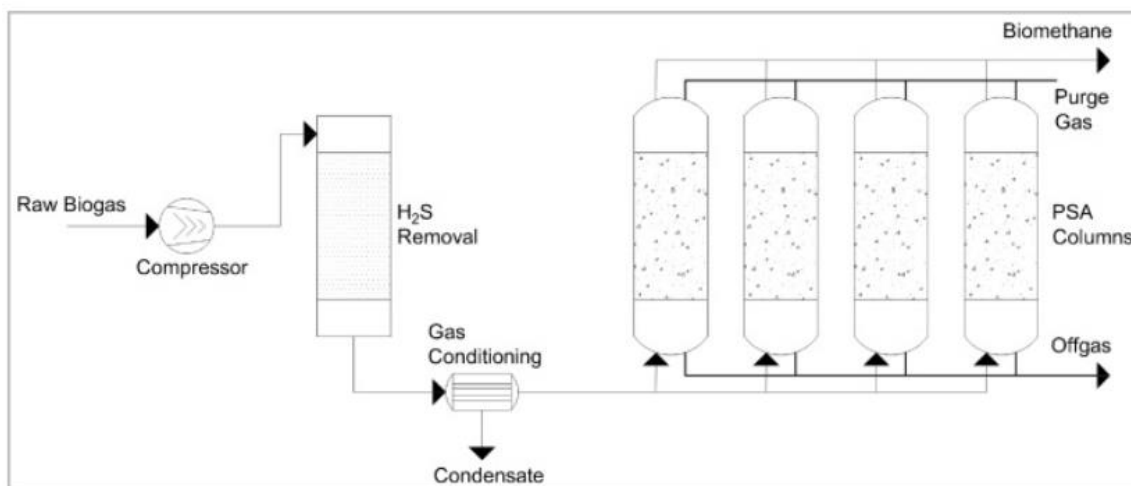
Fyzikální absorpce v organických rozpouštědlech má oproti vodní vypírce zvýšenou míru absorpce pro oxid uhličitý a umožňuje tak pracovat s menší mírou cirkulace tekutiny v procesu. V absorpční koloně je kromě CO_2 možné současně odstraňovat sulfan a vodu. Absorpce amoniaku je také možná, ale nemělo by k ní docházet kvůli nežádoucím chemickým reakcím s tekutinou. Technologické schéma je velmi podobné jako u vysokotlaké vodní vypírky, včetně možného použití flash kolony, stlačení a chlazení bioplynu před vstupem do technologie. Teplota v absorpční koloně se pohybuje okolo $10\text{--}20\text{ }^\circ\text{C}$, desorpční kolona kromě snížení tlaku na tlak okolí zahrnuje i zvýšení teploty na cca $40\text{--}80\text{ }^\circ\text{C}$. Vyčištěný bioplyn je dále možné odsířit a sušit, nicméně na rozdíl od vodní vypírky není plyn na výstupu vodou nasycen. Spotřeba elektřiny se po roce 2010 pohybovala mezi $0,23$ a $0,33\text{ kWh/m}^3$ bioplynu, pro novější instalace v nižší polovině tohoto rozpětí. Spotřeba tepla se pohybuje v rozmezí $0,1$ až $0,15\text{ kWh/m}^3$ bioplynu. Toto teplo lze získat pomocí regenerace z technologie čištění. Čistota vzniklého biometanu se pohybuje mezi 96 a 99% , vzniklý odpadní plyn je nutné ošetřit, typicky pomocí regenerativní termické oxidace. [42]–[44]

Chemická absorpce v organických rozpouštědlech je někdy podle hlavní složky používaných rozpouštědel nazývána také aminová vypírka. Pracuje na principu absorpce oxidu uhličitého a sulfanu do sorbentu pomocí vytvoření chemických vazeb. Výhoda tohoto způsobu vypírky je vysoká selektivita reakce, a tedy i nižší míry absorpce metanu do tekutiny. Výsledná čistota biometanu se pohybuje okolo 99% , přičemž je potřeba ho na výstupu z čištění sušit. Absorpce sulfanu je teoreticky možná, ale v praxi je před čištěním zařazeno odsíření pro snížení energetických nároků na regeneraci absorbentu. Absorpce probíhá při tlaku velmi blízkému atmosférickému, ale je možné stlačení plynu před absorpcí. Regenerace roztoku probíhá při zvýšené teplotě, dle druhu použitého roztoku je třeba dosáhnout teplot mezi 100 a $160\text{ }^\circ\text{C}$. Spotřeba elektřiny se po roce 2010 pohybovala mezi $0,06$ a $0,17\text{ kWh/m}^3$ bioplynu, spotřeba tepla mezi $0,4$ až $0,8\text{ kWh/m}^3$ bioplynu. Výhoda této metody je ve vysokém množství využitého metanu okolo $99,9\%$, není tedy nutné ani dále ošetřovat odpadní plyn. [42]–[44]



Obrázek č. 18: Procesní schéma aminové vypírky, bez sušení biometanu [43]

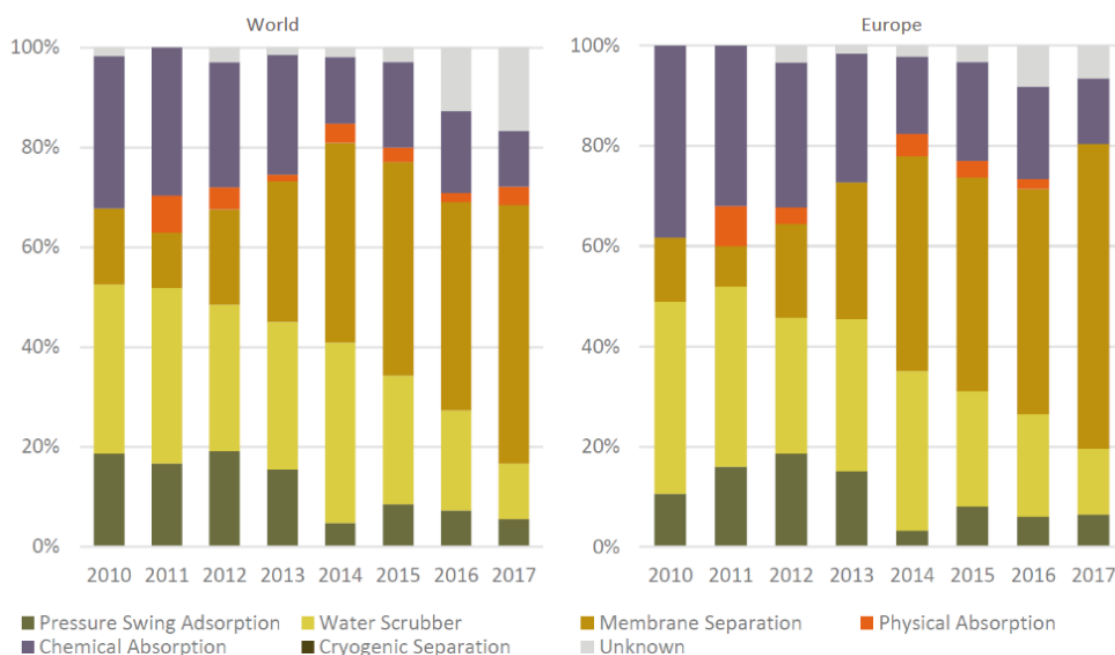
Membránová separace využívá různé prostupnosti jednotlivých složek bioplynu membránou. Skrz membránu z polymerů projdou molekuly CO_2 , ale většina metanu je zadržena před membránou. Také další molekuly nežádoucích příměsí s permeabilitou, odlišnou od metanu, jsou voda, amoniak a sulfan, lze takto separovat. Naopak molekuly dusíku a kyslíku nelze efektivně oddělit. Hlavním parametrem membrány je především schopnost oddělit oxid uhličitý a metan. Aby byla prodloužena životnost použité membrány, je bioplyn před vstupem do separace odsířen, sušen a jsou odstraněny nečistoty jako prachové částice a aerosoly, plyn je dále také stlačen. Protože plyn, který prošel membránou, obsahuje určité množství metanu, je většina systémů minimálně dvoufázová s recirkulací tohoto odděleného plynu se zbytkovým obsahem metanu. Spotřeba elektřiny této technologie se po roce 2010 pohybovala mezi 0,18 až 0,35 kWh/m³ bioplynu, přičemž závisí na míře stlačení, kvalitě membrán a dalších faktorech, v moderních systémech je spotřeba elektřiny výrazně nižší, než je zde uvedená horní hranice. Čistota vzniklého biometanu dosahuje až 99 %, ale to s sebou nese zvýšené náklady na energie pro recirkulaci, ekonomická čistota se pohybuje okolo 97 %. Vzniklý odpadní plyn může obsahovat množství metanu, v tom případě je ho nutné upravit oxidací. [42]–[44]



Obrázek č. 19: Procesní schéma membránové separace s naznačenou předúpravou biometanu [44]

Kryogenní separace je poměrně málo rozšířená metoda čištění, která využívá rozdíl teplot bodu varu metanu a teploty sublimace oxidu uhličitého, přičemž v rámci ochlazování mohou být odstraněny i jiné nežádoucí příměsi plynu. Ochlazení probíhá po stlačení plynu na tlak 18–25 bar, plyn je ochlazen až na teplotu -59 °C, při které dojde ke zkapalnění CO₂ a jeho odstranění ze systému. Energetická náročnost tohoto systému byla po roce 2010 mezi 0,18–0,25 kWh/m³ bioplynu, vzniklý odpadní plyn je nutné upravit kvůli možnému obsahu metanu. [42]

Rozšíření těchto výše popsaných technologií se v čase různí. Jak je vidět na Obrázek č. 20, došlo od roku 2010 ve světě i v Evropě především k výraznému nárůstu podílu využití membránové technologie čištění, což bylo zřejmě způsobeno dalším vývojem technologie a snížením nákladů na její provoz. Výhodou oproti ostatním technologiím je také to, že v procesu není používána voda ani žádná další činidla. Podíl prakticky všech ostatních technologií se snižoval, zatímco kryogenní separace není až do konce období srovnání viditelně zastoupená.



Obrázek č. 20: Podíl technologií čištění biometanu, instalovaných v Evropě, na celkovém množství [46]

Přehled hlavních technologií pro čištění biometanu a jejich parametrů je uveden v následující tabulce. Je patrné, že technologie se co do čistoty výsledného produktu příliš neliší, rozdíl nastává v procentu ztraceného metanu, které se pohybuje od desetiny procenta do zhruba čtyř procent. Technologie se liší také svojí potřebou vody, tepla, či dalších chemikálií pro svůj provoz.

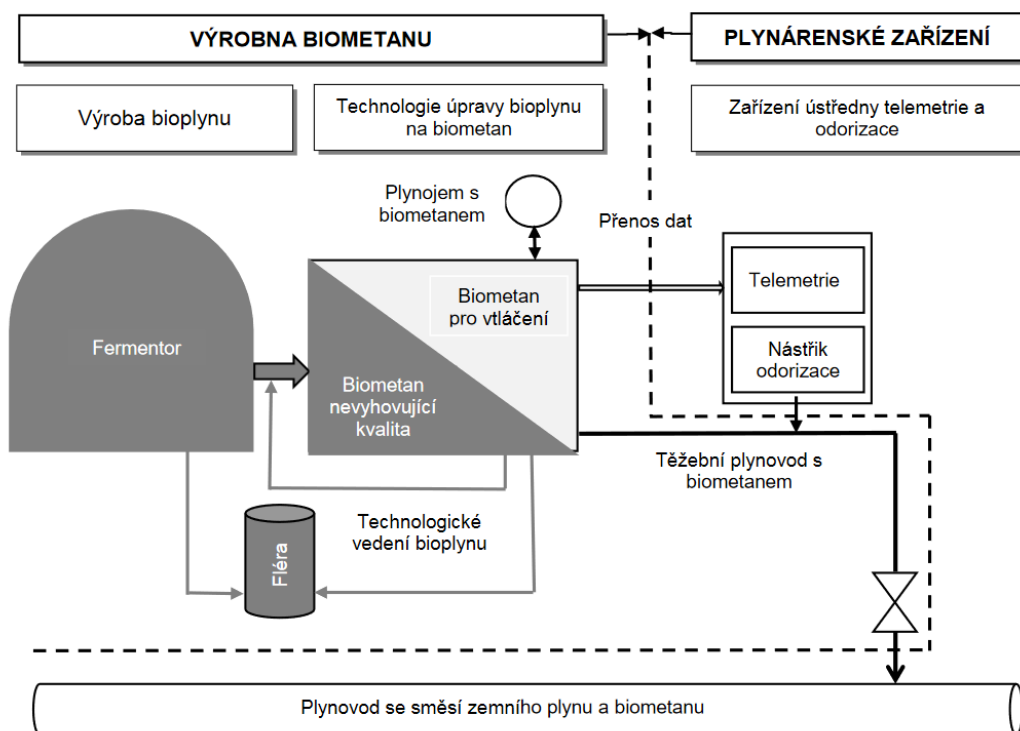
Technologie	Čistota biometanu [%]	Ztráty metanu [%]	Spotřeba elektrické energie [kWh/Nm ³]	Spotřeba tepelné energie [kWh/Nm ³]	Spotřeba vody [l/Nm ³]
Vodní vypírka	97–99	2	0,25–0,30	x	0,1
Chemická absorpce	96–99	0,1	0,05–0,14	0,55–0,75	x
Fyzikální absorpce	96–98	2–4	0,20–0,30	0,10–0,15	x
PSA	96–98	3	0,23–0,30	x	x
Membránová separace	96–98	0,6–1	0,14–0,30	x	x
Kryogenní separace	97–98	0,5–2	0,25–0,76	x	x

Tabulka č. 2: Klíčové parametry vybraných technologií čištění bioplynu [43], [44], [47]

Technologie vtláčení biometanu do plynárenské soustavy

Vyrobený biometan je nutné připravit na injekci do vysokotlakého plynovodu. Konkrétní proces závisí na použité technologii čištění, parametrech zvoleného plynovodu a požadavcích na kvalitu přijímaného plynu. Obecně by stanice pro vtláčení biometanu měla obsahovat technologické celky pro stlačení plynu, kontrolu procesu ve formě měřicích a regulačních zařízení, bezpečnostní prvky pro vstup i výstup ze stanice, měření charakteristik plynu jako je Wobbeho číslo, měření objemu plynu s převodem na normální podmínky, zařízení na úpravu plynu pro dosažení požadovaných spalovacích charakteristik přidáním LPG nebo vzduchu, zajištění přenosu dat pro operátora plynovodu a propojovací plynové potrubí k plynové soustavě. [48]

Parametry kompresní technologie jsou závislé na vstupním tlaku biometanu z čištění, požadovaném výstupním tlaku a také na projektovaném hodinovém průtoku plynu. Z důvodu předejití kontaminace biometanu je vhodné používat bezolejové kompresory, při vyšším rozdílu tlaků s dvěma fázemi stlačení plynu. Pro konstantní zjišťování složení biometanu je možné použít procesní plynovou chromatografii nebo spalovací kalorimetrii, přičemž chromatografické měření probíhá krokově v intervalech několika minut a dokáže kromě složení biometanu zjistit i jeho výhřevnost a standardní hustotu. Pro zjištění obsahu příměsí s nižší koncentrací, například kyslíku nebo vodíku, může být nutné použití dodatečných citlivějších metod. Kalorimetr zjišťuje výhřevnost plynu úplným spálením jeho definovaného objemu, což ale neumožňuje zjistit jeho složení. Obsah metanu, CO₂ a minoritně zastoupených dalších příměsí je tak zjišťován dalšími senzory, nebo analýzou odebraných vzorků plynu. [48]



Obrázek č. 21: Schéma výroby biometanu připojené k plynovodu se zaměřením na část vtláčení biometanu do plynárenského zařízení [49]

Při vtláčení biometanu do plynárenské sítě je také nutné přizpůsobit jeho výhřevnost výhřevnosti zemního plynu v této síti. Pokud je nutné výhřevnost zvýšit, lze biometan smístit s LPG, tedy provést tzv. karburaci – pro tuto činnost je potřeba speciální zařízení s měřicí a regulační technikou a také nádrž na LPG. Efektivní separace CO_2 z bioplynu je nicméně levnější než toto mísení a s kvalitnější separací klesají náklady na přidávání zemního plynu. Pokud je na druhou stranu nutné výhřevnost biometanu snížit, je možné ho smístit se vzduchem, na což je opět potřeba specializované zařízení spolu s kompresorem, měřicím a regulačním zařízením. Pokud je podíl biometanu, vtláčeného do plynovodu, nízký, lze pro úpravu jeho výhřevnosti místo výše uvedených metod použít mísení se zemním plynem soustavy. [48]

Náklady na vtláčení biometanu do plynárenské soustavy se značně liší dle specifikací výrobního zařízení, především objemového toku biometanu, vzdálenosti BPS od plynovodu a tlaku v tomto plynovodu. Dalšími faktory jsou návrhová specifikata, například použití záložních kompresorů nebo nákladnějších, ale kvalitnějších přístrojů a také případné náklady na úpravu výhřevnosti biometanu. V technologickém celku vtláčení bioplynu tvoří největší podíl investice cena kompresorů, následovaná měřicími a regulačními přístroji a také cenou vybudování plynovodního potrubí k propojení s VTL plynovodem. Provozní náklady jsou tvořeny především úpravou výhřevnosti bioplynu a spotřebou elektřiny pro kompresi. Při zvyšující se produkci biometanu nedochází k výraznému nárůstu investice do vtláčení, tudíž relativní měrné náklady menších instalací jsou vysoké. Zároveň také u projektů s větší vzdáleností od plynovodu, a tedy delším připojovacím plynovodem může být potřeba použití záložního kompresoru, což investici výrazně zvýší. [48]

Podmínky pro vtláčení biometanu do plynárenské soustavy

V České republice je k tomuto tématu nejobsáhlejším normativním dokumentem technické doporučení Českého plynárenského svazu TDG 983 01, které upravuje technické požadavky na výrobu biometanu, její připojení k plynárenské soustavě a následný provoz. Dalšími legislativními a normativními dokumenty jsou vyhláška č. 459/2012 Sb., vyhláška č. 108/2011 Sb. a TPG 902 02 – norma Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu a případně Řád provozovatele přepravní soustavy plynu.

Výše zmíněná technická doporučení obsahují řadu bodů a požadavků na provoz výroby biometanu a jeho vtláčení do sítě, z nichž zde budou zmíněny ty více relevantní. Například provoz výroby biometanu musí být dálkově monitorován i řízen a informace o složení biometanu by měly být předávány dispečerskému pracovišti provozovatele plynárenského zařízení, které monitoruje provoz technologie. Kvalitu vyrobeného biometanu monitoruje i výrobce, který ho v případě neshody s požadovanými parametry je povinen nedodat do sítě. Je nutné použití fléry, která je standardně součástí většiny BPS, pro spalování biometanu, který není vhodný pro další využití, pokud výrobce rozhodl o jeho nevtlačení do soustavy, protože nespĺňuje požadovanou kvalitu pro vtláčení a ani ho nelze využít zpětně v procesu čištění. Tento hořák musí mít dostatečnou kapacitu na spalování objemového průtoku plynu při jmenovitém provozu. Obecně je doporučováno připojení výroby k vysokotlakému plynovodu, jelikož při vtláčení do středotlakých plynovodů nemusí být v síti vždy dostatečný odběr, proto je nutné biometan akumulovat například v plynojemu, případně spalovat v kogenerační jednotce. Odorizace biometanu probíhá v zařízení ve správě provozovatele plynárenské soustavy, provádí se při vtláčení do distribuční soustavy s odorizovaným zemním plynem, při vtláčení do přepravní soustavy nikoliv. Teplotu biometanu je doporučeno měřit za kompresory, za případným chladičem a v místě obchodního měření, tlak před a za kompresory, v místě obchodního měření a mezi koncovým uzávěrem a armaturním uzlem. Měření spalného tepla se provádí obvykle v místě obchodního měření kvality biometanu, měření chemického složení také. [49]

Následující tabulka zobrazuje povolené hodnoty jednotlivých složek biometanu, četnost a způsob jejich měření podle vyhlášky 459/2012 Sb., tato tabulka je rovněž uvedena v diskutovaných technických doporučeních.

