



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta Elektrotechnická

Katedra Ekonomiky, Manažerství a Humanitních věd

Alternativní možnosti ve využití bioplynu v ČR

Alternative Possibilities of Biogas Utilization in the Czech Republic

Diplomová práce

Studijní program: Elektrotechnika, energetika, management

Studijní obor: Ekonomika a řízení energetiky

Vedoucí práce: Ing. Miroslav Honzík, Ph.D.

Karel Andrlé

Praha 2019/2020

ČESTNÉ PROHLÁŠENÍ

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

V Mnichovicích dne 05.01.2020

.....
Karel Andrlé

PODĚKOVÁNÍ

Rád bych touto cestou poděkoval panu Ing. Miroslavu Honzíkovi, PhD., za poskytnutí rozsáhlých konzultací a cenných rad, které dopomohly k dokončení této diplomové práce.

Mé upřímné poděkování patří také rodině za stěžejní a vytrvalou podporu během celé doby studií.

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Andrle** Jméno: **Karel** Osobní číslo: **384434**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Ekonomika a řízení energetiky**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Alternativní možnosti ve využití bioplynu v ČR

Název diplomové práce anglicky:

Alternative Possibilities of Biogas Utilization in the Czech Republic

Pokyny pro vypracování:

1. Současný stav výroby energie z OZE v ČR a v zemích EU, zejména z bioplynových stanic.
2. Zhodnotte současný legislativní rámec podpory výroby energie z OZE, zejména z bioplynových stanic, v ČR a v zemích EU s důrazem na možnosti zvýšení efektivnosti využití energie.
3. Porovnejte stupeň energetického využití bioplynu.
4. Zpracujte ekonomické, energetické a environmentálního hodnocení na vybraném příkladu

Seznam doporučené literatury:

ŽÁKOVEC. Biometan: hospodárné užití obnovitelných zdrojů energie. Praha: GAS, c2012. GAS. ISBN 978-80-7328-276-9. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/cz/ekis/publikace/51175>;
SEVEN ENERGY. Energetická efektivnost bioplynových stanic: Možná opatření pro vyšší stupeň využití bioplynu. Dostupné z: <https://www.mpo-efekt.cz/upload/7799f3fd595e0001fa66875530f33e8a/enefbps-zprava-2011.pdf>;
MPO. Obnovitelné zdroje energie v roce 2017. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/obnovitelne-zdroje-energie-v-roce-2017--240725/>;
MPO. NÍZKOUHLÍKOVÉ TECHNOLOGIE – Vtlačení bioplynu - IV. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/opik-2014-2020/vyzy-op-pik-2018/2018/12/NUTVI_IV-Vyzva-vtlaceni.pdf;
MPO. Obnovitelné zdroje energie - III. Výzva. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/opik-2014-2020/vyzy-op-pik-2017/obnovitelne-zdroje-energie-ii-vyzva-232060/>.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Miroslav Honzík, Ph.D., Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR

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

Datum zadání diplomové práce: **31.01.2019** Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: **20.09.2020**

Ing. Miroslav Honzík, Ph.D.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Řípka, CSc.
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

ABSTRAKT

Diplomová práce se zabývá problematikou bioplynových stanic, zejména na území České republiky. Analyzuje situaci týkající se dotační podpory tepla a elektřiny v nich vyrobených. Popisuje vývoj a aktuální stav souvisejících dotačních programů a legislativy. Na případu založeném na konkrétních reálných datech práce simuluje realizaci projektu na vyvedení tepla teplovodem z bioplynové stanice pro účely vytápění přílehlých objektů, a to z ekonomického, energetického i environmentálního pohledu a s ohledem na kritéria stanovená odpovídajícím dotačním programem.

ABSTRACT

This diploma thesis describes the field of biogas stations, mainly in the conditions of the Czech Republic. The work analyses the situation concerning subventions of heat and electric energy produced in these stations. Evolution and current state of things in the area of subvention programs and legislation is described. On the example based on specific real data the work simulates realisation of the project of heat transfer through heat pipe from the biogas station to adjacent buildings. This simulation is done from economical, energetic and environmental side of view with respect to corresponding subvention program criteria.

KLÍČOVÁ SLOVA

Bioplynová stanice, obnovitelné zdroje, dotační programy OZE, vyvedení tepla, stupeň energetického využití bioplynu.

KEY WORDS

Biogas station, renewable resources, renewable energy subsidy programs, heat transfer, the degree of energetic use of biogas.

ZKRATKY

| | |
|----------|---|
| AF | anaerobní fermentace |
| BPS | bioplynová stanice |
| CF | Cash Flow (hotovostní tok) |
| CNG | Compressed Natural Gas (stlačený zemní plyn) |
| CzBA | Česká bioplynová asociace |
| ČOV | čistička odpadních vod |
| ČR | Česká republika |
| DHM | dlouhodobý hmotný majetek |
| ERÚ | Energetický regulační úřad |
| EU | Evropská unie |
| GJ | gigajoul |
| HDP | hrubý domácí produkt |
| HU | hnědé uhlí |
| IRR | Internal Rate of Return (vnitřní výnosové procento) |
| k/M/TWh | kilo/mega/terawatthodina |
| k/MW | kilo/megawatt |
| KGJ | kogenerační jednotka |
| kPa | kilopascal |
| KVET | kombinovaná výroba elektřiny a tepla |
| MPO | Ministerstvo průmyslu a obchodu |
| Mze | Ministerstvo zemědělství |
| MŽP | Ministerstvo životního prostředí |
| NAP | Národní akční plán |
| NPV | Net Present Value (čistá současná hodnota) |
| NUT | nízkouhlíkové technologie |
| OP PIK | Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost |
| ORC | organický Rankinův cyklus |
| OTE | Operátor trhu s elektřinou |
| OZE | obnovitelné zdroje energie |
| PO | Prioritní osa |
| POZE | podporované obnovitelné zdroje energie |
| SC | Specifický cíl |
| SEI | Státní energetická inspekce |
| SEK | Státní energetická koncepce |
| SEV (bp) | stupeň energetického využití bioplynu |
| Ts | prostá doba návratnosti |
| Tsd | reálná (diskontovaná) doba návratnosti |
| TUV | teplá užitková voda |
| ÚPE | úspora primární energie |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital (vážený průměr nákladů kapitálu) |
| ZV | způsobitelné výdaje |