Název	Množství distribuční soustava	Množství přepravní soustava	Četnost	Metoda
Metan	≥ 95 % mol	≥ 95 % mol	Průběžně *	Plynová chromatografie, tepelněvodivostní detektor
Vyšší uhlovodíky suma	≤ 7,5 % mol	≤ 7,5 % mol	Průběžně *	Plynová chromatografie, tepelněvodivostní detektor
Rosný bod vody	≤ -7 °C	≤ -7 °C	Průběžně	Kalibrovaný vlhkoměr
Rosný bod uhlovodíků	0 °C	0 °C	Průběžně	Kalibrovaný analyzátor
Kyslík	≤ 0,5 % mol	≤ 0,02 % mol	Průběžně	Elektrochemicky

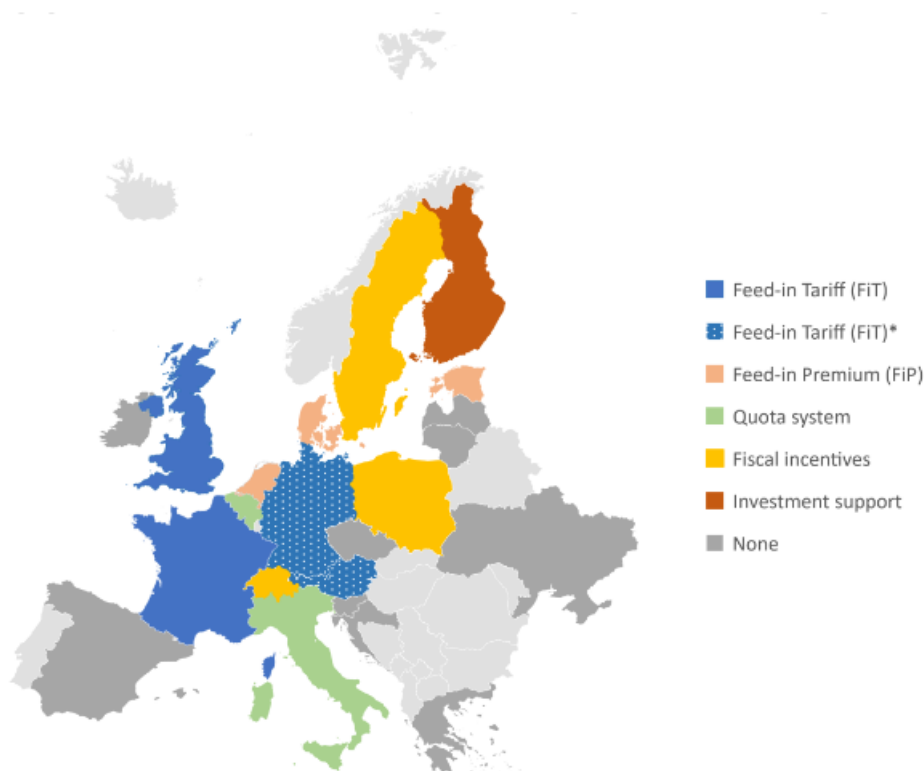
Oxid uhličitý	≤ 5 % mol	≤ 3 % mol	Průběžně *	Plynová chromatografie, tepelněvodivostní detektor
Dusík	≤ 2 % mol	≤ 2 % mol	Průběžně *	Plynová chromatografie, tepelněvodivostní detektor
Vodík	≤ 0,1 % mol	≤ 0,01 % mol	Při uvedení do provozu, poté 1x za 12 měsíců	Elektrochemicky
Celkový obsah síry	≤ 30 mg/m ³	≤ 30 mg/m ³	Při uvedení do provozu, poté 1x za 12 měsíců	Lingenerova spalovací metoda
Sulfan	≤ 5 mg/m ³	≤ 5 mg/m ³	Průběžně	elektrochemicky
Amoniak	≤ 3 mg/m ³	≤ 3 mg/m ³	Průběžně	Indofenolová metoda
Halogeny	≤ 1,5 mg/m ³	≤ 1,5 mg/m ³	Při uvedení do provozu, poté 1x za 12 měsíců	Absorpce, potenciometricky
Pevné částice velikost	≤ 5 um	≤ 3 um	Při uvedení do provozu, poté 1x za 12 měsíců	gravimetricky
Benzen, toluen, xylen	≤ 10 mg/m ³	≤ 10 mg/m ³	Při uvedení do provozu, poté 1x za 12 měsíců	Plynová chromatografie, plamenoionizační detektor
Spalné teplo	±1 % průměrné hodnoty v dané zóně kvality za předchozí měsíc	±1 % průměrné hodnoty v dané zóně kvality za předchozí měsíc	Průměr denních hodnot	Výpočet na základě složení biometanu
Teplota	0 °C až 20 °C pro p < 0,4 MPa 0 °C až 40 °C pro p > 0,4 MPa	Od 0 °C do 40 °C	Průběžně	Odporový teploměr, termočlánek
Tlak	Projektovaná hodnota	Projektovaná hodnota	Průběžně	Elektrický manometr
* Dle vzorkovací frekvence měřícího zařízení				

Tabulka č. 3: Požadované kvalitativní parametry biometanu, způsob a četnost jejich měření dle vyhlášky 459/2012 Sb. [50]

Vyhláška č. 459/2012 stanovuje požadavky na kvalitu, odorizaci a tlak vyrobeného biometanu, způsob měření množství biometanu a kvality biometanu v předávacím místě výroby biometanu do přepravní soustavy, distribuční soustavy nebo podzemního zásobníku plynu. Stanovuje například maximální interval průběžného měření na 10 minut a ukládá výrobcí biometanu povinnost automaticky zastavit dodávku biometanu do sítě, pokud je při tomto měření zjištěno nesplnění požadovaných parametrů. Dále je dle vyhlášky nutné měřit tlak minimálně jednou za sekundu a údaje průběžně předávat provozovateli soustavy. Při připojení výroby k distribuční soustavě je potřeba zjistit, zda maximální požadovaný hodinový výkon výroby nepřesahuje minimální odběr této soustavy v posledních třech letech. [50]

Situace v zemích Evropy

Předními producenty biometanu v Evropě jsou Německo, s poměrně menší produkcí pak následují Velká Británie, Nizozemsko, Dánsko, Švédsko a Francie. Výroba a spotřeba jsou v zemích Evropy v rovnováze s výjimkou Německa a Dánska s převahou exportu na jedné straně a Švédska s převahou importu na straně druhé. Využití biometanu se také liší, například ve Švédsku a Itálii je to hlavně doprava, zatímco ve Velké Británii převažuje využití ve vytápění. V různých zemích jsou použity různé systémy podpory biometanu ze strany státu. V ČR známým způsobem je výkupní cena (Feed-in Tarif), kterým je pro výrobce dlouhodobě zajištěna podpora na základě nákladů výroby a také garantovaný přístup k síti. Další možností je Feed-in premium, v ČR známé jako zelený bonus, který se vyplácí jako přírůstek k tržní ceně elektřiny. Výše tohoto bonusu může být fixní, nebo pohyblivá podle ceny elektřiny, mohou být také nastaveny strop a podlaha tohoto bonusu. Systém kvót nebo zelených certifikátů nastavuje určitý podíl obnovitelných zdrojů ve výrobě nebo spotřebě, přičemž certifikáty často slouží pro kontrolu tohoto podílu. Výrobce energie z obnovitelných zdrojů pak prodává jednak vyrobenou elektřinu za tržní ceny, jednak zelené certifikáty. Dalším možným způsobem je podpora ve formě slevy na dani nebo úplné prominutí například uhlíkové daně. Nakonec je možná i investiční podpora těchto projektů. [51]



Obrázek č. 22: Schéma podpory, které má největší vliv na produkci biometanu, v jednotlivých zemích EU. [51]

Na výše uvedeném obrázku je mapa použití těchto schémat v oblasti biometanu. V Německu a Rakousku je podporováno pouze využití biometanu pro výrobu elektřiny. Výši provozní podpory v zemích, kde je použita, shrnuje následující tabulka z roku 2020, přičemž v Rakousku je provozní podpora vyplácena výrobcům elektřiny z biometanu, nikoliv výrobcům biometanu samotného, podobně v Německu je podporována pouze výroba elektřiny z biometanu.

Země	Provozní podpora [EUR/MWh]	Doba trvání podpory [rok]
Rakousko	17	15
Belgie (Valonsko)	75	20
Dánsko	35	20
Estonsko	80	5
Francie	60–120	20
Německo	56–77	20
Itálie	60	10
Švédsko	30	Různá
Nizozemsko	49–92	12
Velká Británie	63	20

Tabulka č. 4: Přehled výkupních cen biometanu a trvání podpory v zemích Evropy [51]

Podmínky pro využití biometanu v Německu jsou příznivé, což dokládá i roční množství vyrobené energie, které dosahuje zhruba 10 TWh, v porovnání s druhým největším výrobcem v Evropě, Británií, s roční výrobou přes 3 TWh. Legislativně je spotřeba zemního plynu z plynovodu považována za spotřebu obnovitelného zdroje energie, tedy biometanu, pokud je do konce kalendářního roku do plynovodní sítě dodáno odpovídající množství biometanu. V roce 2010 vešly v účinnost legislativní úpravy, které zavázaly provozovatele plynárenské soustavy zajistit přednostní přístup biometanu do sítě. Operátor může odmítnout vtláčení pouze pokud to není možné z technických nebo ekonomických důvodů, těmito důvody ale nemůže být nedostatek kapacity. Provozovatel soustavy má povinnost zajistit celoroční přístup do sítě pro výrobce biometanu a optimalizovat kapacitu pro vtláčení. Náklady na výstavbu plynovodu do 10 kilometrů vzdálenosti, kompresoru a měřícího vybavení jsou rozděleny mezi provozovatele soustavy a výrobce biometanu v poměru 3:1. Provozovatel plynovodu má také povinnost zajistit přístup do sítě po 96 % času, a je majitelem připojení k plynovodu, je tedy povinen zajistit jeho provoz a údržbu. Další povinností provozovatele transportní soustavy zemního plynu je udržování rovnováhy mezi vstupem a výstupem plynu ze soustavy, hodinově se tyto hodnoty mohou lišit o 10 %, pro biometan pak platí maximálně 25 % odchylka, což je významné zejména v letních měsících s přebytkem výroby nad spotřebou. [48], [51]

Od roku 2011, kdy byla ve Velké Británii zavedena podpora pro vtláčení biometanu do sítě, se počet vyroben biometanu zvyšoval rychlým tempem. To se zpomalilo se snížením provozní podpory pod 50 EUR/MWh, naopak opětovné zvýšení nad 60 EUR/MWh v roce 2018 způsobilo zahájení přípravy desítek nových projektů. Komplikace pro nové projekty spočívají v zajištění dostatečného množství nezávadných vstupů, jelikož podpora využívání energetických plodin se snižuje, dále také environmentálně přijatelné využívání digestátu, a konečně i kapacita plynovodů, ke kterým jsou výrobní připojeny, jelikož zejména v létě může v některých částech sítě nastávat problém s nízkou poptávkou. [51] Obecně je dle příručky pro připojení existující instalace nejprve nutné ověřit, zda má vybraný plynovod dostatečnou kapacitu, a to i včetně odlišností v různých dnech i hodinách. Množství dodávek je stanovené smluvně mezi výrobcem plynu a provozovatelem soustavy na základě technických možností. [52]

Ve Švédsku tvoří spotřeba energetických plynů asi 3 % z celkové roční spotřeby energetických zdrojů. Z tohoto podílu tvoří biometan asi 20 %, přičemž polovina z tohoto množství byla importována, především z Dánska. Převážná část plynové sítě zasahuje v současnosti pouze na jih Švédska, v ostatních lokalitách, zásobovaných plynem, jsou vybudovány menší lokální distribuční sítě, které jsou zemním plynem zásobovány buď z lokálních BPS, nebo přiváženým LNG. Přes 60 % biometanu je zde využíváno v dopravě díky příznivě nastavené státní podpoře.

Podpora biometanu je ve Švédsku zaměřena na jeho užití, nikoliv výrobu nebo vtláčení do sítě, jak je tomu v jiných zemích včetně Dánska, a tak dochází při importu biometanu ze zahraničí k jeho dvojitému dotování a výraznému stlačení cen až na hodnotu, při které již není pro některé domácí výrobce produkce rentabilní. V současnosti probíhají snahy o změnu tohoto schématu. Již od roku 2011 je možné pro subjekt připojený k plynárenské soustavě uplatnit na odebraný plyn výhody ve formě osvobození od energetické a CO₂ daně v množství, které nakoupí od výrobce biometanu, kterému tímto vzniká povinnost do sítě dohodnuté množství dodat. Tento systém je možné uplatnit jak na nepropojené soustavy zásobování plynem, tak i na přeshraniční obchody, i když podíl exportovaného biometanu je ve Švédsku minimální. [53] Toto schéma podpory je zaměřeno na splnění cílů podílu obnovitelných zdrojů zejména v dopravě, nicméně zvyhodňuje importéry a tím i brzdí rozvoj domácí výrobní základny. Náklady na připojení k plynárenské soustavě hradí obecně výrobce biometanu, nicméně v regionálních soustavách se mohou podmínky měnit v závislosti na dojednaném kontraktu. [51]

Celkově je v Evropě mnoho rozdílných strategií rozvoje výroby a užití biometanu a jeho podpory. Je ale patrný přesun od podpory bioplynu právě k biometanu. Nejpopulárnějšími systémy podpory jsou výkupní ceny a zelené bonusy, nicméně velmi často mají země více schémat podpory pro různé sektory využití biometanu. Průměrná výše výkupní ceny se pohybuje okolo 60 EUR/MWh, přičemž délka podpory je velmi často dvacet let. Pro připojení k plynovodu je vždy důležité ujistit se, zda je jeho kapacita vzhledem ke kapacitě výrobní dostatečná, a to i sezónně, konkrétní podmínky jsou velmi často stanoveny až ve smlouvě s provozovatelem plynárenské soustavy. Náklady na připojení výrobní biometanu k plynárenské soustavě hradí prakticky ve všech zemích provozovatel výrobní minimálně zčásti, v mnoha zemích dokonce v plné výši.

2.2 Popis zkoumané bioplynové stanice

Pro zkoumání různých možností provozování bioplynové stanice byly vybrány dvě konkrétní instalace. Obě jsou do jisté míry standardními zástupci tuzemských bioplynových stanic, jsou provozovány v rámci zemědělského družstva a vyrobený bioplyn spalují v kogenerační jednotce. Obě jsou zároveň vhodnými kandidáty pro přestavbu na bioplyn a jeho vtláčení do plynárenské soustavy, jelikož leží ve vzdálenosti menší než dva kilometry od vysokotlakého plynovodu. Na druhou stranu se obě stanice liší například svým instalovaným výkonem, skladbou vstupů a dalšími provozními specifikacemi.

2.2.1 Bioplynová stanice č. 1

První zkoumanou instalací je bioplynová stanice v Moravskoslezském kraji, provozována zemědělským družstvem, které její výstavbu uvažovalo z důvodu využití zbytkových produktů rostlinné a živočišné výroby. Licence ERÚ byla udělena v roce 2010, uvedení do provozu proběhlo v roce 2011. V současnosti platná licence je pro výkon 1 090 kW elektrických a 1 102 kW tepelných. [54] V provozu jsou celkem 4 motory pro kogenerační spalování bioplynu:

Typ	Počet [ks]	Elektrický výkon [kWe]	Tepelný výkon [kWt]
Schnell ES 2507	3	250	232
BGA222-340	1	340	365

Tabulka č. 5: Jednotky pro kogenerační spalování bioplynu a jejich parametry [54]

Stanice funguje v mezofilním režimu dvoustupňové fermentace, byla postavena na klíč společností Agrikomp a odpovídá tak standardnímu návrhu BPS s dvoustupňovou fermentací. Technologické vybavení se skládá z nádrže na kejdu a kontejneru s automatickým plněním na

pevné vstupy. Fermentace probíhá v celkem třech kruhových zateplených fermentorech z železobetonu, přičemž první stupeň probíhá paralelně ve dvou nádržích o objemu 2 x 1 630 m³, druhý stupeň v jednom zbývajícím fermentoru s objemem 1 970 m³. Vzniklý digestát je skladován v celkem čtyřech zastřešených jímkách o celkovém objemu 10 540 m³, jeho odběr zajišťuje provozující zemědělské družstvo, které ho zpracovává s de facto nulovými náklady pro BPS. Vyrobený bioplyn je pak spalován ve zmíněných kogeneračních jednotkách, elektřina je přes transformátor prodávána do sítě VN 22 kV a teplo je místními rozvody využíváno v rámci objektů zemědělského družstva. [54]

Roční projektované vstupy této bioplynové stanice jsou zachyceny v následující tabulce. Návrh je vcelku typický a počítá s kombinací tří vstupů, které jsou zároveň družstvem v rámci jeho činnosti produkovány, tedy kukuřičnou siláž z kukuřice pěstované na polích družstva, prasečí kejdou z živočišné výroby a cukrovarskými řízky, které jsou zpětně vykupovány od cukrovaru, jemuž družstvo vypěstovanou řepu dodává. Další provozně nutnou surovinou je rostlinný olej pro spalování v KGJ při chodu v režimu s nízkým výkonem, především při najíždění jednotek. Jeho roční spotřeba je asi 57 tun, nicméně pro účely dalších výpočtů bude tento vstup zanedbán.

Vstupní surovina	Množství [t]	Objem bioplynu [m ³]	Objem metanu v plynu [m ³]	Cena [CZK/t]
Kukuřičná siláž	18 420	3 713 472	1 931 005	500
Prasečí kejda	18 000	518 400	336 960	70
Cukrovarské řízky	6 000	356 400	196 020	400

Tabulka č. 6: Vstupy do procesu fermentace stanice č. 1, jejich vybrané vlastnosti [54], [55]

Pro konkrétní vstupy, které jsou do stanice dodávány, byly zjištěny následující hodnoty pro určení získatelného množství bioplynu a metanu, celková produkce bioplynu při daných parametrech činí přibližně 385 000 m³ za měsíc.

Vstupní surovina	Obsah sušiny [%]	Z toho organická sušina [%]	Výtěžnost bioplynu [m ³ /oTS]	Obsah metanu v bioplynu [%]	Bioplyn na tunu čerstvé směsi [m ³ /t FS]
Kukuřičná siláž	35	96	600	52	201,6
Prasečí kejda	8	80	450	65	28,8
Cukrovarské řízky	22	90	300	55	59,4

Tabulka č. 7: Další vlastnosti vstupních surovin pro stanici č. 1 [54]

Dodávka elektrické energie probíhá přes transformátor do sítě vysokého napětí. V současné době se technologická vlastní spotřeba elektřiny a ztráty pohybují okolo 14 %, do sítě je stabilně dodáváno cca 8 200 MWh elektřiny ročně. Roční využití instalovaného výkonu se pohybuje okolo 97 % maxima, tedy asi 8500 hodin. Provozovatel stanice využívá provozní podporu na vyrobenou elektřinu v režimu zeleného bonusu, celková cena za prodanou elektřinu do sítě činí pro rok 2020 v součtu 4,329 CZK/kWh. [54]

Provozovatel začal reálně vyrobené teplo z kogenerace využívat pro jinou než vlastní spotřebu v roce 2015, v roce 2019 činilo využití tepla v objektech areálu při výrobě cca 2 700 GJ/měsíc průměrně asi 1 250 GJ/měsíc, dalších cca 720 GJ/měsíc připadá na vlastní spotřebu, tedy zhruba 26 % z vyrobeného tepla. Projekt neprodává žádné teplo třetím stranám, všechno

vyrobené teplo je spotřebováno v zemědělském areálu pro vytápění a ohřev teplé vody v kotelnách, pro sušení plodin po sklizni a v dalších provozních objektech. Spotřeba tepla je sezónní, přičemž v zimě je využito téměř všechno vyrobené teplo, zatímco v létě je používáno hlavně v sušárnách obilovin a jeho využití klesá ke 40 % dostupného vyrobeného množství. V průměru je tak během roku využito 60-65 % vyrobeného dostupného tepla. Plány pro další rozšíření využití tepla v letních měsících provozovatel nemá, současné využití je dostačující, a kromě případného rozšíření sušáren ani není pro další využití prostor. [54], [55]

Projekt se nachází ve vzdálenosti do 2 km od vysokotlakého plynovodu, ke kterému by bylo možné připojit těžební plynovod k transportu a prodeji vyrobeného biometanu do soustavy. V prostoru mezi bioplynovou stanicí a VTL plynovodem jsou převážně pole a jiný volný prostor bez větších terénních nerovností a překážek, stavba těžebního plynovodu by tak neměla přinášet žádné zvýšené náklady. Využití biometanu v dopravě provozovatel neplánuje, jelikož jeho vozový park v současnosti není navržen na pohon zemním plynem a ani tento přechod není v plánu. V blízkosti BPS se zároveň nenachází jiný zájemce o biometan k pohonu vozidel, například město s autobusy hromadné dopravy nebo vozy komunálních služeb. Zkoumaným využitím tak zde bude pouze připojení k plynárenské soustavě. [54], [55]

Provozovatel této bioplynové stanice o její konverzi na biometan uvažoval, nicméně po průzkumu současných technologií a jejich cen došel k závěru, že tato akce se nyní ekonomicky nevyplatí. BPS a zemědělské družstvo tvoří podle něj v současnosti dobře fungující celek, který není potřeba unáhleně měnit. Provozovatel počítá s garancí provozní podpory 20 let od doby uvedení do provozu, tedy do roku 2031 a dokud tato podpora bude trvat, nedává konverze na biometan smysl. Z pohledu energetické koncepce státu je tato BPS dobrým příkladem stanice, která by mohla pokračovat ve svém stávajícím režimu provozu, i když leží v pásmu do pěti, respektive do dvou kilometrů od plynovodu vhodného k připojení. [55]

2.2.2 Bioplynová stanice č. 2

Druhá zde zkoumaná bioplynová stanice se nachází v Jihomoravském kraji. Licence ERÚ byla udělena v roce 2013 a ve stejném roce proběhlo také uvedení do provozu. Výkon BPS, který se shoduje s údaji na licenci, je 548 kW elektrických a 559 kW tepelných. Stanice je provozována zemědělskou firmou, která se zabývá především rostlinnou a živočišnou výrobou a zpracovává energetické plodiny pěstované na vlastních pozemcích a statková hnojiva z živočišné výroby. Nachází se zde jedna kogenerační jednotka Jenbacher JMS312 GS-B.L pro spalování bioplynu, se jmenovitou účinností 40,7 % elektrických a 42,4 % tepelných. [56]

Typ	Počet [ks]	Elektrický výkon [kWe]	Tepelný výkon [kWt]
Jenbacher JMS312 GS-B.L	1	548	559

Tabulka č. 8: Kogenerační jednotka, instalovaná ve stanici č. 2 [56]

BPS funguje v mezofilním režimu dvoustupňové fermentace. Pevné vstupy do procesu fermentace jsou dodávány nakladačem do vstupní nádrže pevných substrátů, tudy přes šnek a drtič do fermentoru, tekuté suroviny jako kejda jsou přivedeny z jímky. Proces digesce probíhá ve dvou železobetonových fermentorech s vytápěním, první z nich je dvoustupňový koncentrický s dobou zdržení substrátu 34,3 dne. Hlavní fermentor je dále volně propojen s druhým, koncovým fermentorem přes přepad substrátu, doba zdržení v koncovém fermentoru je asi 37,6 dne. Produkovaný digestát pokračuje do přečerpávací jímky a koncového skladu. Pro odsíření je použita metoda dávkování malého procenta vzduchu pro redukci sirovodíku na síru, která tak nebude obsažena v bioplynu, ale v digestátu, kde je její přítomnost prospěšná. Z vyrobeného bioplynu je odstraněna vodní pára, k tomu je využito

ochlazení a následné odloučení kondenzátu v odlučovači, sebraný kondenzát je poté přečerpáván do koncové jímky. Takto ošetřený bioplyn je skladován v externím plynojemu s vakem o objemu 400 m³. Digestát je z koncové jímky vyvážen zemědělským družstvem a používán jako hnojivo na ornou půdu a trvalé travní porosty. [56]

Roční projektované vstupy této bioplynové stanice jsou zachyceny v následující tabulce. Původní návrh počítá s využitím surovin, které jsou družstvem produkovány v rámci rostlinné nebo živočišné výroby. Reálné množství a skladba surovin, které jsou v současnosti v BPS používány, se od návrhu mírně liší. Drůbeží hnůj nebyl využit nikdy během provozu stanice a je využíváno více kukuřičné siláže na úkor GPS, jejíž skladba se také mírně změnila. Původně uvažovaná byla žitná směs, nicméně v době provozu se skladba měnila přidáním menšího množství travních siláží a dalších surovin, subjekt toto množství ale vykazuje stále v jedné kategorii s převažujícím množstvím GPS. Tento přístup je pro zjednodušení použit i zde. Dále došlo k použití menšího množství cukrovarek řízky, které do výpočtu zahrnuté jsou, a také občasnému přidávání dalších rostlinných zbytků v řádu jednotek tun, které zde naopak zahrnuté nebudou. [56]

Vstupní surovina	Projektované množství [t]	Reálné množství [t]	Objem bioplynu [m ³]	Objem metanu v plynu [m ³]	Cena [CZK/t]
Kukuřičná siláž	4 800	6 000	1 330 560	691 891	700
GPS	2 000	810	140 060	75 632	800
Kejda skotu	13 500	13 000	410 800	225 940	60
Drůbeží hnůj	250	0	0	0	0
Cukrovarek řízky	0	100	5 940	3 267	415

Tabulka č. 9: Vstupy do procesu fermentace stanice č. 2, jejich vybrané vlastnosti [56]

Pro konkrétní vstupy, které jsou do stanice dodávány, byly zjištěny následující hodnoty pro určení získatelného množství bioplynu a metanu, celková produkce bioplynu při daných parametrech činí zhruba 157 000 m³ za měsíc.