OBSAH

| | |
|---|-----------|
| ÚVOD..... | 10 |
| 1 SOUČASNÝ STAV VÝROBY ENERGIE Z OZE A BPS V EU A V ČR..... | 12 |
| 1.1 Programy a cíle EU týkající se OZE..... | 12 |
| 1.2 Obnovitelné zdroje energie v EU a vybraných státech EU..... | 14 |
| 1.3 Bioplynové stanice v EU a vybraných státech EU..... | 17 |
| 1.4 Situace na poli OZE a bioplynové stanice v ČR..... | 22 |
| 1.4.1 OZE a BPS v ČR..... | 22 |
| 1.4.2 Bioplynové stanice v ČR..... | 24 |
| 2 LEGISLATIVNÍ RÁMEC PODPORY VÝROBY ENERGIE Z OZE..... | 29 |
| 2.1 Zákon č. 458/2000 Sb., Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)..... | 29 |
| 2.2 Zákon č. 165/2012 Sb., Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů 31 | |
| 2.2.1 Hlava III – podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů a druhotných zdrojů a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla..... | 32 |
| 2.2.2 Hlava V – podpora tepla z obnovitelných zdrojů..... | 35 |
| 2.3 Vyhláška č. 296/2015 Sb., Vyhláška o technicko-ekonomických parametrech pro stanovení výkupních cen pro výrobu elektřiny a zelených bonusů na teplo a o stanovení doby životnosti výroben elektřiny a výroben tepla z obnovitelných zdrojů energie (vyhláška o technicko-ekonomických parametrech)..... | 37 |
| 2.4 Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu [22]..... | 38 |
| 2.4.1 Bod (1.8.) Výkupní ceny a roční zelené bonusy na elektřinu pro spalování bioplynu, skládkového plynu, kalového plynu a důlního plynu z uzavřených dolů..... | 39 |
| 2.4.2 Bod (3) Roční zelené bonusy na elektřinu z KVET..... | 40 |
| 2.4.3 Bod (C) Zelený bonus na teplo..... | 43 |
| 2.5 Vyhláška č. 477/2012 Sb., Vyhláška o stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny, tepla nebo biometanu a o stanovení a uchovávání dokumentů [26]..... | 44 |
| 2.6 Zákon č. 406/2000 Sb., Zákon o hospodaření energií [28]..... | 45 |
| 2.7 Vyhláška č. 441/2012 Sb., Vyhláška o stanovení minimální účinnosti užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie [30]..... | 46 |
| 2.8 Operační program Podnikání a Inovace pro konkurenceschopnost (OP PIK 2014–2020)..... | 48 |
| 2.8.1 Program OZE, aktivita a) Vyvedení tepla/bioplynu ze stávajících BPS, PO3 Efektivní energie, SC 3.1: „Zvýšit podíl výroby z OZE na hrubé konečné spotřebě ČR“, IV. výzva [31] [32]..... | 49 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 2.8.2 | Program OZE, aktivita d) Vyvedení tepla ze stávajících výroben elektřiny – BPS, PO3 Efektivní energie, SC 3.1: „Zvýšit podíl výroby z OZE na hrubé konečné spotřebě ČR“, V. výzva [34] | 51 |
| 2.8.3 | Program Nízkouhlíkové technologie (NUT), aktivita d) Vtláčení bioplynu, PO3 Účinné nakládání s energií, SC 3.4: „Uplatnit inovativní nízkouhlíkové technologie“, IV. výzva [31] [36].... | 52 |
| 2.9 | Národní akční plán pro obnovitelné zdroje energie (NAP pro OZE) [43] | 54 |
| 3 | PRINCIP FUNGOVÁNÍ BPS A STUPEŇ ENERGETICKÉHO VYUŽITÍ BIOPLYNU | 55 |
| 3.1 | PRINCIP FUNGOVÁNÍ BPS | 55 |
| 3.2 | TECHNOLOGIE NA VÝROBU BIOMETANU | 57 |
| 3.2.1 | Bioplynová stanice Rapotín | 59 |
| 3.3 | STUPEŇ ENERGETICKÉHO VYUŽITÍ BIOPLYNU | 59 |
| 3.3.1 | Výpočet stupně energetického využití bioplynu | 60 |
| 3.3.2 | Zvyšování efektivity využití energie | 61 |
| 4 | ENERGETICKÉ, EKONOMICKÉ A ENVIRONMENTÁLNÍ HODNOCENÍ KONKRÉTNÍ BPS | 64 |
| 4.1 | Základní energetické údaje projektu | 64 |
| 4.2 | Energetická bilance | 67 |
| 4.3 | Stupeň energetického využití bioplynu | 68 |
| 4.4 | Ekologické přínosy a kritérium hodnocení projektu | 70 |
| 4.5 | Hodnocení projektu z hlediska OP PIK | 70 |
| 4.6 | Úspora primární energie | 72 |
| 4.7 | Ekonomický model realizace projektu vyvedení tepla z BPS | 74 |
| 4.8 | Výsledky modelu | 82 |
| 4.9 | Citlivostní analýza | 88 |
| 4.10 | Zhodnocení ekonomického modelu | 95 |
| | ZÁVĚR | 97 |
| | SEZNAM GRAFŮ | 99 |
| | SEZNAM OBRÁZKŮ | 100 |
| | SEZNAM TABULEK | 101 |

| | |
|--|------------|
| BIBLIOGRAFICKÉ ZDROJE | 102 |
| PŘÍLOHA 1 – SEZNAM PRÁVNÍCH PŘEDPISŮ TÝKAJÍCÍCH SE POZE.... | 107 |
| PŘÍLOHA 2 – ZAŘAZENÍ DRUHŮ BIOMASY, KTERÉ JSOU PŘEDMĚTEM PODPORY, DO JEDNOTLIVÝCH SKUPIN PODLE KATEGORIÍ (PŘÍLOHA Č. 1 K VYHLÁŠCE Č. 477/2012 SB.)..... | 108 |
| PŘÍLOHA 3 – EKONOMICKÝ MODEL..... | 113 |

ÚVOD

V poslední době byl bioplyn v celosvětovém měřítku třetím nejrychleji rostoucím zdrojem energie hned po fotovoltaice a síle větru. Obnovitelná elektřina vyrobená z bioplynu nyní představuje zhruba 6 % celkové vyrobené obnovitelné elektřiny v EU. [1] Jednou z hlavních předností bioplynu jako zdroje energie je idea využití jinak odpadních látek jako vstupů do procesu anaerobní fermentace za vzniku energeticky cenných výstupů. Těmi může být elektřina, teplo, nebo také biometan, jehož kvalita je srovnatelná se složením zemního plynu, ale i samotný digestát. To je v určitém smyslu opět odpadní produkt, nicméně může být dále využit jako minerální hnojivo. Celý proces fungování bioplynové stanice (BPS) tak svým způsobem logicky zapadá nejen do snah o maximalizaci výroby energie z obnovitelných zdrojů a snižování emisí, ale také přibližování se uhlíkově neutrální a cirkulární ekonomice.

Zároveň jeden z možných produktů – bioplyn, popřípadě biometan – je snadno využitelný v poměrně široké škále aplikací od vytápění a chlazení přes výrobu elektřiny, využití v dopravě anebo chemickém průmyslu. Navíc je dobře skladovatelný a transportovatelný, což je v dnešní době řešící problém se skladováním elektrické energie poměrně výrazný benefit. Dále k těmto výhodám lze připočít fakt, že se jedná o velice stabilní zdroj energie během celého roku a že zejména zemědělské bioplynové stanice zpracovávají odpad jinak produkující výrazné emise metanu. [1]

Je však také nutné zmínit, že jako ve většině případů, i zde se setkáváme s několika negativy. Může to být zápach a hluk v okolí těchto provozů nebo výrazné zvýšení těžké dopravy na přilehlých komunikacích nebo nešvar v podobě cíleného pěstování biomasy (určené pro fermentaci v BPS) na orné půdě. Tyto problémy však lze zodpovědným přístupem provozovatelů BPS téměř eliminovat.

Ve světě je v současné době více než 17 500 BPS a okolo 500 stanic na výrobu biometanu, v ČR pak více než 570 BPS. Hlavní boom tohoto odvětví v České republice probíhal díky štědré podpoře od státu mezi roky 2010-2014. Bez zásadní změny legislativy a systému podpory se však toto zvýhodnění blíží svému konci, a proto je nasnadě uvažovat, jak s těmito provozy naložit do budoucnosti. Původní podpora byla zaměřena hlavně na produkci elektřiny, a tak v současné době většina BPS využívá jen část energie, kterou vyprodukuje. V tomto smyslu se jedná zejména o teplo, které je mařeno v chladiči a které by jinak mohlo být využito například pro vytápění objektů samotné provozovny, nebo vyvedeno teplovodem do blízkých objektů – škol, úředních a veřejných budov nebo rodinných domů. Za tímto účelem byla v ČR vypsána podpora v rámci Operačního Programu Podnikání a Inovace pro Konkurenceschopnost 2014-2020 (OP PIK) na vyvedení tepla nebo bioplynu z bioplynových stanic, která běží i v současnosti, a podpora na vtláčení biometanu do sítě nebo jeho plnění v rámci místní infrastruktury.