Vstupní surovina	Obsah sušiny [%]	Z toho organická sušina [%]	Výtěžnost bioplynu [m ³ /oTS]	Obsah metanu v bioplynu [%]	Bioplyn na tunu čerstvé směsi [m ³ /t FS)
Kukuřičná siláž	32	95	700	52	213
GPS	35	88	583	54	180
Kejda skotu	10	79	400	55	21
Drůbeží hnůj	35	85	420	60	32
Cukrovarek řízky	22	90	300	55	59

Tabulka č. 10: Další vybrané vlastnosti vstupních surovin stanice č. 2 [56]

Elektřina je dodávána přes transformátor do sítě VN. Výroba elektřiny je v průběhu roku stabilní, do sítě je dodáváno průměrně 316,5 MWh za měsíc, tedy zhruba 3 800 MWh za rok. Využití instalovaného výkonu činí 8 400 hodin ročně. Na ztráty a technologickou vlastní

spotřebu z vyrobené elektřiny připadá 9,3 %, k tomu je pro potřeby provozu družstva spotřebováno ještě zhruba 370 MWh elektřiny ročně. Provozovatel zvolil režim zeleného bonusu, společně s platbou od obchodníka činila v roce 2020 průměrná cena prodané elektřiny 3,557 CZK/MWh. [56], [57]

Vyrobene teplo bylo využíváno stabilně od roku 2016, jeho množství se v čase významně neměnilo. V roce 2020 činilo využití tepla v objektech provozovatele při výrobě cca 16 800 GJ/rok stabilně asi 2 700 GJ/rok, dalších cca 1 440 GJ/rok připadá na technologickou vlastní spotřebu, celkově je využito okolo 25 % z vyrobeného tepla. Projekt neprodává žádné teplo třetím stranám, je využíváno v rámci zemědělského areálu provozovatele k vytápění administrativních a provozních budov, v létě také v technologii výroby krmných směsí. Současný poměr čisté vyrobené elektřiny a veškerého využitého tepla činí 25 %, což je poměrně nízká hodnota. Existují plány na rozšíření využití tepla pro další předehřívání teplé užitkové vody v zimním období, nicméně prioritou investic byla zaměřena na živočišné a rostlinné výroby. Historicky existoval záměr rozšířit využití tepla pro spotřebu v objektech blízkého města, nicméně by bylo potřeba vybudovat asi 900 m teplovodu, který by vedl přes větší množství pozemků s různými vlastníky, kteří ne všichni byli ochotni k jednání. Také postoj vedení města byl historicky k celé stanici spíše negativní. Za výrobu v režimu KVET je čerpána celková provozní podpora ve výši 500 CZK/MWh. [56], [57]

Stanice se nachází ve vzdálenosti asi 1,5 km od vysokotlakého distribučního plynovodu, ke kterému by bylo možné připojit těžební plynovod k transportu a prodeji vyrobeného biometanu do soustavy. V prostoru mezi bioplynovou stanicí a plynovodem jsou převážně pole a jiný volný prostor bez větších terénních nerovností a překážek, které by stavbu plynovodu příliš ztěžovaly. Dále se ve vzdálenosti do 100 metrů od BPS nachází také středotlaký plynovod. Připojení k němu by bylo rozhodně levnější a jednodušší, došlo by kromě nákladů na stavbu samotného těžebního plynovodu pravděpodobně také ke snížení nákladů na zařízení pro vtláčení, a to i v provozní oblasti. Jak ale již bylo zmiňováno v dřívějších částech, připojení ke středotlakému plynovodu s sebou může nést problém nízké kapacity pro vtláčení, zejména v různých ročních obdobích. Provozovatel distribuční soustavy tak může žadateli o připojení stanovit diagram dodávek, kterému by bylo nutné provoz přizpůsobit.

Využití v dopravě provozovatel neplánuje, jelikož jeho vozový park v současnosti není navržen na pohon zemním plynem a ani tento přechod není v plánu. V blízkosti BPS se zároveň nenachází jiný zájemce o biometan k pohonu vozidel, například město s autobusy hromadné dopravy nebo vozy komunálních služeb. Zkoumaným využitím tak zde bude pouze připojení k plynárenské soustavě. Provozovatel o tomto využití přemýšlí, pokud by došlo ke změně výše čerpaných provozních podpor, byla by tato konverze zřejmě nezbytná, nicméně momentálně je v rámci celého zemědělského provozu investováno v jiných oblastech. [57]

2.2.3 Shrnutí informací o hodnocených stanicích

Při obecném pohledu jsou si obě zde uvedené bioplynové stanice koncepčně vcelku podobné. Obě jsou provozovány zemědělským družstvem, prodávají elektřinu na ZB a vyrobené teplo neprodávají třetím stranám. Stanice č. 1 využívá velké množství disponibilního tepla pro vytápění, ohřev teplé vody a sušení zemědělských plodin, přičemž podíl využití vyrobeného tepla přesahuje 50 %. To by podle nynějších informací znamenalo, že pro tuto BPS je vhodnější zachování současného kogeneračního provozu, jelikož je zde výroba energeticky efektivní. Při konverzi na biometan by také bylo důležité vyřešit nahrazení dodávek tepla, využívaného v současnosti. Stanice č. 2 využívá menší podíl vyrobeného tepla, má i nižší podíl tepla na technologickou vlastní spotřebu. Pobírá také bonus za KVET. Existují další možnosti využití

tepla v zimním období, ale prozatím se nejedná o konkretizované projekty, které by měly být v nejbližší době uskutečněny. Z obou hodnocených variant by v současnosti byla stanice č. 2 vhodnější pro konverzi na výrobu biometanu, jednak z pohledu nižšího podílu využívaného tepla a zároveň tepla, které bude nutné nahradit, ale také z pohledu připojení k plynovodu. Obě stanice jsou dostatečně blízko VTL plynovodu, tedy do dvou kilometrů, ale u stanice č. 2 existuje ještě možnost připojení ke středotlakému plynovodu, který je vzdálen pouze 100 metrů. V současnosti ale není známa dostupná kapacita plynovodu a jeho využití v průběhu roku. Připojení k plynovodu je nicméně technicky možné u obou stanic a je to preferovaný způsob případného využití biometanu u obou provozovatelů. Z ekonomického pohledu je stanice č. 1 menší instalací a měrné náklady konverze tak budou poměrně vysoké. Uvedení do provozu proběhlo až v roce 2013, tudíž provozní podpory jsou menší a ekonomiku projektu zhoršuje i absence investiční podpory, zatímco stanice č. 1 byla uvedena do provozu v roce 2011. Čerpaná provozní podpora je tak vyšší a z pohledu provozovatele není v současné době důvod režim provozu měnit. [54]–[57]

3. Navrhněte a analyzujte varianty provozu bioplynové stanice

Pro provozovatele bioplynové stanice v současné době existují prakticky dva způsoby dalšího provozu. Prvním z nich je pokračování v současném režimu, tedy zachování kogenerační výroby elektřiny a tepla. Tato varianta může být nejjednodušší ze všech navržených, ale pokud chce provozovatel dále přijímat provozní podporu na vyrobenou elektřinu a teplo, měl by dbát na splnění dosavadních podmínek čerpání tohoto bonusu, mezi které patří využití alespoň 50 % primární energie biomasy, ze které je bioplyn vyroben, bez započítání ztrát a technologické vlastní spotřeby. Další podmínkou je alespoň 30% podíl biomasy jiné, než je ta, cíleně pěstovaná na orné půdě nebo travních porostech, na celkovém množství použité biomasy. [58] Druhou variantou je přechod k čištění bioplynu na biometan. Tato možnost je vhodná pro stanice, které vyrobené teplo užitečně využít nemohou, ale nachází se v malé vzdálenosti od vhodného plynovodu, nebo mají pro vyrobený biometan využití v dopravních prostředcích. Jedná se o investičně poměrně náročnou možnost a čištění bioplynu s sebou nese i vysoké provozní náklady.

3.1 Zachování současného stavu

V této variantě se předpokládá pokračování provozu stanice za víceméně nezměněných technologických podmínek. To znamená ponechání stávajících kogeneračních jednotek v provozu, prodej vyrobené elektřiny do sítě při čerpání provozní podpory ve formě zeleného bonusu na elektřinu a využití vyrobeného tepla buď pro vlastní spotřebu v objektech provozovatele, nebo jeho prodej třetím stranám, a zároveň čerpání bonusu KVET na využití tepla. Je to v podstatě nejjednodušší varianta, která v ideálním případě nepřináší nutnost žádných dodatečných investic.

3.1.1 Obecně nutné investice

V této variantě prakticky nenastávají žádné dodatečné investice. Je ale nutné počítat s reinvesticí do vybavení BPS, jelikož dojde k prodloužení celkové životnosti z 20 na 30 let. Investiční náklady pak budou velmi individuální v závislosti na stavu jednotlivých celků konkrétní stanice. Bude zřejmě ve všech případech nutné prodloužit životnost kogeneračních jednotek, což lze zjednodušit jako další generální opravu po 10 letech hodnocení projektu. Předpokládá se, že předchozí generální oprava KGJ proběhla v nultém roce hodnocení nebo těsně před ním. Předpokládaná velikost reinvestice je zde odhadnuta na zhruba 10 % původní investice do BPS.

3.1.2 Provozní režim

Provozní režim se v tomto případě v zásadě nemění. Provozovatel tak zná poměrně přesně budoucí provozní náklady, nemusí řešit jejich zvýšené nejistoty a měnit provoz stanice, pouze monitorovat splnění podmínek využití vyrobeného tepla a také stav částí stanice, které si mohou při prodloužení provozu vyžádat další investice na obnovu.

Provozní podpora, kterou bude provozovatel chtít čerpat, je stanovena návrhem nového zákona o podporovaných OZE ve formě pouze hodinového zeleného bonusu, který může dosahovat nejvýše 4 500 CZK/MWh. [59] Dále bude vypsána udržovací podpora pro výrobní elektřiny a tepla v provozu, její platnost bude minimálně 3 roky od jejího vyhlášení v nařízení vlády. V případě elektřiny také do doby, dokud provozní náklady a biomasa jsou dražší než tuhá fosilní paliva nebo tržní cena elektřiny a tepla. [59]

3.1.3 Budoucnost a zhodnocení varianty

Velkou výhodou této cesty je její jednoduchost. Pokud má provozovatel bezproblémově fungující BPS, a splňuje všechny podmínky pro přiznání provozní podpory a k tomu využívá ideálně přes polovinu vyráběného tepla, je možné v provozu jednoduše pokračovat až do projektovaného konce životnosti BPS, případně i déle, v závislosti na ekonomické výhodnosti provozu. To bude nejspíše platit i v případě, kdy stanice splňuje předpoklady pro přechod na výrobu biometanu, jelikož se provozovatel takto vyhne vysokým investicím a provozním nákladům, které s čištěním souvisí. Jelikož přeměna bioplynových stanic na výrobní biometanu bude probíhat postupně v následujících několika letech, je také možné s rozhodnutím vyčkat a dočasně zvolit tuto bezpečnou variantu, než bude zřejmé, v jaké výši bude vypsán zelený bonus na biometan a jaké jsou v místních podmínkách skutečné investiční a provozní náklady na technologii čištění. Je ale výhodnější přijmout rozhodnutí před generální opravou kogenerační jednotky v polovině její životnosti, jelikož přeměna na čištění s sebou nejspíše přinese snížení nutného výkonu jednotek, a tak i jejich případné vyřazení a nahrazení menšími. Reálně probíhá generální oprava jednotek okolo desátého roku provozu stanice, což u velké části BPS v Česku znamená ještě v době před tímto investičním rozhodnutím.

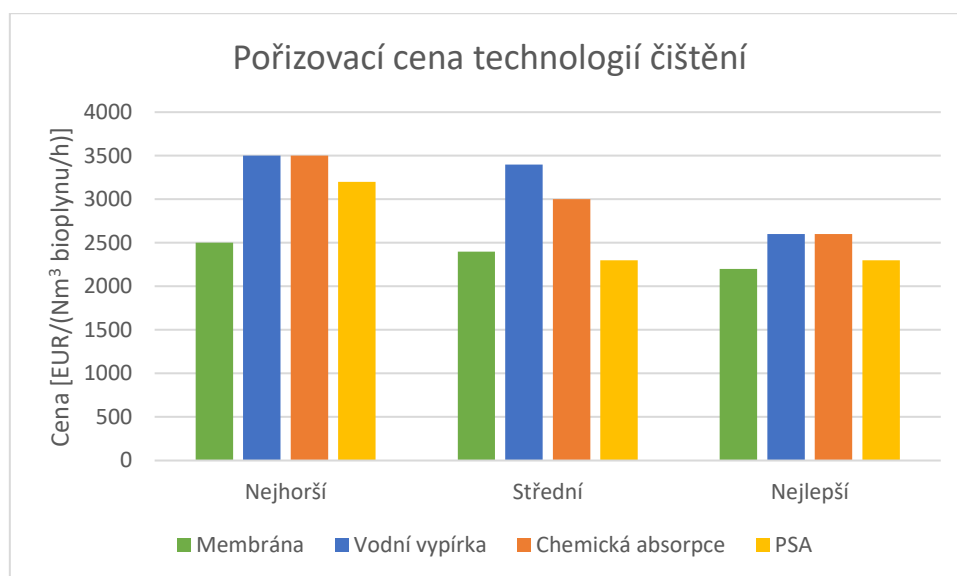
3.2 Konverze na výrobu biometanu

Zde se provozovatel rozhodne konvertovat BPS na výrobu biometanu čištěním bioplynu. Významným předpokladem této varianty je možnost biometan efektivně využít, což znamená v současné době buď k pohonu vozidel, ať už užitkových vozidel jako jsou traktory a podobně, nebo například vozidel hromadné dopravy blízkého města; druhou možností je připojení k vysokotlakému plynovodu a prodej biometanu jako ekvivalentu zemního plynu do plynárenské soustavy. Také u této varianty je pro zajištění rentability nutné čerpání provozní podpory na vyrobený biometan. Platí zde také podmínka alespoň 30 % podílu jiné biomasy než cíleně pěstované na orné půdě a travních porostech na celkovém množství vstupů do procesu fermentace. V tomto případě je výhodnější, pokud má stanice nižší procento využití vyrobeného tepla, jelikož dojde k úbytku množství bioplynu, využitelného v této oblasti, a při vysokých investičních a provozních nákladech bioplynu nejspíše bude žádoucí směřovat maximální množství bioplynu do výroby biometanu. Provozovatel za tento bioplyn může čerpat podporu ve formě zeleného bonusu, jehož výše se bude pohybovat maximálně do 1 700 CZK/MWh spalného tepla a zároveň maximálně tak, aby pro rok, kdy je výroba biometanu uvedena do provozu, činil zelený bonus na biometan nejvýše pětinasobek průměrné tržní ceny plynu na vnitrodenním trhu s plynem organizovaném operátorem trhu stanovený jako průměr z hodnot ročních vážených průměrných cen za každý ukončený kalendářní rok v posledních třech letech. [59] Tyto hodnoty sice v roce 2021 výrazně vzrostly, i s hodnotami minulých let je však tato cena zatím bezpečně vyšší než limit 1 700 CZK/MWh. [60]

3.2.1 Obecně nutné investice

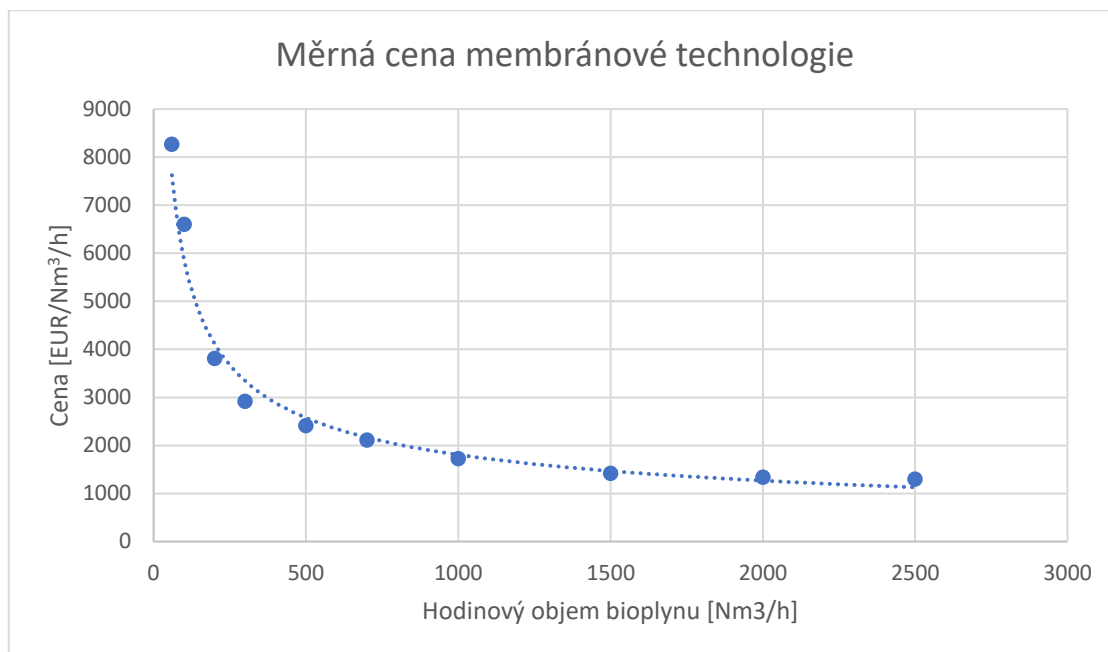
V tomto případě budou investiční nároky poměrně vysoké, neboť je nutné pořídit nejen kompletní technologii čištění biometanu, jeho úpravu a dopravu do plynárenské sítě a zpracování odpadních plynů z čištění, ale i vyřešit změnu v současném provozu stanice, především množství potřebného tepla a způsob jeho zajištění. To může znamenat i nutnost obnovení nebo zřízení nové kotelny, případně pořízení nové, menší kogenerační jednotky pro pokrytí vlastní spotřeby stanice.

Investiční náročnost se liší pro různé druhy technologií čištění. Porovnání pořizovacích cen z několika studií a reálných dat ukazují, že ceny všech technologií v průběhu posledních deseti let klesají. [45], [61]–[63] Přehled měrných investičních nákladů pro hlavní používané technologie čištění v posledních letech je uveden na následujícím grafu, s porovnáním nejlepší, střední a nejhorší hodnoty.



Obrázek č. 23: Porovnání pořizovacích cen technologií čištění bioplynu [62]

Z porovnání vychází nejlépe membránová technologie, která se z uvedených technologií prosazuje v posledních letech v nových instalacích nejvíce a prochází také dalším vývojem. [46] Tato technologie vychází nejlépe nejen z porovnání investiční náročnosti, ale také kvůli tomu, že k jejímu provozu nejsou potřeba další vstupy jako například voda či chemikálie, jako je tomu u jiných metod. Nejde jen o jejich dopravu a doplňování do technologie, ale také o zpětný odběr a likvidaci, která musí proběhnout v souladu s ekologickými požadavky. Proto se jeví jako nejvýhodnější použití právě membránové technologie. Měrné pořizovací ceny membránové technologie jsou zachyceny v následujícím grafu.



Obrázek č. 24: Cena na jednotku objemového toku plynu pro membránovou technologii [63]

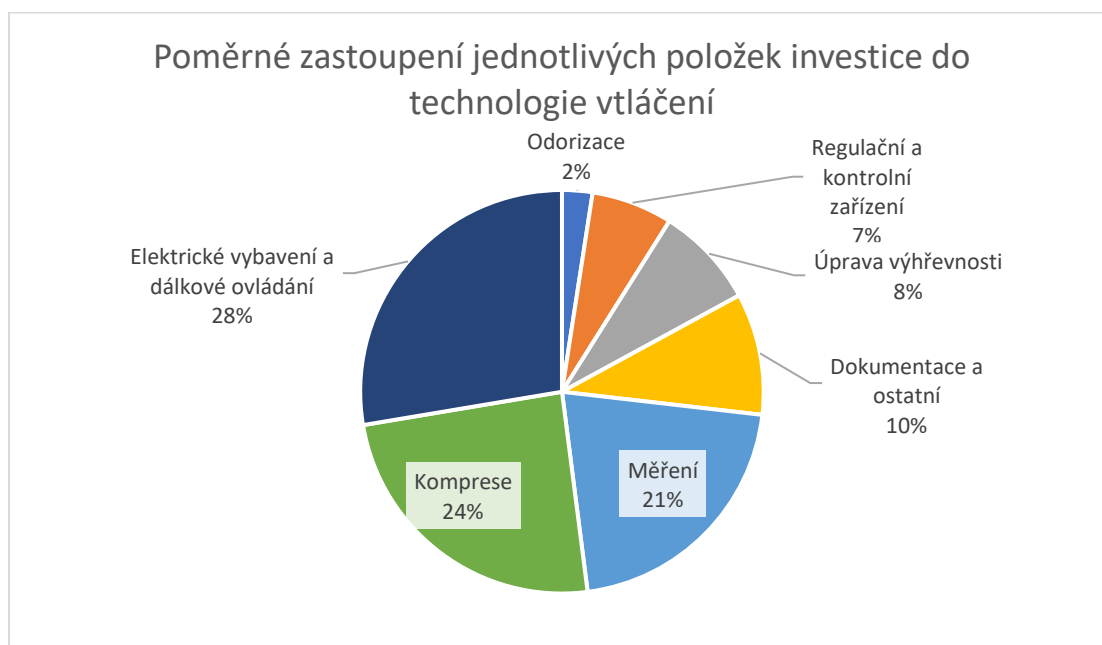
Je vidět, že s rostoucím hodinovým průtokem surového bioplynu se měrné náklady dramaticky snižují. Většina zemědělských bioplynových stanic v tuzemsku ale spadá spíše do přední části křivky s vyššími hodnotami. Tyto konkrétní hodnoty byly zjištěny u výrobce a dodavatele bioplynové technologie Zorg Biogas GmbH, který má rozsáhlé zkušenosti s realizací projektů v oblasti bioplynu. Jedná se o současné ceníkové ceny, které odpovídají hodnotám z ostatních zdrojů. Jednotka pro průtok bioplynu 500 Nm³/h, která bude pravděpodobně nejvhodnější pro obě zkoumané stanice, je u tohoto dodavatele nabízena za cenu 1 204 000 EUR. Všechny jednotky tohoto dodavatele jsou řešeny modulárně s částí samotné membránové filtrace, poté odstranění sulfanu, siloxanů a jiných příměsí z plynu, přičemž biometan po této úpravě by již měl splňovat požadované parametry čistoty biometanu pro vtláčení do soustavy. Systém také má schopnost rekuperace tepelných ztrát vzniklých spotřebou elektřiny, především v instalovaném motoru jednotky, který má pro typ 500 Nm³/h instalovaný výkon 200 kW. Dalo by se tak uvažovat o možnosti pokrytí vlastní spotřeby bioplynové stanice primárně z tohoto tepla, se stávající kogenerační jednotkou jako záložním zdrojem. Existuje také možnost systém rozšířit o modul vytěžování vzniklého oxidu uhličitého v kapalném skupenství v čistotě vhodné pro využití například v potravinovém průmyslu, což by mohlo sloužit jako další zdroj příjmů. [63]

Cena zařízení pro přípravu plynu na vtláčení do plynárenské soustavy a stavba samotného plynovodu jsou další významné investice pro tento způsob provozu. Nejvýznamnějšími položkami zde jsou kompresor pro stlačení plynu na požadovanou hodnotu VTL plynovodu, elektrické a řídicí vybavení a také stavba těžebního plynovodu. Odhad nákladů pro zařízení o objemovém průtoku biometanu 125 Nm³/h je uveden dále. Cena jednotlivých komponent se s velikostí instalace mění poměrně málo, jelikož většina výdajů je fixních. [48] V tabulce je uveden i odhad pro dvě další varianty objemu produkce biometanu, které byly aproximovány na základě dostupných údajů. Je přitom nutné si uvědomit, že uvedené hodnoty odpovídají podmínkám v zahraničí a pro instalace v České republice se mohou změnit.

Položka	Cena [EUR]
Úprava výhřevnosti plynu	100 000
Měření	260 000
Odorizace	30 000
Komprese	300 000
Regulační a kontrolní zařízení	80 000
Elektrické vybavení a dálkové ovládání	340 000
Dokumentace a ostatní náklady	120 000
Celkem pro 125 Nm ³ /h	1 230 000
Celkem pro 195 Nm ³ /h	1 259 000
Celkem pro 275 Nm ³ /h	1 286 000

Tabulka č. 11: Odhad investiční náročnosti pro technologii vtláčení biometanu do plynárenské soustavy [48]

Poměrné zastoupení jednotlivých položek je dále zobrazeno v grafu. V tomto odhadu není započítána stavba případné provozní budovy pro jmenované zařízení, neboť se předpokládá využití stávajících budov družstva, případně stavba s částečným využitím vlastních zdrojů za poměrně nízké náklady. Možné zvýšení těchto nákladů by také mohlo vyplynout při vypracování konkrétního projektu připojení výroby ve formě potřeby záložního kompresoru. To by mohlo být nutné jednak z důvodu zajištění vysoké dostupnosti zařízení, jednak by to mohla vyžadovat větší délka těžebního plynovodu a znamenalo by to výrazné zvýšení ceny tohoto celku. [48] Potřebnost záložního kompresoru ale vyplyne až z konkrétního projektu připojení. Další položkou, která zde nebyla dosud zahrnuta, je samotný plynovod. Jeho cena závisí na jeho délce a náročnosti uložení. Délka by u obou zkoumaných stanic neměla přesáhnout dva kilometry, náročnost je v obou případech standardní. Cena stavby těžebního plynovodu tak byla z dostupných zdrojů určena na 300 EUR/m, tato hodnota bude používána v dalších výpočtech. [48], [64]



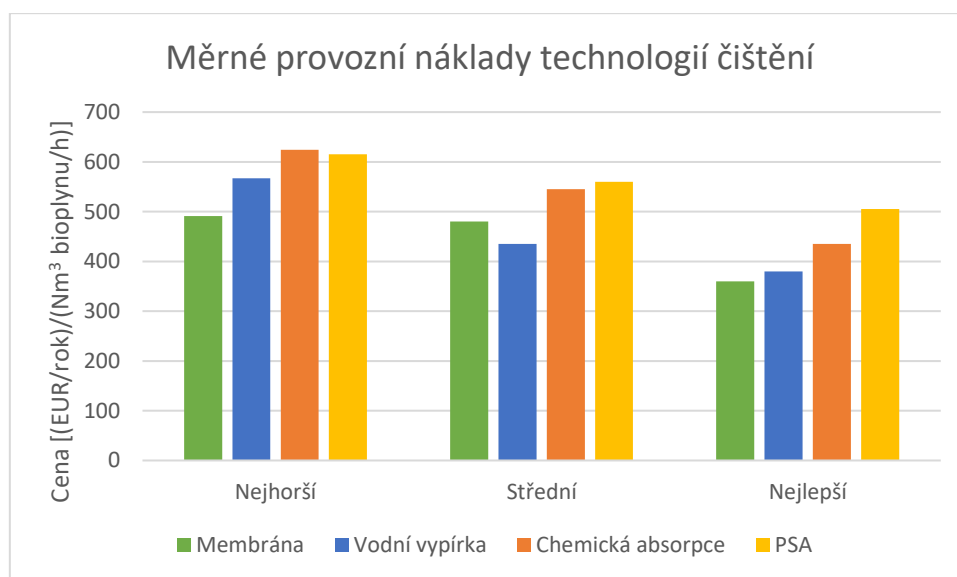
Obrázek č. 25: Poměr velikostí investic do jednotlivých komponent technologie vtláčení biometanu do plynárenské soustavy [48]

Ostatní náklady, jako například zmiňované pořízení menší kogenerační jednotky či jiné potřebné úpravy jsou individuální záležitostí, ale neměly by tvořit příliš významné procento z celkové investice.

V Návrhu technicko-ekonomických parametrů pro stanovení provozní podpory od roku 2022 ERÚ uvádí pro výrobu biometanu, vzniklé konverzí výroben bioplynu, měrné investiční náklady ve výši 155 000 CZK/Nm³ bioplynu. [65] Pro zde zjištěné hodnoty vychází pro objemový tok bioplynu 500 Nm³/h celkové investiční náklady do čištění, vtláčení a stavby plynovodu ve výši 78 510 000 CZK, tedy 157 000 CZK/Nm³. Bez započítání reinvestice jsou sobě tyto hodnoty blízké a je tak možné v modelech dále používat zde určenou hodnotu.

3.2.2 Provozní režim

Samotný provozní proces se pro provozovatele v konečném důsledku příliš nezmění. Stále je potřeba udržovat stabilní proces fermentace, aby bylo možné co nejvíce využít instalovanou kapacitu čištění. V případě zmiňovaného připojení výroby k vysokotlakému plynovodu by nemělo docházet k omezování dodávek do sítě ze strany provozovatele soustavy, zvláště u uvažovaných stanic s menším objemem výroby. Provozní náklady technologických celků čištění jsou poměrně vysoké a pro jednotlivé způsoby čištění se liší, jak je vidět na dalším grafu. Z tohoto porovnání vychází nejlépe technologie membránová a vodní vypírka, ta s sebou ale nese již dříve zmiňovanou velkou spotřebu provozní vody a nutnost její likvidace. I z tohoto hlediska tak využití membrán dává v současnosti největší smysl.



Obrázek č. 26: Porovnání měrných provozních nákladů technologií čištění bioplynu [62]

Tyto uvedené náklady lze obecně rozdělit na část za údržbu, část za spotřební materiál a část za energii. U většiny technologií tvoří největší podíl nákladů energie, u membránové separace je to v průměru 74 %, zatímco na údržbu připadá cca 16 % a zbytek tvoří náklady na spotřební materiál. Rozdíly mezi nejlepší a nejhorší dostupnou technologií jsou zejména ve spotřebě elektrické energie a mohou tvořit až 10% rozdíl v podílu nákladů. [62] V absolutních číslech se roční měrné náklady na membránovou separaci pohybují mezi zhruba 490 a 360 EUR/(Nm³ bioplynu/h), přičemž obvyklá hodnota se pohybuje okolo 480 EUR/(Nm³ bioplynu/h). Tato obvyklá hodnota bude uvažována i ve všech výpočtech.

Další provozní náklady se vztahují k zařízení pro vtláčení biometanu do plynovodu. Zde největší část provozních nákladů tvoří spotřeba elektřiny kompresoru a dalšího vybavení, stejně jako

cena za LPG pro případnou úpravu výhřevnosti výsledného plynu. Další, ale nižší náklady s sebou nese i odorizace biometanu. Měrné provozní náklady technologie vtláčení byly z dostupných hodnot aproximovány na 14 484 CZK/(Nm³ biometanu/h).

Provozní náklady technologií pro dvě varianty kapacity čištění jsou zachyceny v tabulce níže:

	500 Nm ³ bioplynu/h	300 Nm ³ bioplynu/h
Položka	Cena [CZK]	Cena [CZK]
Čištění bioplynu	6 098 000	3 659 000
Vtláčení do plynovodu	3 983 000	2 824 000
Celkem	10 081 000	6 483 000

Tabulka č. 12: Náklady technologie čištění a vtláčení bioplynu pro dvě varianty kapacity čištění [48], [62]

Další náklady na opravy a údržbu ostatních částí BPS jsou uvažovány ve výši zhruba 2 % investice ročně. Je také potřeba připočítat náklady na vstupní suroviny a případnou údržbu kogeneračních jednotek pro vlastní spotřebu. Měrné provozní náklady na jednu kilowatthodinu surového bioplynu jsou při předpokladech jeho výhřevnosti 5,2 kWh/Nm³ a ročnímu využití čištění 8500 hodin pro obě kapacity rovny 0,49 CZK/kWh. To je rovněž hodnota srovnatelná s měrnými provozními náklady 0,5 CZK/kWh bioplynu, uvedenými v Návrhu ERÚ. [65] Při připočtení nákladů na údržbu ostatních částí stanice se tato hodnota mírně zvýší, stále ale bude s návrhem srovnatelná a lze ji pro výpočty použít.

3.2.3 Budoucnost a hodnocení varianty

Životnost této varianty je zde uvažována v délce 20 let, to znamená minimálně do roku 2041. V tomto roce již bude podle plánu Green Deal transformace energetiky v pokročilé fázi, cíle stanovené v dokumentu 2030 climate & energy framework by měly být splněny. Cena energií bude ještě nejspíše poměrně vysoká, a to jak elektřiny, tak zemního plynu, který bude využíván ve vytápění a balancování soustavy. Provozní podpora ERÚ bude pro bioplynové stanice, konvertované na výrobu biometanu, vypsána na dobu jejich životnosti, tedy 20 let a celkově tak nejspíše nehrozí výrazné snížení příjmů z prodeje biometanu. Dalším ovlivňujícím faktorem bude cena vstupních surovin, která by ale měla být vyvážena odpovídajícím zvýšením nebo snížením provozní podpory.

Z pohledu provozovatele BPS může být čištění dobrou variantou, pokud je v jeho stanici nízké využití vyráběného tepla a nemusí být při přechodu na biometan jeho zdroj nahrazován. Samotná technologie má pro menší bioplynové stanice, které v ČR převažují, poměrně vysoké měrné i absolutní investiční náklady, které tak musí provozovatel spolu s vysokými provozními náklady nést. V případě membránové separace je také velká část provozních nákladů tvořena cenou za elektřinu, která se bude v následujících letech zřejmě výrazně zvyšovat. Dalším negativem z pohledu provozovatele může také být nedostatek podobných instalací v tuzemsku, a tedy i zvýšená nejistota v provozních a ekonomických ohledech.

3.3 Návrh provozu pro konkrétní podmínky zkoumaných stanic

V obou režimech dalšího provozu bioplynové stanice je předpokladem udržitelnost. To znamená dobrý stav hmotných částí BPS, bezproblémový provoz fermentační části a odladěná výroba bioplynu, zajištěné zásobování vstupními surovinami a stabilně fungující ekonomika projektu. Pro pokračování provozu s KGJ je žádoucí, aby stanice využívala minimálně 50 % vyrobeného tepla, což je hodnota, zmiňovaná v podkladovém dokumentu k Národnímu klimaticko-energetickému plánu, který předpokládá, že tyto BPS by mohly zůstat v provozu i po ukončení provozní podpory. [31] Naopak pro využití biometanu je nutné najít pro něj uplatnění ve formě blízkého VTL plynovodu nebo vozidel na zemní plyn. Konečné rozhodnutí pak také samozřejmě záleží na úmyslech provozovatele a na součinnosti se zemědělským provozem, kterého jsou BPS často součástí. Ve dvou stanicích, zkoumaných v této práci, budou nyní navrženy konkrétní aspekty obou možných režimů provozu a jejich specifika.

3.3.1 Konkrétní návrh provozu stanice č. 1

Tato bioplynová stanice je větší ze dvou zkoumaných, s instalovaným elektrickým výkonem 1 090 kWe a tepelným výkonem 1 061 kWt. Roční objem výroby bioplynu je zde 4 588 272 m³, což znamená 540 m³/h. Stanice neprodává žádné teplo třetím stranám, ale velkou část spotřebovává pro vytápění a sušení plodin ve vlastním areálu zemědělského provozu.

Pro variantu pokračování ve stávajícím režimu nemusí dojít k žádným významným změnám. Bylo by dobré provést revizi a výměnu či opravu některého vybavení stanice, například elektroniky, vybavení fermentorů, rozvodů tepla a podobně. Tato akce by si neměla vyžádat odhadem více, než 10 % původní investice, tedy zhruba 8 milionů korun. Poté až 10 let do konce původní životnosti výroby, tedy do roku 2031, nebude nutné provádět významnější změny a provoz bude fungovat stejně jako doposud. Po roce 2031 pak skončí garantovaná provozní podpora a projekt si tak v nejhorším případě bude muset vystačit s prodejem vyrobené elektřiny pouze za tržní cenu. Je zde také možnost provést pozdější konverzi na biometan, případně provoz BPS ukončit. To vše bude záviset na situaci provozní podpory v dalších regulačních obdobích a obecně v dalších letech v sektoru energetiky. V této variantě tak bude předmětem hodnocení nezměněný provoz do roku 2031 s provozními podporami a následně do roku 2042 pouze s výkupem elektřiny za její předpokládanou cenu. Stanice v současné době nečerpá bonus za KVET, a tedy ani v budoucnosti nebude tato podpora uvažována. [54]

Pro provoz po přechodu na čištění bioplynu je vzhledem k objemovém průtoku bioplynu z vybraných technologií vhodný systém se vstupní kapacitou 500 Nm³/h, jehož parametry jsou uvedeny v tabulce níže.

Parametr	Hodnota	Jednotka
Vstupní kapacita	500	Nm ³ /h
Výstupní kapacita	275	Nm ³ /h
Účinnost čištění	99,9 %	-
Výsledný podíl metanu v produktu	97 %	-
Instalovaný výkon motoru	200	kW
Pořizovací cena	1 204 000	EUR
Provozní náklady	240 000	EUR/rok

Tabulka č. 13: Technické a ekonomické parametry vybrané jednotky pro čištění bioplynu se vstupní kapacitou 500 Nm³/h bioplynu [45], [63]

Dále je potřeba zajistit celek pro vtláčení plynu do plynárenské soustavy, a postavit těžební plynovod. Náklady na tyto celky jsou uvedeny níže, hodnoty jsou aproximovány z poznatků a údajů o instalaci celků technologie v zahraničí. Stanice leží v zóně do dvou kilometrů od vysokotlakého distribučního plynovodu, pro zjednodušení je uvažována délka plynovodu dva kilometry.

Parametr	Hodnota	Jednotka
Investice technologie vtláčení	1 285 800	EUR
Investice plynovod	600 000	EUR
Provozní náklady vtláčení	156 700	EUR/rok

Tabulka č. 14: Ekonomické parametry vtláčení biometanu do plynárenské soustavy pro hodinový průtok 275 Nm³/h

Také tyto hodnoty jsou určeny pro výše zvolenou technologii se vstupním hodinovým průtokem bioplynu 500 Nm³/h.

Jelikož je v současnosti vyráběné teplo využíváno pro vytápění a sušení v objektech zemědělského provozu, je jeho výpadek potřeba nahradit. Také je potřeba zde pokrýt technologickou vlastní spotřebu elektřiny. Konkrétně se jedná o hodnoty:

Položka	Hodnota [MWh/rok]
TVS elektřiny	1 200
TVS tepla	2 330
Ostatní využití tepla	4 160
Celková potřeba tepla	6 490

Tabulka č. 15: Spotřeba elektřiny a tepla v areálu bioplynové stanice č. 1 [54], [55]

Hlavní deficit zde leží ve spotřebě tepla, kterou nelze zcela nahradit pouze rekuperací z čištění. Při uvažované technologii o kapacitě 500 Nm³ bioplynu/h, instalovaném výkonu motoru 200 kW a účinnosti rekuperace tepla 90 % dostáváme při ročním využití instalovaného výkonu 8 500 hodin maximální hodnotu tepla 1 530 MWh/rok, bez započtení dalších ztrát v rozvodech a podobně. Jak je vidět, nestačí toto množství ani k pokrytí TVS.

Nahrazení tohoto tepelného výkonu lze provést několika způsoby. První z nich je zachování tří kogeneračních jednotek Schnell o celkovém tepelném výkonu 696 kWt v provozu. Tato varianta by počítala s využitím části bioplynu v těchto jednotkách a přinesla by s sebou kromě snížení výnosů za biometan i pokračování nákladů na opravy a údržbu těchto jednotek a jejich vybavení. Další variantou je využití existující infrastruktury pro vytápění zemním plynem. Zde je možné buď využít vyrobený biometan, což by bylo vhodné, pokud na něj lze čerpat zelený bonus, nebo nakupovat zemní plyn ze sítě. Problematika čerpání ZB na biometan spotřebovaný na místě mimo sektor dopravy doposud není úplně jasná, jelikož příslušná legislativa ještě není schválena. V současném návrhu a ekvivalentně se současným systémem pro elektřinu však stojí, že „Podpora biometanu formou zeleného bonusu se poskytuje na biometan vyrobený ve výrobně biometanu na území České republiky připojený k distribuční nebo přepravní soustavě“ [59], nikoliv pouze na biometan dodaný do sítě. Dále je potřeba předávat naměřené hodnoty vyrobeného biometanu, na základě kterých bude možné ZB čerpat, operátorovi trhu s elektřinou a plynem, a zároveň s tím dodávat hodnoty biometanu, předaného do plynárenské soustavy, jejímu provozovateli. Pokud tak bude tato možnost legální, je nutné nainstalovat kromě měřidel v předávací stanici plynárenské soustavy také měřidla pro celkové množství vyrobeného plynu. Pro zjednodušení zde bude zvolena konzervativnější varianta, tedy prodej veškerého biometanu do sítě a nákup potřebného zemního plynu za tržní cenu.

Pro vyhodnocení ekonomické efektivity obou variant, tedy využití bioplynu v KGJ a nákup zemního plynu pro kotelnu, bude použit scénář v celkovém modelu provozování. V tabulce níže jsou uvedeny některé parametry pro variantu ponechání tří kogeneračních jednotek v provozu a využití části vyrobeného bioplynu jako paliva.

Parametr	Hodnota	Veličina
Elektrický výkon	750	kWe
Tepelný výkon	696	kWt
Potřebné roční využití	7 981	hodin
Potřebné množství bioplynu	2 630 065	m ³
Provozní náklady jednotek	1 800 000	CZK/rok

Tabulka č. 16: Vybrané parametry případu krytí TVS pomocí bioplynu spáleného v KGJ stanice č. 1 [54]

Pro tuto variantu tedy dojde ke snížení disponibilního množství bioplynu pro čištění na zhruba 230 Nm³/h. Proto lze v této variantě instalovat technologii s menší vstupní kapacitou, ze zde uvažovaných jednotek konkrétně se vstupní kapacitou 300 Nm³/h a výstupem 195 Nm³/h. Tím dojde ke snížení investičních a provozních nákladů jak na tento technologický celek, tak i na celek vtlačení do plynárenské soustavy. Změní se také rekuperované množství tepla, a kromě množství biometanu, prodaného do sítě, také bude vyráběna elektřina nad rámec TVS, která bude moci být za tržní cenu prodána do elektrické soustavy. Pro variantu vytápění nakupovaným zemním plynem je přijat předpoklad, že provoz má pro tuto změnu dostatečnou infrastrukturu a nebude muset být provedena žádná investice. Před zprovozněním BPS byl pro vytápění v tomto areálu zemní plyn využíván. Žádné významné změny tak nejsou v této variantě uvažovány, dojde k pořízení technologií čištění a vtlačení o původně uvažované velikosti a zvýšení nákladů o cenu zemního plynu, potřebného k pokrytí spotřeby tepla. V těchto dvou variantách se také mírně mění množství vstupních surovin, konkrétně pro variantu se zachováním KGJ se navyšuje produkované množství bioplynu z 500 Nm³/h na maximálních 540 Nm³/h, rozdíl je dosažen změnou množství kukuřičné siláže. V roce 2033, tedy deset let po začátku hodnocení projektu, je uvažována generální oprava motorů stanice. Náklady na jeden motor jsou pro zjednodušení uvažovány ve výši 2,5 M CZK, což zhruba odpovídá současným nákladům, přepočteným do roku jejich vynaložení eskalačním faktorem 2 % ročně. Tyto náklady jsou vynaloženy jak na KGJ, tak na motor v technologii čištění.

3.3.2 Konkrétní návrh provozu stanice č. 2

Bioplynová stanice č. 2 se řadí mezi spíše menší zemědělské instalace s instalovaným elektrickým výkonem 548 kWe a tepelným výkonem 559 kWt. Roční objem výroby bioplynu se pohybuje okolo 1 900 000 m³, což odpovídá 225 m³/h. Stanice neprodává žádné teplo třetím stranám, část je ho využita pro vytápění provozních budov a v technologii výroby krmných směsí. [56]

Varianta pokračování provozu ve stávajícím režimu pro stanici neznámá žádnou významnou změnu. Bylo by dobré provést revizi a výměnu či opravu některého vybavení stanice, například elektroniky, vybavení fermentorů, rozvodů tepla a podobně, stejně jako u první uvažované stanice, i zde je odhadovaná náročnost akce zhruba 10 % velikosti původní investice, tedy 6,25 milionů korun. Poté bude možné až 10 let do konce původní životnosti výroby, tedy do roku 2033, pokračovat v provozu podobně jako doposud. Vzhledem k nízkému podílu využitého vyrobeného tepla by ale bylo vhodné v průběhu této doby navýšit jeho využití, ať už plánovaným rozšířením ohřevu teplé vody, sušením obilovin či dřevní štěpky anebo dalším pokusem o jednání s městem o využití tepla v jeho objektech, i když by se jednalo zřejmě o náročnější akci i z pohledu investic. Ideální by bylo dosažení podílu 50 % využitého

disponibilního tepla, aby byl provoz v souladu se záměry státu v oblasti energetiky. V modelu fungování bude ale provoz hodnocen v současném stavu, jelikož nejsou známy přesné údaje o možných investičních akcích pro rozšíření.

Po roce 2033 skončí garantovaná provozní podpora výroby elektřiny a tepla a projekt si tak v nejhorším případě bude muset vystačit s prodejem vyrobené elektřiny pouze za tržní cenu, případně i tepla, pokud dojde v předchozích letech k rozšíření jeho využití. Je zde také možnost provést pozdější konverzi na biometan, případně provoz BPS ukončit. To vše bude záviset na situaci provozní podpory v dalších regulačních obdobích a obecně v dalších letech v sektoru energetiky. Zde bude předmětem hodnocení nezměněný provoz do roku 2033 s provozními podporami, ročně eskalovanými, a následně do roku 2042 pouze s výkupem elektřiny za její předpokládanou tržní cenu. Stanice v současné době čerpá bonus za KVET, ten bude do modelu zahrnut v nezměněné roční výši 500 CZK/MWh až do roku 2033, stejně jako ostatní podpory. [56]

Pro provoz po přechodu na čištění bioplynu je vzhledem k objemovému průtoku bioplynu z vybraných technologií vhodný systém se vstupní kapacitou 300 Nm³/h, jehož parametry jsou uvedeny v tabulce níže.