Tyto způsoby zvyšování stupně energetického využití bioplynu (tedy zprostředkovaně vstupní suroviny pro výrobu energie) jsou nyní v hledáčku některých bioplynových stanic

v České republice a pravděpodobným trendem, kam se odvětví bude v několika následujících letech posouvat. Proto se jedná o hlavní předmět zájmu této diplomové práce. Stručně se zabývá historickým vývojem, na jehož konci je současná situace řešící další směřování výroben energie z bioplynu. Dále detailně popisuje situaci na poli státní podpory BPS, věnuje se jak základním procesům probíhajícím při vzniku bioplynu, tak způsobům zvyšování využití tohoto média, a nakonec detailně rozebírá jak z ekonomického, tak z energetického a environmentálního hlediska konkrétní případ projektu vyvedení tepla teplovodem z bioplynové stanice do okolních objektů. Cílem je zjistit, zda se tento projekt za stávajících podmínek dotační podpory vyplatí, jak ovlivní ukazatele energetického využití bioplynu a snížení emisí a jakou zvolit nejvhodnější formu financování.

1 SOUČASNÝ STAV VÝROBY ENERGIE Z OZE A BPS V EU A V ČR

1.1 Programy a cíle EU týkající se OZE

Současná situace v oblasti výroby energie z obnovitelných zdrojů energie (zkráceně OZE, což představuje energii vodní, větrnou, biomasy, geotermální a sluneční) na území celé Evropské unie do velké míry vychází z tzv. Klimaticko-energetického balíčku přijatého Evropskou Komisí v roce 2009. Ten představuje soubor legislativních předpisů a opatření, pomocí kterých má Evropská unie do roku 2020 dosáhnout snížení emisí skleníkových plynů o 20 %, zvýšit podíl energie z OZE na celkové hrubé spotřebě na 20 % a zvýšit energetickou účinnost v Evropě o 20 %, to vše vůči hodnotám z roku 1990 (tzv. cíle „20-20-20 do 2020“). A navíc do roku 2020 docílit podílu 10 % biopaliv v pohonných hmotách. V roce 2009, v době přijetí balíčku, se odhadovalo, že splnění cílů bude vyžadovat náklady do 0,5 % HDP, což představuje asi 3 € týdně na každého občana EU. V případě nečinnosti by náklady údajně měly být až desetkrát vyšší. V souvislosti s dlouhodobějším cílem se pak hovořilo o snížení emisí až o 50 % do roku 2050. [2]

V roce 2009, kdy byl balíček přijat, činil průměrný podíl OZE v EU pouze 9 %.

K roku 2015 byly emise skleníkových plynů na území EU sníženy již o 22 %, tedy tento závazek byl splněn, a dokonce s významným předstihem. [3]

Cíle jsou mezi členské státy EU rozděleny podle jejich ekonomických, geografických a dalších možností tak, aby EU jako celek splňovala výše uvedené hodnoty. Pro Českou republiku tak platí cílová hodnota podílu energie z OZE 13 % (v roce 2009 9,9 %). Pro srovnání – např. pro Švédsko, které vykazuje největší podíl, je to 49 % (v roce 2009 48,2 %) a nejméně, pro Maltu, je to 10 % (v roce 2009 0,2 %), průměr EU v roce 2009 činil 12,4% podíl OZE na konečné hrubé spotřebě energie. [4] Základní hodnoty a vývoj naplňování stanovených cílů ukazuje následující tabulka 1.1.