Parametr	Hodnota	Jednotka
Vstupní kapacita	300	Nm ³ /h
Výstupní kapacita	195	Nm ³ /h
Účinnost čištění	99,9 %	-
Výsledný podíl metanu v produktu	97 %	-
Instalovaný výkon motoru	110	kW
Pořizovací cena	875 000	EUR
Provozní náklady	111 150	EUR/rok

Tabulka č. 17: Technické a ekonomické parametry vybrané jednotky pro čištění bioplynu se vstupní kapacitou 300 Nm³/h bioplynu [45], [63]

Dále je potřeba zajistit celek pro vtláčení plynu do plynárenské soustavy, a postavit těžební plynovod. Náklady na tyto celky jsou uvedeny níže, hodnoty jsou aproximovány z poznatků a údajů o instalaci celků technologie v zahraničí. Stanice leží ve vzdálenosti do 1,5 km od vysokotlakého distribučního plynovodu, v modelu je uvažována délka připojení 1,5 km. Ve vzdálenosti do 100 m od stanice se nachází středotlaký plynovod, ke kterému by bylo možné BPS připojit s výrazně nižšími náklady na stavbu těžebního plynovodu a technologie vtláčení především kvůli úsporám za kompresor. Provozní náklady by z tohoto důvodu byly také nižší. Takové připojení je potřeba podrobně konzultovat s provozovatelem distribuční soustavy plynu a vyžádat si dostupnou kapacitu pro připojení a také objem možných dodávek v jednotlivých měsících, aby bylo možné posoudit vhodnost takového připojení vzhledem k sezónním požadavkům na teplo v zemědělském provozu. Z tohoto důvodu bude zde zkoumána varianta s připojením k VTL plynovodu.[57]

Parametr	Hodnota	Jednotka
Investice technologie vtláčení	1 242 600	EUR
Investice plynovod	450 000	EUR
Provozní náklady vtláčení	111 150	EUR/rok

Tabulka č. 18: Ekonomické parametry vtláčení biometanu do plynárenské soustavy pro hodinový průtok 195 Nm³/h [48], [61], [63]

Také tyto hodnoty jsou určeny pro výše zvolenou technologii se vstupním hodinovým průtokem bioplynu 300 Nm³/h.

Jelikož je v současnosti vyráběné teplo využíváno v objektech zemědělského provozu, je jeho výpadek potřeba nahradit. Také je potřeba zde pokrýt technologickou vlastní spotřebu elektřiny. Konkrétně se jedná o hodnoty:

Položka	Hodnota [MWh/rok]
TVS elektřiny	428
TVS tepla	400
Ostatní využití tepla	740
Celková potřeba tepla	1 140

Tabulka č. 19: Spotřeba elektřiny a tepla v areálu bioplynové stanice č. 2 [56]

Potřebné teplo zde nelze nahradit rekuperací z technologie čištění, kde při uvažované technologii o kapacitě 300 Nm³ bioplynu/h, instalovaném výkonu motoru 110 kW a účinnosti rekuperace tepla 90 % dostáváme při ročním využití instalovaného výkonu 8 500 hodin maximální hodnotu tepla 935 MWh/rok, bez započtení dalších ztrát v rozvodech a podobně. Tato hodnota je relativně blízká potřebnému množství tepla, ale přesto zbývá nahradit minimálně 205 MWh tepla ročně, pokud nechce provozovatel omezovat využití tepla v areálu.

Nahrazení tepelného výkonu lze stejně jako u první stanice provést buď zachováním KGJ v provozu při sníženém ročním využití instalovaného výkonu, nebo nahrazením tohoto tepla nákupem zemního plynu ze sítě. I zde by mohla být v kogenerační jednotce spalována část vyrobeného bioplynu, čímž by došlo ke snížení jeho využitelného hodinového průtoku tak, že by bylo možné zvolit menší variantu technologie čištění. Další variantou je využití existující infrastruktury pro vytápění zemním plynem. Zde je možné buď využít vyrobený biometan, což by bylo vhodné, pokud na něj lze čerpat zelený bonus, nebo nakupovat zemní plyn ze sítě. Problematika čerpání ZB na biometan spotřebovaný na místě mimo sektor dopravy doposud není úplně jasná, jelikož příslušná legislativa ještě není schválena. V současném návrhu a ekvivalentně se současným systémem pro elektřinu však stojí, že „Podpora biometanu formou zeleného bonusu se poskytuje na biometan vyrobený ve výrobě biometanu na území České republiky připojené k distribuční nebo přepravní soustavě“ [59], nikoliv pouze na biometan dodaný do sítě. Dále je ale potřeba předávat naměřené hodnoty vyrobeného biometanu, na základě kterých bude možné ZB čerpat, operátorovi trhu s elektřinou a plynem, a zároveň s tím dodávat hodnoty biometanu, předaného do plynárenské soustavy, jejímu provozovateli. Pokud bude tato možnost legální, je nutné nainstalovat kromě měřidel v předávací stanici plynárenské soustavy také měřidla pro celkové množství vyrobeného plynu. Pro zjednodušení zde bude zvolena konzervativnější varianta, tedy prodej veškerého biometanu do sítě a nákup potřebného zemního plynu za tržní cenu. V případě této stanice je možné také přemýšlet o nahrazení části využití tepla v areálu zemědělského provozu například zemním plynem nebo biometanem, a pokrýt veškerého zbývajících potřebného tepla rekuperací tepla z motoru v technologii čištění.

Pro vyhodnocení ekonomické efektivity obou variant, tedy využití bioplynu v KGJ a nákup zemního plynu pro kotelnu, bude použit scénář v modelovém vyhodnocení provozování výroby. V tabulce níže jsou uvedeny některé parametry pro variantu ponechání kogeneračních jednotek v provozu a využití části vyrobeného bioplynu jako paliva.

Parametr	Hodnota	Veličina
Elektrický výkon	548	kWe
Tepelný výkon	559	kWt
Potřebné roční využití	917	hodin
Potřebné množství bioplynu	235 267	m ³
Provozní náklady jednotek	800 000	CZK/rok

Tabulka č. 20: Vybrané parametry případu krytí TVS pomocí bioplynu spáleného v KGJ stanice č. 2 [56]

Pro tuto variantu dojde ke snížení disponibilního množství bioplynu pro čištění na zhruba 195 Nm³/h. Proto lze v této variantě instalovat technologii s menší vstupní kapacitou, ze zde uvažovaných jednotek konkrétně se vstupní kapacitou 200 Nm³/h a výstupem 110 Nm³/h. Tím dojde ke snížení investičních a provozních nákladů jak na tento technologický celek, tak i na celek vtlačení do plynárenské soustavy. Změní se také rekuperované množství tepla, a kromě množství biometanu, prodaného do sítě. Bude také vyráběna elektřina k pokrytí TVS a části další spotřeby v areálu, zbytková potřebná energie bude za tržní cenu nakoupena z elektrické soustavy. Pro variantu vytápění nakupovaným zemním plynem je přijat předpoklad, že provoz má pro tuto změnu dostatečnou infrastrukturu a nebude muset být provedena žádná investice. V těchto dvou variantách výroby biometanu se také mírně mění množství vstupních surovin, konkrétně pro variantu se zachováním KGJ se navyšuje produkované množství bioplynu na maximálních 240 Nm³/h, rozdíl je dosažen zvýšením množství dodávané kukuřičné siláže o 650 tun ročně. V roce 2033, tedy deset let po začátku hodnocení projektu, je uvažována generální oprava motorů stanice. Náklady na jeden motor jsou pro zjednodušení uvažovány ve výši 2 M CZK. Tyto náklady jsou vynaloženy jak na KGJ, tak na motor v technologii čištění, i když při reálném uskutečnění této varianty by striktně podle počtu odpracovaných motohodin jednotky KGJ mohla být tato oprava uskutečněna až později.

4. Technicko-ekonomická analýza navržených variant

Pro zhodnocení navržených variant bude pro každou z bioplynových stanic použit model fungování stanice v programu Excel. Budou porovnány oba režimy provozu, jejich variace a diskutovány jejich výsledky. Z důvodu neznámé konkrétní výše provozní podpory biometanu bude také pro každou stanici určena její minimální potřebná hodnota. Výsledek bude dále zkoumán z pohledu nejistoty změn nákladů na vstupy pomocí citlivostních analýz.

Pro vyhodnocení projektu z ekonomické stránky je možné využít několik metod. Níže jsou popsány některé nejčastěji používané způsoby.

NPV

Čistá současná hodnota je metoda hodnocení projektu pomocí jeho peněžních toků a diskontní míry. Vyjadřuje celkový peněžní výsledek projektu převedený do doby hodnocení, očištěný o investici. Vyžaduje správné určení diskontu, doby životnosti projektu a finančních toků v jednotlivých časových obdobích hodnocení. Vzorec pro výpočet NPV je následující:

$$NPV = \sum_{t=0}^{T\check{z}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{T\check{z}} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - INV$$

<i>NPV</i>	<i>Čistá současná hodnota</i>	<i>CF_t</i>	<i>Cash Flow v roce t</i>
<i>T\check{z}</i>	<i>Doba životnosti projektu</i>	<i>r</i>	<i>Diskontní sazba</i>
<i>t</i>	<i>Rok hodnocení projektu</i>	<i>INV</i>	<i>Velikost investice</i>

Za normálních okolností lze říci, že pokud je NPV projektu nižší než 0, je se započtením časové hodnoty peněz tento projekt prodělečný a investor by se mu měl raději vyhnout. Při porovnávání více projektů je pak lepší ten, který má vyšší hodnotu NPV.

IRR

Vnitřní výnosové procento udává relativní výnosnost investice během její životnosti. Při hodnocení srovnatelných projektů je tak získána informace o výnosnosti vložených finančních prostředků, která je porovnávána s diskontem či náklady na kapitál. Pokud je vnitřní výnosové procento projektu vyšší než diskont, je projekt pro investora rentabilní. IRR je možné vypočítat ze vzorce pro NPV = 0, kde je neznámou hodnota diskontní sazby *r*, zde označená jako IRR:

$$NPV = \sum_{t=0}^{T\check{z}} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0$$

Doba návratnosti

Doba návratnosti, případně diskontovaná doba návratnosti, je jednoduchým kritériem hodnocení investice, které říká, za jak dlouho je z příjmů projektu dosaženo splacení investovaných prostředků. Pro započtení časové hodnoty peněz je možné použít diskontovanou dobu návratnosti. Toto kritérium je jednoduchým a srozumitelným způsobem hodnocení investice, ale má pouze omezenou výpovědní hodnotu.

Minimální cena jednotky produkce

Tento ukazatel ukazuje minimální prodejní cenu vyrobeného biometanu, která je určena při splnění podmínky NPV = 0. Při této ceně tak diskontované příjmy z projektu pokryjí investici do

něj. Jelikož je známa tržní složka ceny za biometan, bude určovaná minimální cena pouze druhé složky ceny biometanu, zelený bonus.

4.1 Popis samotného modelu

Model pro vyhodnocení provozu BPS se řídí podle návrhu dalšího provozu bioplynových stanic a obsahuje dvě varianty, pokračování KGJ a Biometan. V modelu jsou nejprve uvedeny současné technické parametry BPS ohledně instalovaného výkonu, výroby a spotřeby elektřiny a tepla, informace o kogeneračních jednotkách a surovinových vstupech výroby bioplynu, včetně jejich parametrů a vyrobeného množství a kvality plynu.

Další listy zachycují technické a ekonomické parametry obou zmiňovaných scénářů. Pro pokračování KGJ se ani u jedné ze stanic nepředpokládá změna v provozním režimu, proto jsou technické údaje velmi podobné současnému stavu. Navíc jsou uvedeny ekonomické údaje jako provozní náklady a ceny vykupované a nakupované elektřiny. To samé platí i pro analogický list scénáře čištění biometanu, kde jsou také uvedeny použité jednotky čištění s jejich parametry a je vyčísleno množství výstupního bioplynu, tepla a elektřiny.

Pro variantu biometan je v obou modelech možnost zvolit pokrytí vlastní spotřeby tepla, jak bylo diskutováno v návrhu provozu stanic. Lze vybrat pokrytí kogenerační jednotkou nebo nákupem zemního plynu, tento výběr se provádí na listu Varianta biometan. Veškeré údaje a výsledky modelu jsou pak automaticky vybrané variantě přizpůsobeny.

Listy **Varianta KGJ** a **Varianta biometan** obsahují samotné ekonomické vyhodnocení obou variant, včetně citlivostních analýz. Doba hodnocení projektu byla zvolena na 20 let, podle doby životnosti výroby biometanu v Návrhu technicko-ekonomických parametrů pro stanovení provozní podpory. Pro pokračování provozu pouze s kogenerační jednotkou je vyhodnocení poměrně přímočaré, je uvažováno konstantní množství vyrobené elektřiny v celých dvaceti letech, za kterou provozovatel kromě ceny od obchodníka čerpá také provozní podpory, dokud nedosáhne 20 let životnosti. Poté provozovna podle současné právní úpravy ztrácí na podporu nárok. Předpokládám, že po uplynutí této doby bude vyrobená elektřina moci být uplatněna pouze za tržní cenu obchodníka s elektřinou. Kromě účetního zisku je zde sledováno i cash flow a diskontované cash flow, na základě kterého je pak určeno NPV projektu. V této variantě jsou sledovány dvě hodnoty, NPV za celých 20 let a NPV do doby ukončení provozní podpory. Předpokládá se, že po uplynutí této doby přestane být provoz mnoha BPS rentabilní a bude tedy nutné přijmout rozhodnutí o dalším pokračování provozu stanice. Je zde také sledován ukazatel IRR za celou dobu životnosti. Specificky pro stanici č. 2 je do hodnocení zahrnuta i zbytková hodnota nesplaceného úvěru na pořízení BPS. Hodnoty jsou převzaty z původního splátkového kalendáře, nicméně součástí úvěru byly mechanismy předčasného splácení, které byly v neznámé míře uplatněny, ale pro zjednodušení bude uvažován původní plán umoření. Pro samotnou reinvestici pro prodloužení životnosti stávající technologie je předpokládáno, že provozovatel má dostatečné finanční prostředky k pokrytí této investice a financování pomocí úvěru tak není uvažováno.

Na listu **Varianta biometan** již do vyhodnocení vstupuje více proměnných a je tak o něco komplexnější. Hodnoty vstupů závisí na zmiňovaném způsobu pokrytí TVS, který zde lze vybrat. Do hodnocení i zde vstupuje množství vyrobené elektřiny, dodané do sítě, či naopak množství elektřiny, kterou je potřeba ze sítě nakoupit. Výroba či spotřeba elektřiny je i zde konstantní, s ukončením provozních podpor po skončení původní životnosti stanice. Dále je zde množství nakupovaného zemního plynu pro TVS a náklady na něj, stejně jako vyrobený biometan a jeho výnosy. Ty se skládají z jeho ceny za komoditu a zeleného bonusu, jehož výše je zde dále

určena. Dalšími položkami jsou provozní náklady podle účelu jejich vynaložení a splátky úvěru, který v případě stanice č. 2 zahrnuje i „refinancování“ zbývajících dluhových služeb. Jako výstup zde slouží ukazatel NPV za celou dobu životnosti a IRR. Také je určena minimální cena biometanu, respektive zeleného bonusu za jeho výrobu. Tato hodnota byla získána hledáním vhodného čísla při splnění podmínky $NPV = 0$. V základním souboru je vyplněna nalezená hodnota pro scénář pokrytí TVS nákupem zemního plynu.

Na dalším listu **Úvěr** je určen splátkový kalendář pro zadanou hodnotu investice a podílu vlastních zdrojů pro variantu biometanu. Splácení úvěru je anuitní a doba splacení byla podle předpokládaných bankovních požadavků nastavena na 15 let. I když projekt před sjednáním úvěru prochází kontrolou dostatečné rentability pomocí několika ukazatelů, je pro zjednodušení předpokládáno, že v tomto případě bude úvěr vždy poskytnut.

List **Diskont** obsahuje určení vážené ceny vlastního kapitálu pro obě varianty a vstupní hodnoty pro její určení. Hodnoty výsledného diskontu se liší kvůli rozdílnému poměru cizího a vlastního kapitálu v obou variantách.

4.2 Stanovení vstupů modelu

Vstupy pro vyhodnocení projektů v modelu byly převzaty v co největší míře z reálných dat o provozu bioplynových stanic, či veřejných informacích o technologiích nebo cenách. Některé vstupy musely být pro účely hodnocení odhadnuty, například budoucí eskalace vstupů nebo výše nákladů cizího kapitálu. Postup určení vstupních veličin je podrobněji popsán v této kapitole.

Diskont

Diskont zde vyjadřuje náklady na vložený kapitál investora a je vyjádřen pomocí vážené ceny kapitálu WACC. Podle poměru využití cizího a vlastního kapitálu je tak určen poměr nákladů na cizí kapitál, které jsou nejčastěji určeny úrokovou mírou úvěru, a na vlastní kapitál. Jeho náklady jsou určeny pomocí modelu CAPM, který je určuje jako součet bezrizikového výnosu a poměrné části výnosnosti tržního portfolia. Tyto hodnoty je možné vypočítat pomocí následujících vzorců:

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

$$r_e = r_f + (r_m - r_f) * \beta_L = r_f + ERP * \beta_L$$

$$\beta_L = \beta_U * [1 + \frac{D}{E} * (1 - \tau)]$$

WACC	Čistá současná hodnota	r_f	Bezriziková míra výnosnosti
r_e	Náklady vlastního kapitálu	r_m	Výnos tržního portfolia
E	Vlastní kapitál	β_l	Koeficient beta se zadlužením
D	Cizí kapitál	β_u	Koeficient beta bez zadlužení
r_d	Náklady cizího kapitálu	ERP	Equity risk premium
τ	Daňová sazba		

Za bezrizikový výnos je možné označit výnos státních dluhopisů ČR se zbytkovou splatností 10 let. Jejich výnos je v srpnu 2021 roven 1,7 %, historicky je za minulých pět let tato hodnota mírně nadprůměrná. V porovnání s hodnotou ERÚ uvedené v Návrhu technicko-ekonomických

parametrů pro stanovení provozní podpory od roku 2022, která je určena jako medián hodnot za uplynulých deset let, je hodnota zde nižší. Za minulých 10 let ale hodnota výnosu těchto státních dluhopisů vytrvale klesala, a právě v posledních pěti letech se ustálila. [65], [66] V blízké budoucnosti sice možná dojde vzhledem ke globální i domácí situaci ekonomiky ke změnám, ale v modelu jsou použity pouze aktuální hodnoty.

Poměr použitého vlastního a cizího kapitálu je záležitostí investora. Ve financování podobných projektů je ale většinou trend využití maximálního množství cizího kapitálu formou bankovního úvěru, jelikož obvykle jsou náklady na tento cizí kapitál nižší než na vlastní. Obvyklé maximum LTV úvěru pro projektové financování je 80 %. Pro varianty, kdy provozovatel investici financuje cizím kapitálem, je použita tato hodnota, v ostatních případech se předpokládá zadlužení nula procent. To vychází z hodnocení projektu z pohledu SPV, kdy se v roce 2022 předpokládá nulové zbývající zadlužení obou společností. Při porovnání s Návrhem ERÚ se tato hodnota liší poměrně výrazně, jelikož tamější hodnota je odvozena od mediánu společností OZE za období 2014–2020, v tomto hodnocení je velikost zadlužení uvažována jako hodnota na začátku hodnocení projektu, což je pro takovýto případ hodnocení obvyklý postup. [65]

Hodnota Equity risk premium zde vyjadřuje výnos investora nad rámec bezrizikové míry výnosnosti při investici do akciového trhu. Pro Českou republiku činilo v lednu 2021 přepočtené equity risk premium 6,54 %. Tato hodnota byla určena uznávaným odborníkem v oblasti, prof. Aswathem Damodaranem a stejnou metodikou byla určena i v Návrhu ERÚ. [65], [67]

Koeficient beta je možné použít buď z výpočtů prof. Damodarana, konkrétně se jedná o koeficienty dle odvětví v evropském regionu, kde pro toto konkrétní hodnocení je možné použít průměrný nezadlužený koeficient beta pro sektor zemědělství, jelikož v této práci jsou uvažované primárně zemědělské BPS, jejichž vlastníky jsou zemědělská družstva. Velikost takové nezadlužené bety je 0,38. [67] Další možností je metoda Návrhu ERÚ, která určuje hodnotu jako medián společností OZE za období 2014–2020, tato hodnota činí 0,58. [65] Nevýhodou pro toto hodnocení je ovšem zahrnutí ostatních OZE společností, jako jsou provozovatelé solárních a větrných elektráren. V tomto hodnocení bude i přes tyto své nevýhody použita hodnota určená ERÚ ve výši 0,58. Velikost zadlužené bety pro použitou strukturu s pětiovým podílem equity a daní z příjmu právnických osob ve výši 19 % pak činí 2,46.

Pro určení diskontu touto metodou je dále potřeba určit náklad vlastního a cizího kapitálu. Stanovení nákladů cizího kapitálu je poměrně přímočaré, při použití bankovního financování je tento náklad roven úrokové míře úvěru. Ta se skládá z fixní složky marže a pohyblivé složky, kterou může být například 3M PRIBOR neboli úroková míra, za kterou jsou banky ochotny nabídnout na mezibankovním trhu likviditu. V současnosti je tato hodnota 0,82, přičemž došlo k jejímu snížení z hodnot okolo 2,17 na začátku roku 2020 až na hodnoty okolo 0,36, nicméně s ústupem koronavirové krize dochází k opětovnému nárůstu. [68] Jelikož je tato hodnota pohyblivá, může investor nebo banka požadovat uzavření úrokového swapu (IRS), který zajišťuje investora proti nepříznivému pohybu úrokových sazeb. Z dat na trhu vyplývá, že za rok 2021 hodnota IRS po výrazném poklesu opět stoupá, z čehož je možné vyvodit závěr, že banky očekávají opětovné zvyšování úroků. Momentální sazba v srpnu 2021 je 1,80 a při nezměněném růstu do konce roku dosáhne předkoronavirových hodnot okolo 2,0. Konkrétní vývoj IRS Komerční banky za poslední tři roky ukazuje následující graf:



Obrázek č. 27: Vývoj ceny Interest rate swap Komerční banky od roku 2019 [69]

Ani použití swapu neodstraňuje problém pohyblivých úroků, jelikož za prvé, čistý peněžní tok z tohoto produktu je rozdíl úrokové míry swapu a v tomto případě 3M PRIBORu a za druhé, maturita úvěru bude násobně delší, než doba uzavření IRS a ten tak bude v dalších letech uzavírán znovu s rozdílnou sazbou. První problém je možné vyřešit uvažováním pouze platby investora za tento swap, což vyjadřuje maximální riziko tohoto zajištění, pokud je přijat předpoklad nemožnosti záporných úrokových sazeb. Nejjednodušším řešením druhého problému je použití aktuální sazby a zkoumání jejího vlivu na hodnocení projektu v rámci souhrnné velikosti nákladů na cizí kapitál. Závěrem je tedy stanovení úrokové míry úvěru jako součtu hodnoty 3Y IRS a marže banky, která byla určena odhadem na základě osobní zkušenosti ve výši 2 %. Další poplatky, spojené s úvěrem, jako sjednání, vedení účtu a podobně, nejsou uvažovány. Výchozí cena cizího kapitálu pro toto hodnocení je tak rovna 3,8 %. Takto určená hodnota je o dvě desetiny procenta nižší než ta v Návrhu ERÚ, která vznikla na základě dopočtení s pomocí credit risk margin, tedy rozdílu výnosů určitých korporátních a státních dluhopisů. [65]

Nyní jsou již určeny všechny vstupní hodnoty modelu CAPM a je možné vypočítat náklady vlastního kapitálu a následně i WACC. Všechny veličiny jsou shrnuty v následující tabulce:

WACC		6,02 %	
r_e	17,78 %	R_f	1,7 %
r_d	3,80 %	τ	19 %
$\frac{E}{E + D}$	0,8	B_u	0,58
$\frac{D}{E + D}$	0,2	B_l	2,46
$\frac{D}{E}$	4	ERP	6,54 %

Tabulka č. 21: Přehled vstupních a výsledných parametrů určení WACC

Jedná se o případ financování části investice pomocí cizího kapitálu. Celkové vážené náklady na kapitál při zvolené struktuře financování činí 6,02 %, při uvažování varianty pokračování provozu v současném režimu se pak změní hodnoty zadlužení, a tedy i zadlužené bety, celkové

vážené náklady na kapitál tak budou rovny 5,49 %. Výjimka nastává u stanice č. 2, u které je do výpočtu zahrnuta nesplacená jistina ve výši zhruba 16,5 M CZK. Zde byl vlastní kapitál určen sečtením původní investice do BPS a reinvestice, zatímco cizí kapitál je roven zbývajícím jistině dluhu. Diskont tak pro tuto variantu je roven 5,62 %.