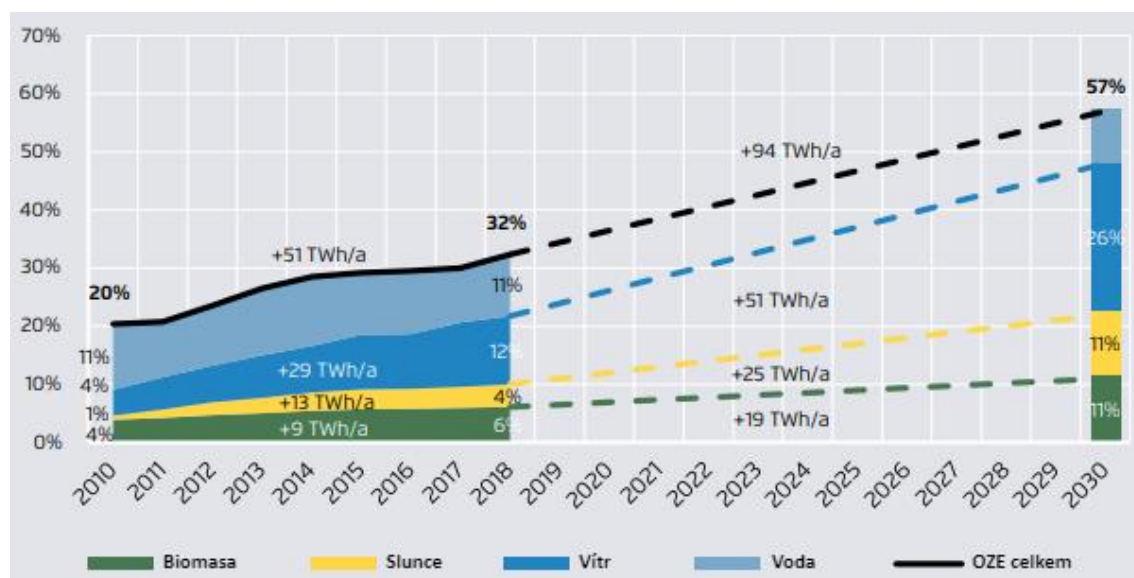
Tabulka 1.1 – Vývoj podílu OZE na konečné hrubé spotřebě energie v EU a vybraných státech (zdroj: [5], [4], [6], [7])

| Stát | Podíl OZE na konečné hrubé spotřebě energie [%] | | |
|-------------------|---|------|----------|
| | 2009 | 2016 | cíl 2020 |
| EU | 12,4 | 17,0 | 20 |
| Česká republika | 9,9 | 14,9 | 13 |
| Slovensko | 9,4 | 12,0 | 14 |
| Polsko | 8,7 | 11,3 | 15 |
| Švédsko (nejvíce) | 48,2 | 53,8 | 49 |
| Dánsko (střed) | 20,0 | 32,2 | 30 |
| Malta (nejméně) | 0,2 | 6,0 | 10 |

Z výše uvedených dat se jeví velmi reálné, že stanovené závazky budou k roku 2020 naplněny. V roce 2016 splnilo dohodnuté procentuální podíly OZE na konečné hrubé spotřebě energie 11 států z EU28 a další tři jsou k dané metě velmi blízko (Rakousko, Portugalsko, Slovensko). Mezi země, které mají ke splnění svých podílů nejdále, patří Francie (16 % z 23 %), Irsko (9,5 % z 16 %), Lucembursko (5,4 % z 11 %) a Nizozemí (6 % z 14 %). Nicméně EU28 jako celek dosahovala v roce 2016 17% podílu, přičemž cíl je 20 %.

V dalším období po roce 2020 byly stanoveny cíle určené tzv. Zimním energetickým balíčkem, který byl přijat v roce 2016. Tyto cíle byly ještě konkretizovány v roce 2018, kdy byla schválena dlouhodobá strategie pro dekarbonizaci evropské ekonomiky. Do roku 2030 se plánuje snížení energetické spotřeby o 32,5 % a snížení emisí CO₂ alespoň o 40 % společně s omezením používání fosilních paliv, dekarbonizací a s ukončením využívání uhlí. Zároveň by se mělo vyrábět 57 % elektřiny z obnovitelných zdrojů (v roce 2018 činí tento podíl 32 %) a podíl energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie by měl činit minimálně 32 %. [8] Příspěvky k tomuto cíli od jednotlivých členských států budou definovány jejich Integrovanými národními energeticko-klimatickými plány. [9] Pro nové elektrárny balíček zavádí maximální hranici 550 g CO₂ na kWh, přičemž pro stávající bude tento limit závazný od roku 2026. [10]

Dlouhodobá prognóza vývoje podílu výroby elektřiny z OZE zveřejněná Evropskou komisí v roce 2018 má charakter podle obrázku 1.1. Podíl větrné energie se v následující dekádě více než zdvojnásobuje, stejně jako podíl energie ze slunce. Pro biomasu je předpokládán růst rovněž na téměř dvojnásobnou hodnotu. Pouze vodní energie zůstává v dlouhodobém výhledu na stejných hodnotách.