Hodnoty použitých vstupních veličin byly ovlivněny změnami ekonomiky z důvodu epidemické krize. V tomto učení byly použity aktuální hodnoty, nikoliv předkrizové, jelikož není jisté, zda se situace plně vrátí k předchozímu stavu. Z hlediska hodnocení projektu bude vliv změny WACC na rentabilitu zkoumán dále. Ve srovnání s hodnotou WACC v aktuálním Návrhu technicko-ekonomických parametrů ERÚ po zdanění 6,12 % se jedná o vcelku podobnou hodnotu při uvažování nové investice, a tedy i zadlužení. [65] Hlavní odlišnosti spočívají ve volbě koeficientu beta, míry zadlužení projektu a způsobu určení nákladů na cizí kapitál tak, aby hodnoty více odpovídaly zde zkoumaným projektům. V hodnocení jednotlivých variant bude použita zde určená hodnota 6,02 %.

Doba životnosti je uvažována na dobu 20 let od konverze výroby či volbě provozu v nezměněném režimu. V obou případech tak dojde k prodloužení původně zamýšlené doby životnosti bioplynové stanice o deset let. Znamená to nutnost obnovy některého vybavení stanice, v případě pokračování v současném režimu provozu jsou to především kogenerační jednotky a další méně významné investice jako míchadla, strukturální opravy a podobně. Odhadovaná výše nákladů na tyto ostatní opravy je 10 % z původní investice. Předpokládám, že tato reinvestice bude pro účely ekonomického hodnocení vynaložena v nultém roce projektu a zajistí prodloužení doby životnosti stanice na uvažovaných 20 let. V případě přechodu na čištění bioplynu bude reinvestice ve stejné výši rovněž uvažována. Předpokládaná životnost vybavení pro čištění se pohybuje okolo patnácti let, nicméně s generální opravou po deseti letech bude pro zjednodušení uvažována reálná životnost celých 20 let hodnocení. Vynucená odstávka při této generální opravě bude mít efekt snížení prodávané elektřiny či bioplynu ve výši 20 % z normálního ročního množství, to platí i pro generální opravu KGJ, která také proběhne v desátém roce hodnocení a rovněž je předpokladem, že prodlouží životnost jednotek do konce doby hodnocení projektu.

Technické parametry výroby jako instalovaný výkon KGJ, jmenovité účinnosti, ale i spotřeba elektřiny a tepla v zemědělském provozu byly zjištěny z dokumentů o provozu bioplynové stanice, zasílané v rámci podmínek financování úvěrové institucí.

Údaje o surovinových vstupech byly rovněž převzaty z dokumentů zasílaných provozovatelem, například energetický audit či jiné vyhodnocení a také vyhodnocení současného provozu stanice. Ceny surovin byly stanoveny dle informací od provozovatelů, nicméně téměř všechny vstupy zajišťují obě bioplynové stanice z vlastní zemědělské výroby. Cena vstupů je tak často ohodnocením přímo provozovatele, nicméně nemusí odpovídat situaci na trhu. Pro stanici č. 1 byly množství vstupů a jejich cena upraveny tak, aby odpovídaly fakturovanému množství vyrobené elektřiny a nákladům na vstupy. Došlo tak sice ke zkreslení provozních poměrů, nicméně hlavní veličiny, které jsou v hodnocení používány dále, odpovídají reálným hodnotám. Pro stanici č. 2 došlo ke snížení ceny hovězí kejdy, jelikož je rovněž oceněna vnitropodnikově, a navíc je jako výnos započítáván i používaný digestát. V tomto modelu hodnocení nejsou žádné výnosy za digestát uvažovány, jelikož je veškeré množství použito v rámci firmy provozovatele. Aby došlo k ekonomickému vyrovnání, byla cena za hovězí kejdu v modelu snížena ze 60 CZK/t na 20 CZK/t.

Investiční a provozní náklady technologie čištění, vtláčení a stavby těžebního plynovodu pro biometan převzaty z reálné nabídky výrobce technologie v případě ceny zařízení pro membránovou separaci a několika studií a hodnocení reálných projektů v případě ostatních nákladů. Tyto zdroje vycházejí z údajů reálných instalací v evropských zemích, nicméně se jedná o celky, zprovozněné v době zhruba před deseti lety. I tak jsou ale zjištěné měrné provozní náklady velmi podobné hodnotám, uváděným v Návrhu ERÚ. Náklady na stavbu těžebního plynovodu se v literatuře liší, nicméně jako nejlepší odhad byla vybrána hodnota 300 EUR/m stavby. Celá velikost investice bude dále zkoumána v rámci citlivostní analýzy.

Cena elektřiny nakupované pro pokrytí spotřeby stanice byla určena z hodnot Eurostat jako průměrná cena pro průmyslové odběratele v ČR za rok 2020 v hodnotě 71,3 EUR/MWh a byla přepočítána příslušnou eskalací do prvního roku hodnocení projektu. [70] Cena vykupované elektřiny byla převzata z materiálů, poskytnutých provozovatelem BPS. Předpokládaná cena elektřiny pro tržní výkup po ukončení provozních podpor byla určena přepočítáním eskalačním faktorem do příslušného roku. Výsledné ceny jsou rovny 1 950 CZK/MWh v roce 2032 a 2 069 CZK/MWh v roce 2034, což jsou vzhledem k dosavadnímu vývoji poměrně reálné hodnoty.

Cena zemního plynu byla určena podle aktuálních hodnot komodity na burze, v srpnu 2021 činí 612 CZK/MWh. [71] Cena plynu prodělala v posledních měsících výraznější nárůst oproti obvyklým hodnotám minulých let a v blízké budoucnosti se očekává další nárůst kvůli jeho využití jako přechodného paliva při transformaci energetiky.

Eskalace cen se dotýká prakticky všech provozních nákladů a výnosů, jako jsou ceny vstupních surovin, elektřina, spotřební materiál a zemní plyn. Obecně lze na základě inflačního charakteru ekonomiky říci, že ceny všech použitých vstupů budou stoupat. Základní míra eskalace všech vstupů je zde určena podle inflačního cíle ČNB ve výši 2 % ročně. Současná inflace je sice vyšší a dosahuje přes 3 %, nicméně dle prognózy České národní banky má v horizontu jednoho roku ke dvouprocentnímu cíli přiblížit. [72] Konkrétní eskalace vstupů a důvody jejich volby jsou následující.

- Cena elektřiny a cena prodávané elektřiny v posledním roce obecně vzrostla velmi výrazně kvůli energetické politice EU a zdražení emisních povolenek, které bylo reakcí na oficiální oznámení rozšíření systému EU ETS. Tento nárůst již meziročně přesáhl 80 %, ceny futures na další roky jsou však zatím nižší než cena na letošní rok. [73] Vzhledem k diskutovaným dlouhodobým plánům v oblasti energetiky bude zřejmě trend zrychleného nárůstu ceny elektřiny pokračovat, základní hodnota eskalace ceny elektřiny bude zvolena ve výši 3 %.
- Cena zemního plynu obecně bude také růst díky zvýšené poptávce po plynu jako substitutu elektřiny zvláště v kontextu plánů na částečnou náhradu vyřazených fosilních zdrojů plynovými. I přesto na cenu zemního plynu není v současnosti vyvíjen takový tlak jako na cenu elektřiny, a proto bude v modelu základní hodnota eskalace 2 % ročně. V citlivostních analýzách pak bude zvýšená pozornost věnována scénářům s vyšší eskalací.
- Zelený bonus na biometan bude meziročně upravován ze strany ERÚ tak, aby s měnícími se hodnotami cen vstupů pro výrobu byla zachována požadovaná míra výnosnosti projektu. Jelikož cena většiny vstupů v tomto modelu bude eskalována dvěma procenty ročně, předpokládá se i nárůst zeleného bonusu na biometan o dvě procenta ročně, až do návrhem zákona stanoveného limitu 1 700 CZK/MWh. Jelikož je

uvažován i nárůst ceny zemního plynu, předpokládá se, že druhé omezení maxima ZB jako pětinasobku cen na vnitrodenním trhu s plynem nebude hrát roli.

- Provozní náklady membránového čištění se skládají více než ze tří čtvrtin z plateb za elektrickou energii, zatímco u nákladů technologie pro vtláčení do plynárenské soustavy tvoří elektřina a zemní plyn pro úpravu výhřevnosti přes 80 % všech nákladů. [48], [62] Je tak možné se zjednodušením určit eskalaci nákladů na čištění bioplynu podle eskalace ceny elektřiny jako převažujícího vstupu na 3 % ročně a stejně tak i meziroční eskalaci provozních nákladů na vtláčení biometanu do soustavy.
- Ostatní provozní náklady se skládají především z údržby a oprav vybavení stanice a kogeneračních jednotek, mezd a dalších administrativních položek a nepředpokládá se, že by se jejich eskalace měla lišit od základu udávaného inflačním cílem, tedy dvě procenta.
- Oba provozovatelé zajišťují převážnou část vstupních surovin do procesu fermentace z produkce vlastního zemědělského provozu, do eskalace jejich ceny se tak promítnou náklady na krmiva, osiva, údržbu zemědělských strojů a podobně, což jsou náklady, jejichž růst lze také očekávat na úrovni stanoveného inflačního cíle. Výchozí hodnota eskalace nákladů na vstupní suroviny tak bude v modelu stanovena na 2 %.

Odpisy jsou pro pokračování odepisování již existující technologie převzaty z dokumentů, poskytnutých provozovatelem. Ve všech případech se předpokládá rovnoměrné odepisování po dobu dvaceti let od pořízení celků, včetně nově pořizovaných technologií čištění a vtláčení biometanu. Vliv zrychlených odpisů není předmětem této práce a není tak zkoumán.

Daňová sazba z příjmu právnických osob je nyní v ČR 19 %. I když je v současné době aktuální otázka řešení narůstajícího státního dluhu a blíží se volby do Poslanecké sněmovny, neuvažuje se v modelu její změna.

Zůstatková hodnota celého projektu na konci jeho životnosti je pro zjednodušení uvažována jako nulová. Náklady na případnou likvidaci tak budou pokryty částmi technologie, které mají zbytkovou hodnotu, i v případě vyřazení KGJ. Při přechodu na čištění se počítá s prodejem jednotek a vybavení alespoň za nulový čistý výsledek, případně s využitím v jiné části firmy. Na konci životnosti celého projektu také zůstanou provozovateli stavby jako silážní jámy, jímky a podobně, které bude moci využít pro jiné účely v rámci svého zemědělského provozu, dále fermentory, které také bude možné přestavět či na jiný účel či využít ve stávajícím stavu.

4.3 Výsledky modelu

Výsledné hodnoty ekonomických ukazatelů jsou pro obě stanice shrnuty v následujících tabulkách.

Stanice č. 1: Varianta KGJ		
Položka	Hodnota	Jednotka
NPV celá životnost	-57 039	CZK T
NPV prvních 10 let	58 863	CZK T
IRR celá životnost	15 %	-

Tabulka č. 22: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 1 ve stávajícím režimu kogenerace

Stanice č. 1: Varianta biometan				
Pokrytí VS:	Zemní plyn		KGJ a bioplyn	
Položka	Hodnota	Jednotka	Hodnota	Jednotka
NPV	0	CZK T	0	CZK T
IRR	6,02 %	-	6,02 %	-
Minimální výše ZB na biometan	1 342	CZK/MWh	1 383	CZK/MWh

Tabulka č. 23: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 1 po konverzi na výrobu biometanu

Z výsledných ukazatelů ekonomické efektivity stanice č. 1 pro pokračování provozu v režimu kogenerace je zřejmé, že stanice je velmi silně závislá na provozní podpoře. Pokud jsou do NPV zahrnuti i roky po konci této podpory, je NPV silně záporné. Kritický je desátý rok hodnocení, kdy se předpokládá generální oprava kogenerace, tedy mimořádné výdaje, snížení výroby a výpadek provozní podpory, nediskontované cash flow v tomto roce je -55 milionů korun. V dalších letech jsou již výsledky vyrovnanější, účetní zisk a nediskontované cash flow se pohybují okolo -18 milionů, což není udržitelná varianta. IRR za celou dobu životnosti je sice 15 %, pro provozovatele to ale celkově znamená spíše možnost pokračovat ve fungování BPS bez výrazných změn až do roku 2031. Poté bude muset v závislosti na aktuální situaci přijmout rozhodnutí o další budoucnosti stanice.

Pro konverzi na biometan bylo hlavním zadáním určení minimální ceny biometanu, potažmo minimálního zeleného bonusu, při kterém by NPV projektu bylo rovno nule a IRR rovno stanovenému diskontu. Minimální ceny jsou rozdílné pro oba způsoby pokrytí vlastní spotřeby tepla, ale zároveň se od sebe příliš neliší. Cena 1 342 CZK/MWh, respektive 1 383 CZK/MWh je vzhledem k možnému rozpětí výše zeleného bonusu do maximálně 1 700 CZK/MWh reálná. Protože jsou v hodnocení určeny parametry provozu této výroby podobné těm v Návrhu ERÚ pro stanovení provozní podpory na následující roky, dala by se výše vypsání zeleného bonusu čekat relativně blízko těchto hodnot.

Stanice č. 2: Varianta KGJ		
Položka	Hodnota	Jednotka
NPV celá životnost	42 194	CZK T
NPV prvních 12 let	48 709	CZK T
IRR celá životnost	74 %	-

Tabulka č. 24: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 2 ve stávajícím režimu kogenerace

Stanice č. 2: Varianta biometan				
Pokrytí VS:	Zemní plyn		KGJ a bioplyn	
Položka	Hodnota	Jednotka	Hodnota	Jednotka
NPV	0	CZK T	0	CZK T
IRR	6,02 %	-	6,02 %	-
Minimální výše ZB na biometan	1 228	CZK/MWh	<u>1 879</u>	CZK/MWh

Tabulka č. 25: Výsledné finanční ukazatele hodnocení provozu stanice č. 2 po konverzi na výrobu biometanu

Ukazatele ekonomické efektivity stanice č. 2 pro pokračování provozu s kogerační výrobou jsou vyrovnanější než u první instalace a v obou případech kladné. I tak je ale v letech, kdy bude čerpána provozní podpora, vyšší. Bez ohledu na tyto výsledky je po ukončení

podpory zisk i cash flow záporné, a to okolo jednoho milionu korun. I zde by tak provozovatel měl řešit otázku, jak se bude provoz BPS vyvíjet dále.

Pro konverzi na biometan se naopak pro dva vybrané způsoby pokrytí TVS situace výrazně liší. Zatímco minimální výše zeleného bonusu na biometan v případě nákupu zemního plynu ze sítě je zde rovna 1 228 CZK/MWh, vypočtená minimální výše podpory při zachování KGJ a spalování bioplynu by musela být 1 879 CZK/MWh, což je nad zákonem stanovený limit maximální výše zeleného bonusu 1 700 CZK/MWh. Provoz tímto způsobem se tedy nevyplatí. Ani v prvním jmenovaném režimu navíc není provoz optimální, jelikož při vypočtené minimální ceně podpory je výsledek cash flow téměř ve všech letech mírně záporný. Aby k tomu kromě desátého roku s generální opravou nedocházelo, musela by nutná minimální výše zeleného bonusu být rovna 1276 CZK/MWh. Při takto nastavené podpoře by NPV činilo 6 499 CZK T a IRR 15,88 %.

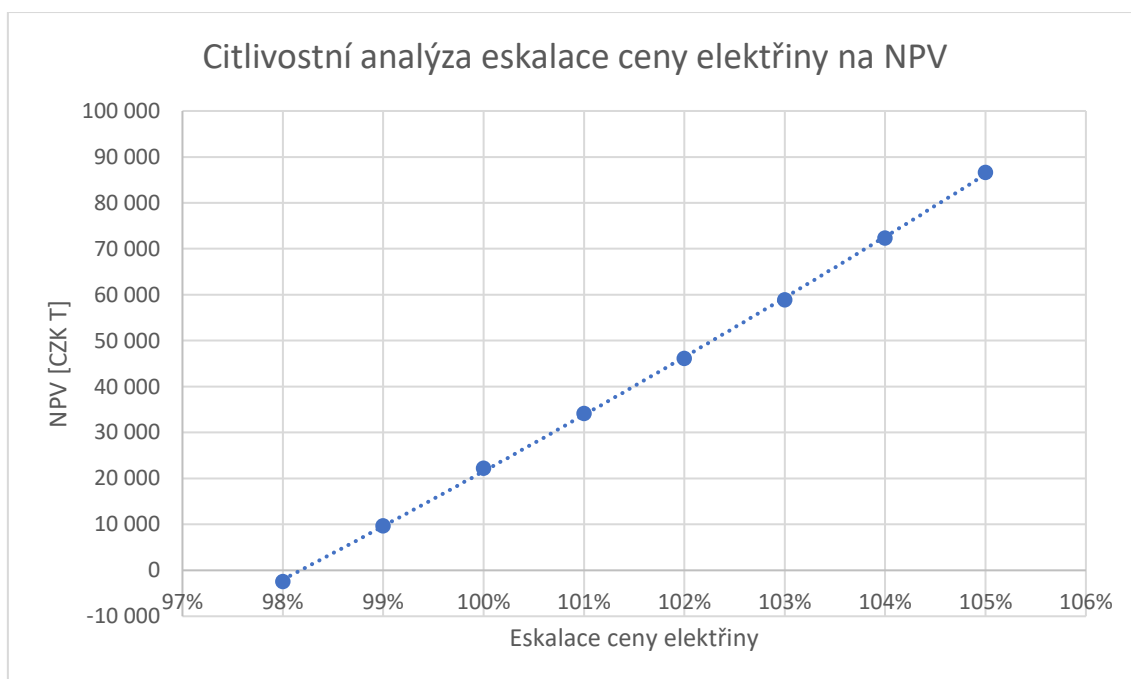
Zjištěné výsledky budou podrobněji diskutovány dále, ale už teď je možné říci, že bioplynová stanice č. 2 doplácí na svou nízkou výrobní kapacitu bioplynu a její ekonomiku negativně ovlivňují vysoké měrné náklady technologie čištění. Naopak stanice č. 1 má při stanovení mírně vyššího zeleného bonusu na biometan robustnější výsledky, což může být paradoxně způsobeno vyšší potřebou krytí tepla, a tudíž i vyšší výrobou elektřiny, která je prodávána do sítě a finančnímu výsledku pomáhá.

4.4 Citlivostní analýzy

Vliv změny jednotlivých vstupů modelu na konečné výsledky hodnocení bude zkoumán pomocí citlivostních analýz. Položkami, u kterých existují největší nejistoty v jejich určení, jsou především eskalace vstupů, ať už se jedná o cenu elektřiny, zemního plynu, vstupních surovin nebo provozních nákladů. Další zajímavou položkou je výše celkové investice do konverze provozovny, která v sobě zahrnuje části na vlastní membránovou separaci, na kompresi a vtláčení plynu do plynárenské soustavy a také stavbu poměrně dlouhého těžebního plynovodu.

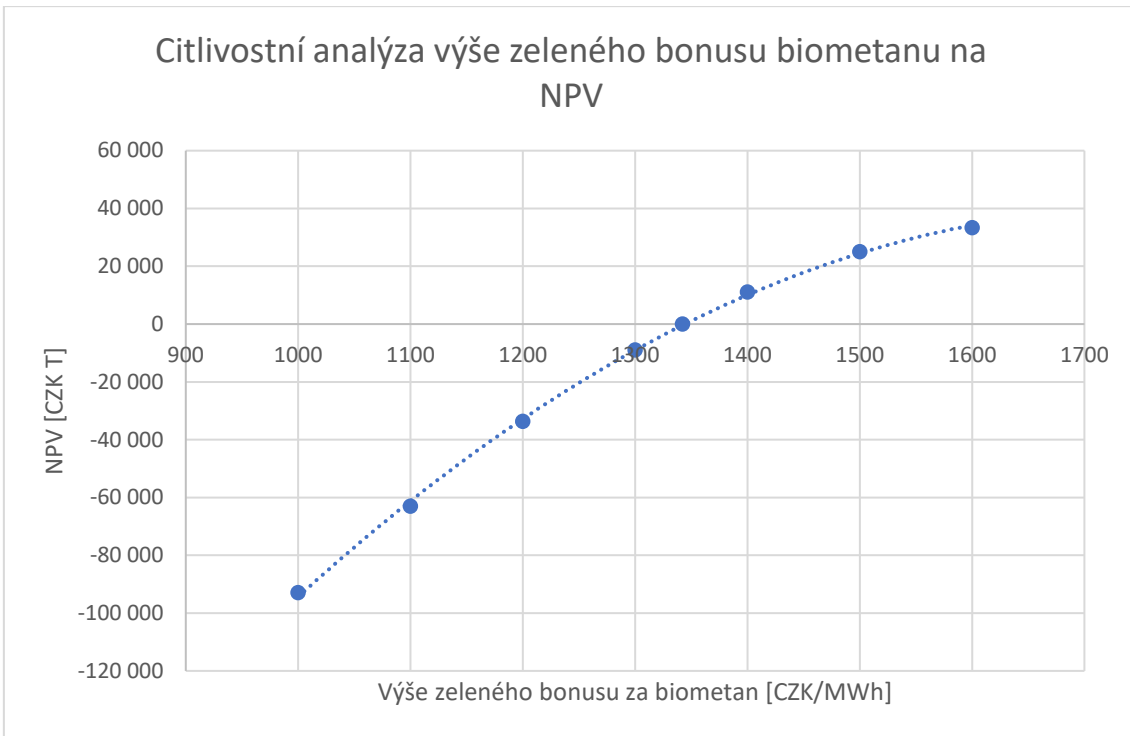
4.4.1 Analýzy pro stanici č. 1

Tato stanice má pro pokračování provozu v kogeneračním režimu velmi rozdílné ekonomické výsledky v obdobích před ukončením provozní podpory a po něm. Pokud stanice podporu nečerpá, provoz se prakticky nikdy v nezměněném režimu nevyplatí, proto jsou citlivostní analýzy konstruovány pro NPV v prvních deseti letech hodnocení projektu. V tomto období je ale provoz BPS naopak poměrně výnosný a ani větší změny eskalace vstupů či změna diskontu ho příliš neovlivní. Zajímavá je tak pouze analýza změny eskalace ceny elektřiny, která sleduje změnu NPV projektu. Jak je vidět na grafu níže, NPV projektu klesne do záporných hodnot v případě, že by se cena elektřiny meziročně snižovala o téměř dvě procenta, což není v následujících letech příliš pravděpodobné.

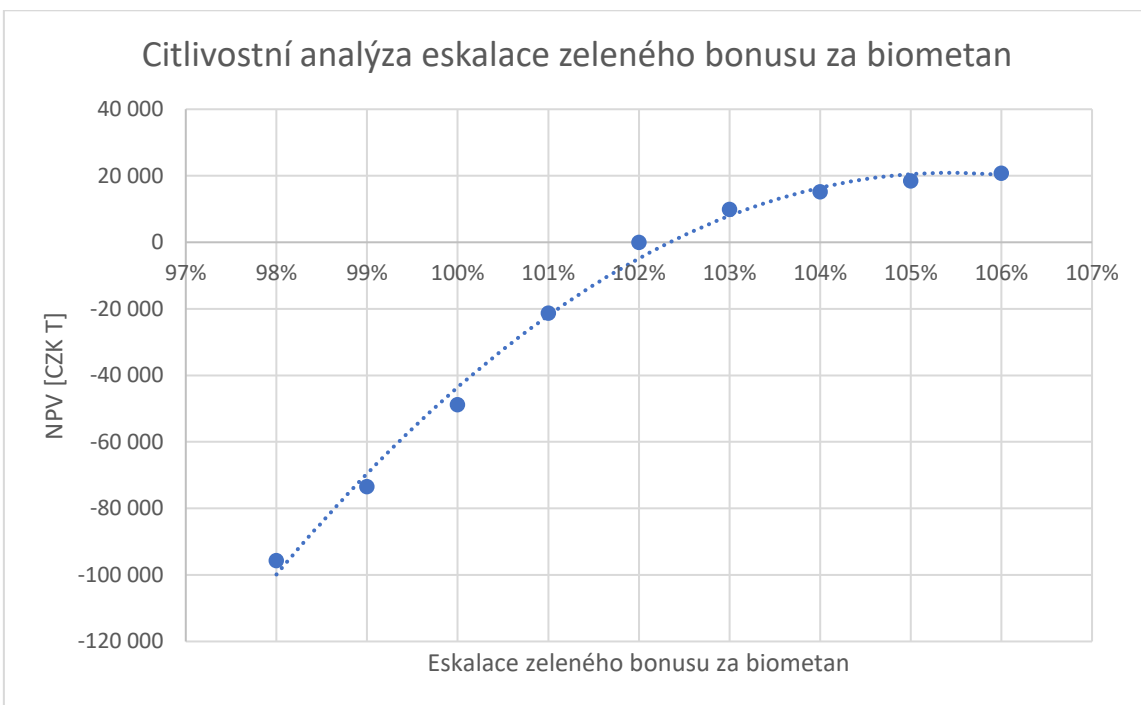


Obrázek č. 28: Citlivostní analýza eskalace ceny elektřiny na NPV pro pokračování provozu KGJ pro stanici č. 1

Pro provoz v režimu výroby biometanu již jsou citlivostní analýzy zajímavější. Z logiky hodnocení protínají při sledování změny NPV všechny analyzované veličiny nulu v té hodnotě, které jsou v modelu zvoleny jako základní. V provedených analýzách jsou sledovány především změny NPV jako hodnotícího parametru rentability instalace. Jeho hodnoty se mění vcelku očekávaně, se zvyšující se cenou elektřiny je provoz méně rentabilní, stejně jako se snižující se cenou zemního plynu. Tento trend se nemění ani při změně režimu pokrytí vlastní spotřeby. Dle očekávání je NPV velmi ovlivněno absolutní výší zeleného bonusu na biometan a jeho eskalací, jak je vidět na grafech níže.



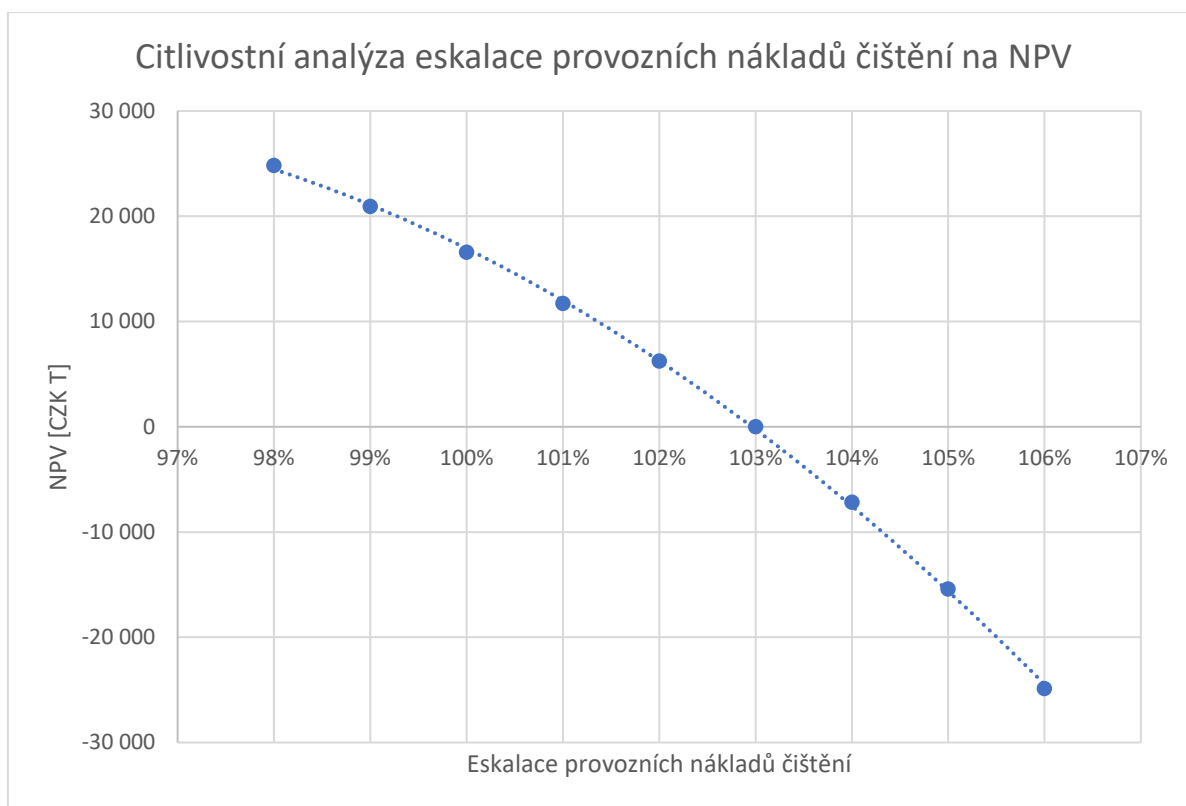
Obrázek č. 29: Citlivostní analýza výše zeleného bonusu biometanu na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem



Obrázek č. 30: Citlivostní analýza eskalace zeleného bonusu biometanu na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem

Jak je vidět na analýze eskalace zeleného bonusu, jeho legislativně daný strop zde omezuje růst NPV do hodnoty zhruba 20 milionů korun.

Vztah výše celkové investice a NPV v tomto režimu je prakticky lineární a je možné říci, že změna velikosti investice o jeden milion korun způsobí změnu NPV o sto tisíc korun. Položkou, která výsledek projektu ovlivňuje poměrně významně, je eskalace provozních nákladů na čištění bioplynu.



Obrázek č. 31: Citlivostní analýza eskalace provozních nákladů čištění biometanu na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem

Tento vliv je viditelně větší než pro eskalaci provozních nákladů vtláčení do plynárenské soustavy, změna eskalace o jedno procento zde způsobí změnu NPV o více než 6 milionů korun, zatímco pro eskalaci provozních nákladů vtláčení je změna jen něco přes 4 miliony korun.

Dále byla provedena dvourozměrná citlivostní analýza pro vliv velikosti celkové investice a výše zeleného bonusu na biometan, jejíž výsledky jsou uvedeny v tabulce níže.

Velikost investice do technologie	Zelený bonus za biometan [CZK/MWh]					
	1 250	1300	1342,24	1400	1450	1500
0						
75000	-9 069	2491	11512	22616	30618	36577
80000	-14 069	-2509	6512	17616	25618	31577
86513	-20 582	-9022	-1	11103	19105	25064
90000	-24 069	-12509	-3488	7616	15618	21577
95000	-29 069	-17509	-8488	2616	10618	16577

Tabulka č. 26: Výsledky dvourozměrné citlivostní analýzy velikosti investice do technologie a zeleného bonusu na biometan pro stanici č. 1 a režim pokrytí VS zemním plynem

Je vidět, že i změna o padesát korun na megawatthodinu biometanu posune celý výsledek projektu výrazně na jednu nebo na druhou stranu a téměř ani snížení celkové investice o deset milionů korun výsledky projektu nezachrání.

4.4.2 Analýzy pro stanici č. 2

Tato bioplynová stanice má pro pokračování provozu v kogeneračním režimu relativně dobré výsledky alespoň v ukazateli NPV i po konci provozních podpor na elektřinu. Ještě více než u předchozí stanice tady tak platí, že ani větší změna zkoumaných vstupů neposune NPV výroby do záporných hodnot. Není tak příliš zajímavé zde průběhy hodnot těchto analýz uvádět.

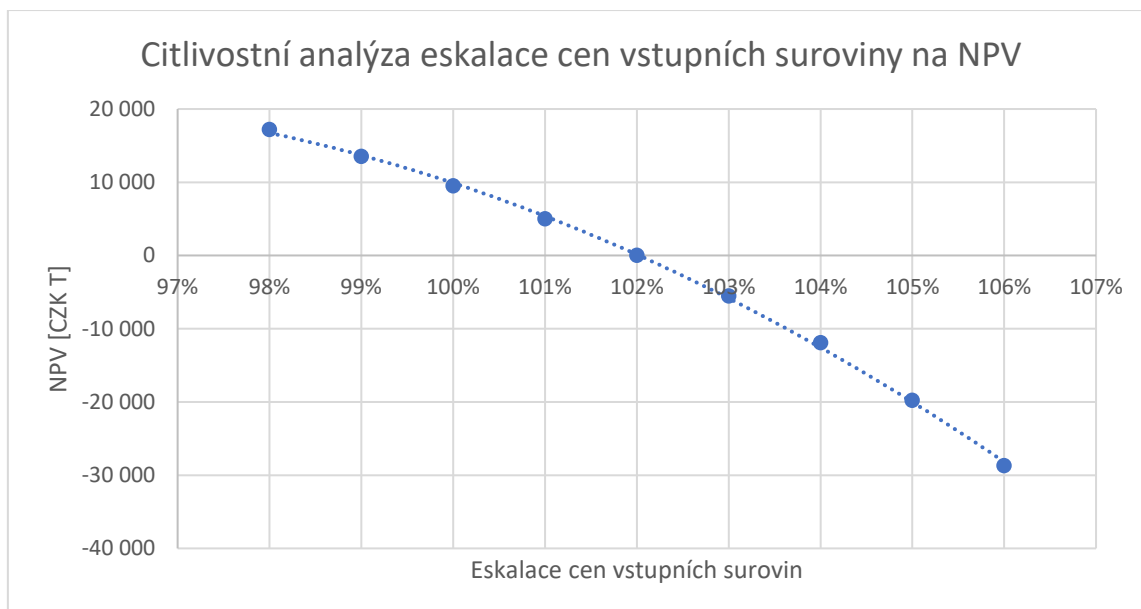
I v režimu konverze na výrobu biometanu jsou výsledky analýz velmi podobné předchozí stanici. Pro ilustraci provozu s pokrytím technologické vlastní spotřeby kogenerační jednotkou je uvedena analýza eskalace zeleného bonusu na biometan v tomto režimu.

Eskalace zeleného bonusu na biometan	Zelený bonus za biometan [CZK/MWh]					
	1 200	1300	1400	1500,00	1600	1700
-30 537						
99%	-21 267	-20 426	-19 584	-18 743	-17 901	-17 060
100%	-21 165	-20 315	-19 465	-18 615	-17 765	-16 915
101%	-21 063	-20 205	-19 346	-18 488	-17 629	-16 915
102%	-20 961	-20 094	-19 227	-18 360	-17 493	-16 915
103%	-20 859	-19 984	-19 108	-18 232	-17 357	-16 915
104%	-20 757	-19 873	-18 989	-18 105	-17 221	-16 915
105%	-20 655	-19 762	-18 870	-17 977	-17 085	-16 915

Tabulka č. 27: Dvourozměrná citlivostní analýza vlivu absolutní hodnoty zeleného bonusu za biometan a jeho eskalace na NPV v režimu krytí VS kogenerační jednotkou

Je vidět, že ani při nejvyšším možném zeleném bonusu nebude instalace v tomto režimu rentabilní. Je ale potřeba připomenout, že v režimu krytí vlastní spotřeby tepla zemním plynem je provoz rentabilní i při nižší provozní podpoře, než jaká je potřeba pro stanici č. 1.

Pro ilustraci je dále uvedena citlivostní analýza eskalace nákladů na vstupní suroviny, která ukazuje typickou situaci pro tuto BPS. Je vidět, že NPV se zde mění zhruba o pět milionů korun při změně eskalace o jedno procento.



Tabulka č. 28: Citlivostní analýza eskalace cen vstupních surovin na NPV pro stanici č. 1 a režim krytí VS zemním plynem

4.5 Diskuse zjištěných výsledků

Zkoumání provozu obou konkrétních bioplynových stanic pro rozhodnutí o dalším provozu přineslo poměrně zajímavé výsledky. Obě stanice jsou pro konverzi na výrobu biometanu vhodnými kandidáty, jelikož obě leží v doporučené zóně do 2 km od vysokotlakého plynovodu, stanice č. 2 má navíc poměrně nízké využití vyrobeného tepla. Bylo zjištěno, že při pokračování v režimu kogenerační výroby elektřiny a tepla má ze zde zkoumaných instalací překvapivě lepší výsledky stanice č. 2, i když pobírá vzhledem ke svému pozdějšímu roku uvedení do provozu menší provozní podporu, a i provozovatel byl k situaci po skončení provozních podpor skeptičtější. Jeden z faktorů, který může tuto skutečnost způsobovat, jsou nižší provozní náklady stanice. I samotné pozdější datum uvedení do provozu je výhodnější, neboť v daném období hodnocení projektu čerpá podpory stanice č. 2 déle. V hodnocení ale není zohledněno teplo, které je kogenerací vyráběno a se kterým provozovatel počítá v zemědělském provozu. To je několikanásobně vyšší u stanice č. 1 a přináší úspory, které nebyly do modelu zahrnuty. I tak ale dle mého odhadu tyto úspory nestačí na krytí ztráty v druhé polovině hodnoceného období. Závěrem lze k této variantě říci, že pro stanici č. 1, která zřejmě ještě několik let v provozu bude, je v blízké budoucnosti poměrně důležité řešit režim dalšího provozu po skončení provozní podpory, jelikož pokračování do roku 2040 a dále se v současné situaci nezdá udržitelné. Pro stanici č. 2 by se teoreticky prostor pro další provozování v kogeneračním režimu nabízel. Je ale zřejmě nutné, aby stanice rozšířila do budoucnosti své využití vyráběného tepla, ať už skutečným uvažovaným projektem ohřevu vody v areálu, nebo po určité době obnovením plánů na zavedení teplovodů k blízkému městu.

Ohledně provozu po konverzi na výrobu biometanu je pro obě stanice nejprve nutné zdůraznit vysoké měrné investiční a provozní náklady na pořízení celků čištění a vtláčení. Ani stavba těžebního plynovodu není malou investicí, v nehorším případě by pro dva kilometry její výše byla přes 15 milionů korun. Celkové náklady na konverzi jsou srovnatelné s náklady na stavbu celé nové BPS a je tak nutné, aby firma provozovatele byla v tomto případě ve stabilní ekonomické situaci. Samotná technologie a její provoz by díky zvolené membránové separaci neměla být problémem. Je zde možnost zvýšit rentabilitu projektu vytěžením tekutého CO₂ ze zařízení čištění bioplynu, takto získaný oxid uhličitý může být využíván například v potravinářství, pokud by provozovatel BPS našel vhodného odběratele.

Pro zhodnocení konkrétních výsledků tohoto projektu konverze lze u stanice č. 1 říci, že čistě ekonomicky by při platnosti přijatých zjednodušení bylo možné o akci uvažovat. Bylo by nutné zpřesnit vstupní údaje dotazem u konkrétních dodavatelů technologických celků a samozřejmě také vyčkat, dokud nebude určena výše zeleného bonusu na biometan. V tomto hodnocení je ale vypočtená výše minimálního zeleného bonusu pro rentabilní provoz stanice 1 v celkem reálném intervalu a nižší než evropský průměr i při pokrytí potřebného tepla v areálu ponecháním tří stávajících KGJ v provozu. To je zajímavá možnost také vzhledem k očekávání stoupajících cen elektrické energie, jelikož provoz KGJ bude generovat větší množství elektřiny, které bude možné do sítě prodat.

Pro stanici č. 2 by rovněž mohla být konverze zajímavá. Vypočtená minimální cena zeleného bonusu je nižší, než pro stanici č. 1, nicméně se nejedná o markantní rozdíl. Negativní vliv na tento projekt má ovšem nízká výrobní kapacita stanice, která způsobuje velmi vysoké měrné investiční a provozní náklady. Není zde vhodné uvažovat o krytí TVS tepla kogenerační jednotkou, jelikož množství prodávajícího bioplynu se sníží nad únosnou mez a ekonomika projektu tak nebude při žádné možné hodnotě zeleného bonusu rentabilní. Na závěr je možné také znovu upozornit na možnost připojit výrobu k blízkému středotlakému plynovodu, což by

mohlo přinést výrazné snížení investičních nákladů na plynovod a technologii vtlačení. Je ale nutné si vyžádat od provozovatele tohoto plynovodu detailní podmínky připojení a dostupné kapacity a porovnat je s možnostmi výroby biometanu ve stanici. Zde by naopak mohla malá výrobní kapacita být výhodou.

Obecné doporučení pro provozovatele stanic, vyplývající z tohoto porovnání, je zatím do konverze stanice neinvestovat, ale aktivněji se o tuto možnost zajímat. V nejbližších letech má výhodnější pozici stanice č. 2, nicméně s blížícím se koncem provozních podpor bude muset o změně režimu uvažovat mnohem více provozovatel stanice č. 1.

Závěr

Tématem této práce bylo ekonomické hodnocení provozu bioplynové stanice v České republice a optimalizace tohoto provozu, zejména v kontextu současných změn v energetice a chystaných provozních podpor výroby biometanu.

V první části byla provedena rešerše a hodnocení evropské a tuzemské legislativy v oblasti energetiky, obnovitelných zdrojů energie a odpadového hospodářství. Plány EU a potažmo i České republiky jsou velmi ambiciózní a zahrnují kompletní proměnu fungování ekonomiky a její posun směrem k cirkulárnímu modelu, což je přeneseno i do oblasti energetiky. Zde je hlavním tématem dekarbonizace. Postupným zpřísňováním se současné plány EU dostaly až na velmi ambiciózní cíl nulových čistých emisí v roce 2050. Tohoto cíle se členské státy snaží v současnosti dosáhnout kromě jiného vyřazováním fosilních zdrojů elektřiny a jejich nahrazováním obnovitelnými zdroji. To ale vytváří mezeru v instalovaném výkonu zdrojové základny, kterou bude nutné v nejbližších letech nahradit vhodným přechodným zdrojem elektrické energie. V případě České republiky je tímto zdrojem zemní plyn, pro jehož výrobu by mohly být využity jednak nové bioplynové stanice, především ty na zpracování odpadu, které by mohly pomoci s plněním cílů v oblasti redukce množství skládkovaného komunálního odpadu, ve kterém Česko zatím zaostává. Další možnost leží také ve stávajících instalacích, konvertovaných na výrobu biometanu. Potenciál pro tuto konverzi je poměrně vysoký, podmínkou pro využití vyrobeného biometanu vtlačení do plynárenské soustavy je vzdálenost výroby ideálně do dvou, maximálně do pěti kilometrů od vysokotlakého plynovodu. V tomto pásmu leží celkem 266, respektive celkem 383 bioplynových stanic s odhadovaným instalovaným výkonem 184,8 MW, respektive celkem 265,6 MW. To by znamenalo potenciální nahraditelnost asi 9,6 % roční spotřeby zemního plynu biometanem.

V další části byl uveden popis bioplynu a jeho přírodního či umělého vzniku. Je to směs převážně metanu a oxidu uhličitého, která vzniká anaerobní digescí organických látek. Zásadní pro tuto digesci jsou anaerobní bakterie, které rozkládají organickou hmotu. Proces probíhá ve čtyřech hlavních krocích, kterými jsou hydrolyza, acidifikace, produkce kyseliny octové a produkce metanu. V umělých podmínkách tento proces probíhá ve fermentorech, ve kterých je nutné udržovat příznivé podmínky pro tyto procesy. Hlavními podmínkami jsou vhodná teplota, nejčastěji mezi 35 °C a 42 °C, hodnota pH fermentovaného substrátu a přítomnost vhodných nutrientů. Bioplynové stanice lze rozdělit podle druhu zpracovávaných substrátů na zemědělské, průmyslové, odpadové nebo stanice v rámci ČOV. V této práci jsou zkoumány především zemědělské stanice, kterých je největší množství, v provozu je nyní asi 400 instalací. Samotný proces výroby bioplynu ve stanici lze rozdělit na několik logických stavebních bloků, kterými jsou uskladnění vstupních substrátů, jejich následná úprava, fermentace, případně několikastupňová fermentace a odstranění zbytků. Bioplyn vzniklý fermentací se pak typicky odsiřuje a je skladován v plynojemu a následně využit. V současné době je v ČR nejčastějším využitím jeho spalení v kogenerační jednotce pro výrobu elektřiny a tepla. Aby mohl být bioplyn vtlačen do plynárenské soustavy či využit v dopravě, je nutné jeho čištění, to znamená odstranění oxidu uhličitého a dalších příměsí jako jsou síra, kyslík, dusík nebo amoniak. Pro odstranění těchto příměsí existuje několik komerčně využívaných metod, například metoda střídání tlaků, vodní vypírka, fyzikální absorpce, chemická absorpce, membránová separace a kryogenní separace. Parametry všech metod čištění byly v práci popsány, stejně jako jejich výhody a nevýhody. Z pohledu komerčního využití se v poslední době nejvíce prosazuje metoda membránové separace, která pro svůj provoz nepotřebuje žádné další provozní látky například ve formě chemikálií či vody. Také proto byla zvolena jako technologie pro hodnocení

rentability konverze bioplynové stanice na výrobu biometanu v této práci. V případě zamýšleného využití pro vtláčení do plynárenské soustavy je také nutné investovat do technologického celku pro zajištění tohoto vtláčení. To znamená především stlačení biometanu na požadovaný tlak v cílovém plynovodu, měření jeho vlastností, úpravu výhřevnosti na výhřevnost zemního plynu v daném plynovodu a odorizaci. Tento proces je poměrně energeticky náročný a stejně jako čištění bioplynu s sebou přináší vysoké investice a provozní náklady. Konkrétní podmínky pro vlastnosti biometanu, vtláčeného do soustavy, stanoví vyhláška 459/2012 Sb., 108/2011 Sb. a normy TDG 983 01 a TPG 902 02.

Provozní podpora výroby biometanu je v ostatních zemích Evropy poměrně rozšířená. Jsou používány různé systémy. V Británii, Francii a Německu je to garantovaná výkupní cena, v Polsku a Švédsku je zaveden systém fiskálních pobídek, ve Finsku jde o investiční podporu a v Holandsku funguje systém zeleného bonusu. Obecně je v Evropě patrný trend přesunu od výroby bioplynu právě k biometanu. Systém podpor se různí, ale typická provozní podpora se v Evropě pohybuje okolo 60 EUR/MWh, tedy zhruba 1 500 CZK/MWh. V České republice se vypsání provozní podpory výroby biometanu pro využití v dopravě nebo vtláčením do plynárenské soustavy připravuje, konkrétní hodnota zeleného bonusu ale není zatím známa. Známa je ovšem jeho horní hranice, stanovená ve výši 1 700 CZK /MWh.

V další části této práce byly na příkladu dvou reálných bioplynových stanic v České republice zkoumány varianty dalšího provozu a rentabilita konverze na výrobu biometanu. Obě zkoumané stanice jsou provozovány v rámci zemědělského družstva a jsou do jisté míry typickými zástupci bioplynových stanic v tuzemsku. První zkoumaná výrobní byla uvedena do provozu v roce 2011 a má v současné době instalovaný výkon 1 090 kW elektrických a 1 102 kW tepelných, se čtyřmi kogeneračními jednotkami v provozu. Stanice využívá rostlinnou a živočišnou produkci zemědělského družstva, do sítě dodává zhruba 8 200 MWh elektřiny ročně. Provozovatel využívá velkou část vyrobeného tepla v objektech zemědělského areálu, žádné teplo není prodáváno třetím stranám. O konverzi na biometan díky fungující ekonomice provozovatel stanice zatím neuvažuje, nicméně v případě jejího provedení by preferoval využití pro vtláčení do plynovodu. Druhá zkoumaná stanice byla uvedena do provozu v roce 2013 a má instalovaný výkon 548 kW elektrických a 559 kW tepelných. Taktéž využívá vstupy, produkované zemědělským provozem, do sítě dodává zhruba 3 800 MWh elektřiny za rok. Na rozdíl od předchozí stanice však využívá poměrně malou část vyrobeného tepla, okolo 25 %. Toto teplo je kromě technologické vlastní spotřeby taktéž využito pro potřeby vytápění a výrobu v areálu provozovatele. Provozovatel by o konverzi přemýšlel v případě změn provozní podpory a preferuje taktéž využití vtláčením do plynovodu.

Pro obě stanice byly navrženy dvě varianty dalšího provozu. První z nich je pokračování v dosavadní kogenerační výrobě elektřiny a tepla, druhou pak konverze na biometan. V obou případech konverze na biometan je nutné řešit výpadek výroby tepla pro spotřebu provozovatele, přičemž byly navrženy dvě cesty. První z nich je ponechání potřebného množství kogeneračních jednotek v provozu tak, aby bylo pokryto teplo využívané v areálu, druhou je nákup zemního plynu ze sítě a jeho využití v původní infrastruktuře vytápění. Zatímco zachování současného provozu bioplynové stanice s sebou nepřináší žádné zásadní změny ani vysoké investice, konverze je poměrně náročná. Je potřeba vybudovat technologii membránového čištění, poté vtláčení plynu do plynovodu se všemi nezbytnostmi a také postavit těžební plynovod. Investiční náklady této akce byly zjištěny od dodavatelů technologie, případně ze studií na toto téma. Kapacita budovaných technologických celků se pro jednotlivé scénáře a varianty liší, ale obecně se u těchto stanic pohybuje mezi 70 a 90

miliony korun. Vzhledem k tomu, že obě stanice mají poměrně nízkou výrobní kapacitu bioplynu a biometanu, jsou měrné investiční i měrné provozní náklady poměrně vysoké. V měrných provozních nákladech je pro zvolenou technologii membránového čištění nejvíce zastoupena cena elektrické energie, to samé platí i pro provozní náklady celku vtláčení do plynovodu. Cena stavby těžebního plynovodu byla na základě dostupných údajů odhadnuta na 300 EUR/m.

Jako další byly stanoveny konkrétní náklady a vstupy pro model ekonomického hodnocení. Bylo zvoleno použití membránového čištění o vstupní kapacitě 500 Nm³/h, respektive 300 Nm³/h pro stanici č.1 a kapacity 300 Nm³/h a 200 Nm³/h pro stanici č. 2, podle zvoleného režimu krytí vlastní spotřeby tepla. Podle tohoto režimu se také mění možné disponibilní množství biometanu, a tudíž investiční a provozní náklady, stejně jako případný prodej přebytkové elektřiny do sítě či nákup zemního plynu, potřebného pro vytápění. Doba hodnocení obou variant provozu byla zvolena 20 let, což je i doba hodnocení v Návrhu technicko-ekonomických parametrů pro stanovení provozní podpory, zveřejněného ERÚ. Je předpokládáno, že po dvaceti letech od původního uvedení stanice do provozu bude ukončena provozní podpora výroby elektřiny a tepla a další již nebude vypsána, BPS tak bude muset v případě prodeje elektřiny fungovat na principu tržních cen téměř polovinu zde hodnoceného období.

Pro hodnocení investice bylo využito především NPV a IRR, vedlejším ukazatelem byl také stav cash flow projektu v době hodnocení. V případě konverze na výrobu biometanu bylo vzhledem k neznámé velikosti zeleného bonusu za biometan prioritou určení minimální výše tohoto bonusu pro splnění podmínky NPV je rovno nule. Tato cena vyšla ve výchozím režimu krytí spotřeby tepla pomocí zemního plynu pro stanici č. 1 ve výši 1 342 CZK/MWh, pro výrobu tepla z KGJ na 1 383 CZK/MWh. U výroby č. 2 je minimální vypočtená výše zeleného bonusu 1 228 CZK/MWh, pro režim s KGJ je potřebný zelený bonus vyšší, než je legislativně určená horní hranice a stanice by takto neměla být provozována. U této výroby byla dále diskutována možnost výhodnějšího připojení k velmi blízkému středotlakému plynovodu, kvůli potenciálně nízké kapacitě pro vtláčení by ale tato možnost měla být důkladně prokonzultována s provozovatelem plynovodu. Režim pokračování v současné kogenerační výrobě bez biometanu je pro obě stanice nicméně výhodný, v době trvání provozních podpor dokonce výhodnější, než by mohl být provoz i při maximálním stanoveném zeleném bonusu za biometan v daném časovém období. Toho jsou si vědomi i oba provozovatelé, kteří se o možnosti konverze sice informovali, ale poté usoudili, že v současné době pro ně tato akce není prioritou.

V celkovém zhodnocení lze říci, že obě stanice lze za platnosti přijatých předpokladů a zjednodušení rentabilně konvertovat na výrobu biometanu v režimu vtláčení do plynárenské soustavy. Potřebná výše zeleného bonusu pro obě stanice je vcelku reálná a je nižší, než je evropský průměr. I tak je ale nutné upozornit, že zvláště u stanice č. 2 se projevují velmi vysoké měrné investice a provozní náklady. Vzhledem k podobnosti těchto stanic s celostátním průměrem tak lze výsledky abstrahovat a říci, že při správném nastavení podpory zde obecně možnost provozovat konvertovanou výrobu biometanu je. Pro většinu provozovatelů ale zřejmě změna nebude prioritou, dokud budou přijímat provozní podporu za výrobu elektřiny, jelikož tato možnost bude ve většině případů výnosnější než konverze.

Zdroje

- [1] United Nations, "UN Conference on the Human Environment .:. Sustainable Development Knowledge Platform," Stockholm, 1973. Accessed: Jan. 10, 2021. [Online]. Available: <https://sustainabledevelopment.un.org/milestones/humanenvironment>.
- [2] UNFCCC, "The Paris Agreement | UNFCCC," *United Nations Framework Convention on Climate Change*, 2018. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (accessed Jan. 10, 2021).
- [3] European Commission, "The European Green Deal," 2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2> (accessed Nov. 29, 2020).
- [4] European Commission, *2020 Climate & Energy Package*. Brussels, 2009.
- [5] Eurostat, "Europe 2020 headline indicators - Statistics Explained," 2020. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Europe_2020_headline_indicators#The_Europe_2020_strategy (accessed Nov. 29, 2020).
- [6] European Commission, "2030 climate & energy framework - Climate Action," *2030 Climate & Energy Framework*, 2018. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (accessed Nov. 21, 2020).
- [7] European Commission, "Clean energy for all Europeans package," *European Commission*, 2019. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en%0Ahttps://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans (accessed Nov. 21, 2020).
- [8] European Parliament, *Energy Performance of Buildings Directive 2018/844*. Strasbourg, 2018.
- [9] The Publications Office of the European Union, *Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU) 2019/941*. Brussels, 2019.
- [10] The Publications Office of the European Union, *Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU) 2019/942*. Brussels, 2019.
- [11] The Publications Office of the European Union, *Regulation on the internal market for electricity (EU) 2019/943*. Brussels, 2019.
- [12] European Parliament, *Directive on common rules for the internal market for electricity (EU) 2019/944*. Brussels, 2019.
- [13] Kancelář europoslance Ludka Niedermayera, "Zimní balíček – čistá energie dostupná pro všechny Evropany," 2019. <https://www.niedermayer.cz/o-eu-a-cr-vni/articles/zimni-balicek-cista-energie-dostupna-pro-vsechny-evropany> (accessed Nov. 21, 2020).
- [14] European Commission, "EU climate action and the European Green Deal | Climate Action," *EU Climate action & Green Deal*, 2019. https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_en (accessed Jan. 07, 2021).
- [15] European Commission, "Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law)," *EUR-Lex*, 2020.

- <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1583408160802&uri=COM:2020:80:FIN> (accessed Jan. 08, 2021).
- [16] European Commission, "European Climate Pact - Climate Action," 2020. https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/pact_en (accessed Jan. 08, 2021).
- [17] European Parliament Council, *Directive 2008/98/EC on waste*. Strasbourg, 2008.
- [18] The council of the European union, *Directive 1999/31/ES on landfill of waste*. 1999.
- [19] Deloitte, "Opportunities and constraints for gas in the European coal phase out," 2019.
- [20] K. Kanellopoulos, "Scenario analysis of accelerated coal phase-out by 2030," 2018. [moz-extension://b0d834e8-4cce-4641-a18d-638dc710f312/enhanced-reader.html?openApp&pdf=http%3A%2F%2Fwww.phri.ca%2Fhope4%2Fwp-content%2Fuploads%2F2016%2F02%2FFinal-3.0_2015-09-17_Module-3S.pdf%0Amoz-extension://685be1f9-ba3a-4af7-be11-74c06c3e95e6/enhanced-](https://www.phri.ca/2018/08/29/scenario-analysis-of-accelerated-coal-phase-out-by-2030/) (accessed Nov. 29, 2020).
- [21] Ministerstvo průmyslu a obchodu, "Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu," 2019. <https://www.mpo.cz/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/vnitrostatni-plan-ceske-republiky-v-oblasti-energetiky-a-klimatu--252016/> (accessed Nov. 21, 2020).
- [22] Ministerstvo průmyslu a obchodu, "Státní energetická koncepce," 2016. <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statni-energeticka-politika/statni-energeticka-koncepcie--223620/> (accessed Nov. 21, 2020).
- [23] MŽP ČR, "ISOH | Informační systém odpadového hospodářství." <https://isoh.mzp.cz/> (accessed Nov. 29, 2020).
- [24] MŽP ČR, "Plán odpadového hospodářství ČR," 2014. https://www.mzp.cz/cz/plan_odpadoveho_hospodarstvi_cr (accessed Nov. 29, 2020).
- [25] Energetický regulační úřad, "Roční zpráva o provozu ES ČR pro rok 2019," Jihlava, 2020. [Online]. Available: <http://www.eru.cz/cs/zpravy-o-provozu-elektrizacni-soustavy>.
- [26] P. Pavlíček, "Ekonomická efektivnost výroby biometanu," ČVUT FEL, 2016.
- [27] J. Hodboď and H. Šťovíčková, "Biometan jako náhrada zemního plynu pro vytápění v ČR," *TZB-info*, 2020. <https://vytapeni.tzb-info.cz/vytapime-plynem/20293-biometan-jako-nahrada-zemniho-plynu-pro-vytapeni-v-cr> (accessed Jan. 10, 2021).
- [28] Česká bioplynová asociace, "Mapa bioplynových stanic," *Česká bioplynová asociace*. <https://www.czba.cz/mapa-bioplynovych-stanic.html> (accessed Jan. 11, 2021).
- [29] Energetický regulační úřad, "ERÚ - Informace o držitelích," 2020. <https://www.eru.cz/licence/informace-o-drzitelich> (accessed Feb. 12, 2021).
- [30] Energetický regulační úřad, "Roční zpráva o provozu plynárenské soustavy ČR," Jihlava, 2020.
- [31] Ministerstvo průmyslu a obchodu, "Rozvoj podporovaných zdrojů energie do roku 2030 (podkladový dokument NKEP)," 2019. <https://www.mpo.cz/cz/energetika/elektroenergetika/obnovitelne-zdroje/rozvoj-podporovanych-zdroju-energie-do-roku-2030-podkladovy-dokument-nkep--244303/> (accessed Jul. 15, 2021).

- [32] Merriam-Webster, "Biogas," *Merriam-Webster.com Dictionary*. <https://www.merriam-webster.com/dictionary/biogas> (accessed Jan. 11, 2021).
- [33] Česká bioplynová asociace, "Co je bioplyn?" <https://www.czba.cz/co-je-bioplyn.html> (accessed Jan. 11, 2021).
- [34] C. Da Costa Gomez, "Biogas as an energy option," in *The Biogas Handbook: Science, Production and Applications*, Elsevier, 2013, pp. 1–16.
- [35] P. Weiland, "Biogas production: Current state and perspectives," *Appl. Microbiol. Biotechnol.*, vol. 85, no. 4, pp. 849–860, 2010, doi: 10.1007/s00253-009-2246-7.
- [36] O. Škorvan, "Suchou, nebo mokrou fermentaci?," *Odpady*, 2012. <http://odpady-online.cz/suchou-nebo-mokrou-fermentaci/> (accessed Jan. 12, 2021).
- [37] J. Horáková, "Bioplynové stanice," Brno, 2017. Accessed: Jan. 12, 2021. [Online]. Available: http://web2.mendelu.cz/af_291_projekty2/vseo/files/211/17223.pdf.
- [38] T. A. S. Biosantech, D. Rutz, R. Janssen, and B. Drogg, "Biomass resources for biogas production," in *The Biogas Handbook*, Elsevier, 2013, pp. 19–51.
- [39] G. Bochmann and L. F. R. Montgomery, "Storage and pre-treatment of substrates for biogas production," in *The Biogas Handbook*, Elsevier, 2013, pp. 85–103.
- [40] Mendelova univerzita v Brně, "Anaerobní fermentace," Brno.
- [41] E. S. A. Nathalie Bachmann, "Design and engineering of biogas plants," in *The Biogas Handbook*, Elsevier, 2013, pp. 191–211.
- [42] A. Petersson, "Biogas cleaning," in *The Biogas Handbook*, Elsevier, 2013, pp. 329–341.
- [43] Association d'Initiatives Locales pour l'Energie et l'Environnement, "Biogas to biomethane: Technology review," Wien, 2012. [Online]. Available: https://www.aile.asso.fr/wp-content/uploads/2012/06/wp3-1-1_technologyreview_english.pdf.
- [44] L. Lombardi and G. Francini, "Techno-economic and environmental assessment of the main biogas upgrading technologies," *Renew. Energy*, vol. 156, pp. 440–458, Aug. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.083.
- [45] M. Beil and W. Beyrich, "Biogas upgrading to biomethane," in *The Biogas Handbook*, Elsevier, 2013, pp. 342–377.
- [46] M. Schwarz and CZ Biom, "Aktuality z oblasti biometanu," 2019. Accessed: Feb. 18, 2021. [Online]. Available: https://czbiom.cz/wp-content/uploads/5-Schwarz-Moravec_Aktuality-z-oblasti-biometanu.pdf.
- [47] I. Angelidaki *et al.*, "Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives," *Biotechnol. Adv.*, vol. 36, no. 2, pp. 452–466, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.biotechadv.2018.01.011.
- [48] W. Urban, "Biomethane injection into natural gas networks," in *The Biogas Handbook*, Elsevier, 2013, pp. 378–403.
- [49] Český plynárenský svaz, "VTLÁČENÍ BIOMETANU DO PLYNÁRENSKÉ SOUSTAVY. POŽADAVKY NA KVALITU A MĚŘENÍ," Praha, 2019. Accessed: Mar. 12, 2021. [Online]. Available: https://www.cgoa.cz/ts/pdfdoc/pripominkovarizeni/TDG_983_01_KN_5_6_2019.pdf.

- [50] Poslanecká sněmovna, *Předpis 459/2012 Sb.* Praha, 2012.
- [51] REGATRACE, "Mapping the state of play of renewable gases in Europe," 2020. Accessed: Mar. 19, 2021. [Online]. Available: <https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2020/02/REGATRACE-D6.1.pdf>.
- [52] Northern Gas Network, "Biomethane: a producer's handbook." Accessed: Mar. 19, 2021. [Online]. Available: <https://biomethane.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2015/11/NGN-Biomethane-Full-document-low-res.pdf>.
- [53] L. Klackenberg, "Biomethane in Sweden-market overview & policies," 2019.
- [54] Komerční banka, "Informace o technologii a provozu stanice č. 1," Praha, 2020.
- [55] "Kozultace s provozovatelem BPS č. 1." Praha, 2021.
- [56] Komerční banka, "Informace o technologii a provozu stanice č. 2," Praha, 2020.
- [57] "Konzultace s provozovatelem BPS č. 2." Praha, 2021.
- [58] Poslanecká sněmovna, *165/2012 Sb.* Praha: Poslanecká sněmovna Parlamentu České republiky, 2012.
- [59] Poslanecká sněmovna, "Sněmovní tisk 870/0," 2021. <https://www.psp.cz/sqw/historie.sqw?t=870&o=8&> (accessed Jul. 29, 2021).
- [60] OTE, "Vnitrodenní trh s plynem," 2021. <https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobetrhy/plyn/vnitrodenni-trh?date=2021-08-01> (accessed Aug. 11, 2021).
- [61] A. Paturska, M. Repele, and G. Bazbauers, "Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure," in *Energy Procedia*, Jun. 2015, vol. 72, pp. 71–78, doi: 10.1016/j.egypro.2015.06.011.
- [62] F. Ardolino, G. F. Cardamone, F. Parrillo, and U. Arena, "Biogas-to-biomethane upgrading: A comparative review and assessment in a life cycle perspective," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 139, p. 110588, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110588.
- [63] Zorg Biogas GmbH, "Catalogue | Biogas upgrade," 2021. <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-upgrade> (accessed Aug. 03, 2021).
- [64] A. Paturska, M. Repele, and G. Bazbauers, "Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure," *Energy Procedia*, vol. 72, pp. 71–78, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.06.011.
- [65] Energetický regulační úřad, "ERÚ - Návrh technicko-ekonomických parametrů pro stanovení provozní podpory od roku 2022 – 2. kolo," 2021. <https://www.eru.cz/-/navrh-technicko-ekonomicky-ch-parametru-pro-stanoveni-provozni-podpory-od-roku-2022-e2-80-93-2-kolo?inheritRedirect=true> (accessed Aug. 08, 2021).
- [66] World government bonds, "Czech Republic 10 Years Bond - Historical Data," 2021. <http://www.worldgovernmentbonds.com/bond-historical-data/czech-republic/10-years/> (accessed Aug. 08, 2021).
- [67] Ashwat Damodaran, "Risk premiums for other markets," 2021. <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (accessed Aug. 08, 2021).
- [68] ČNB, "Fixing úrokových sazeb na mezibankovním trhu," 2021. <https://www.cnb.cz/cs/financni-trhy/penezni-trh/pribor/fixing-urokovych-sazeb-na-mezibankovnim-trhu-depozit-pribor/index.html>.

- [69] Komerční banka, "Úrokový swap (IRS)," 2021. [https://www.kb.cz/cs/firmy-a-institute/produkty/zajisteni-rizik/urokovy-swap-\(irs\)](https://www.kb.cz/cs/firmy-a-institute/produkty/zajisteni-rizik/urokovy-swap-(irs)).
- [70] Eurostat, "Electricity prices for non-household consumers," 2021. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en&fbclid=IwAR0HSVq2SK5pGWp-gqpmiKHPGBHa4foY8_LscYP46WiKDpZSBTUgdm1YyZs (accessed Aug. 10, 2021).
- [71] kurzy.cz, "Zemní plyn - ceny a grafy zemního plynu, vývoj ceny zemního plynu 1MWh - 1 rok - měna USD," 2021. <https://www.kurzy.cz/komodity/zemni-plyn-graf-vyvoje-ceny/1MWh-usd-1-rok> (accessed Aug. 10, 2021).
- [72] ČNB, "Aktuální prognóza ČNB - léto 2021," 2021. <https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/> (accessed Aug. 12, 2021).
- [73] European Energy Exchange AG, "Futures," 2021. <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures> (accessed Aug. 12, 2021).

Seznam zkratk

BPS	Bioplynová stanice
BRO	Biologicky rozložitelné odpady
ČOV	Čistička odpadních vod
ERÚ	Energetický regulační úřad
ETS	Emissions trading system
EU	Evropská Unie
KGJ	Kogenerační jednotka
KO	Komunální odpad
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LTV	Loan to Value
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
OSN	Organizace spojených národů
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PEZ	Primární energetické zdroje
POH	Plán odpadového hospodářství ČR
SEK	Státní energetická koncepce
SPV	Special purpose vehicle
TVS	Technologická vlastní spotřeba
VTL	Vysokotlaký
ZB	Zelený bonus

Přílohy

Model technicko-ekonomického hodnocení provozu stanice č. 1:

[Ekonomicke_vyhodnoceni_provozu_bioplynov_e_stanice_priloha_1.xlsx](#)

Model technicko-ekonomického hodnocení provozu stanice č. 2:

[Ekonomicke_vyhodnoceni_provozu_bioplynov_e_stanice_priloha_2.xlsx](#)