Obrázek 1.1 – Prognóza vývoje podílu OZE na celkové produkci elektřiny v EU. (zdroj: [8], upraveno)

Vzhledem ke stálému růstu ekonomiky, fenoménu průmyslu 4.0 a obecně nástupu nových technologií bude i přes snahu maximalizovat úspory dále stoupat spotřeba elektrické energie napříč odvětvími. Tento růst se předpokládá okolo 18 % do roku 2030. Tedy, pokud má být zachován současný podíl 32 % elektřiny z OZE, musí jejich produkce

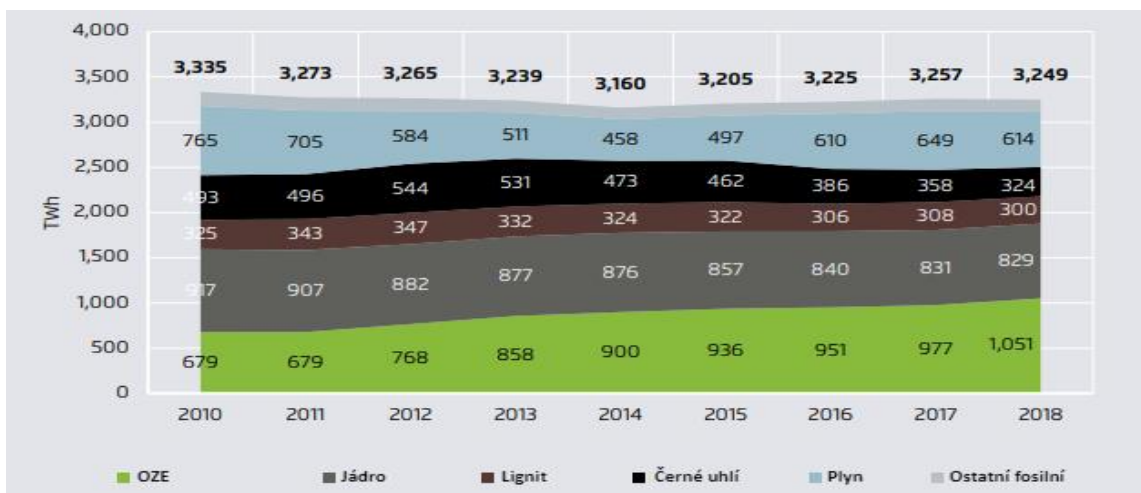
vzrůst taktéž o stejnou hodnotu. Jestliže tedy mezi roky 2010-2018 došlo k růstu produkce elektrické energie o 51 TWh, pak do roku 2030 to musí být o 94 TWh, aby byl dosažen plánovaný 57% podíl. [8] V absolutních číslech tak lze porovnat tempa růstu – zatímco v prvním období 2010-2018 představoval růst zhruba 5,7 TWh ročně, pak mezi roky 2018-2030 to musí být alespoň 7,9 TWh ročně, tedy 139 % hodnoty prvního období. Technologie se sice neustále zlepšují, zvyšuje se jak jejich účinnost, tak i ekonomická dostupnost, ale takto vysoké hodnoty růstu mohou vést k určitému skepticizmu co se důvěry v dosažení stanovených cílů týče. Na druhou stranu určitý pesimismus panoval i v roce 2009 při vyhlášení Energeticko-klimatického balíčku a nyní je evidentní, že více než polovina členských zemí své limity již prakticky splnila a většina ostatních se k nim také úspěšně blíží. Je otázkou, zda se povede dosáhnout globálně stanoveného cíle, ale již nyní lze hodnotit snažení současné dekády jako úspěšné, alespoň tedy do míry naplňování vytyčených ukazatelů.

1.2 Obnovitelné zdroje energie v EU a vybraných státech EU

V této podkapitole bude nejprve stručně popsán aktuální energetický mix Evropské unie, dále pak současný stav produkce energie z obnovitelných zdrojů.

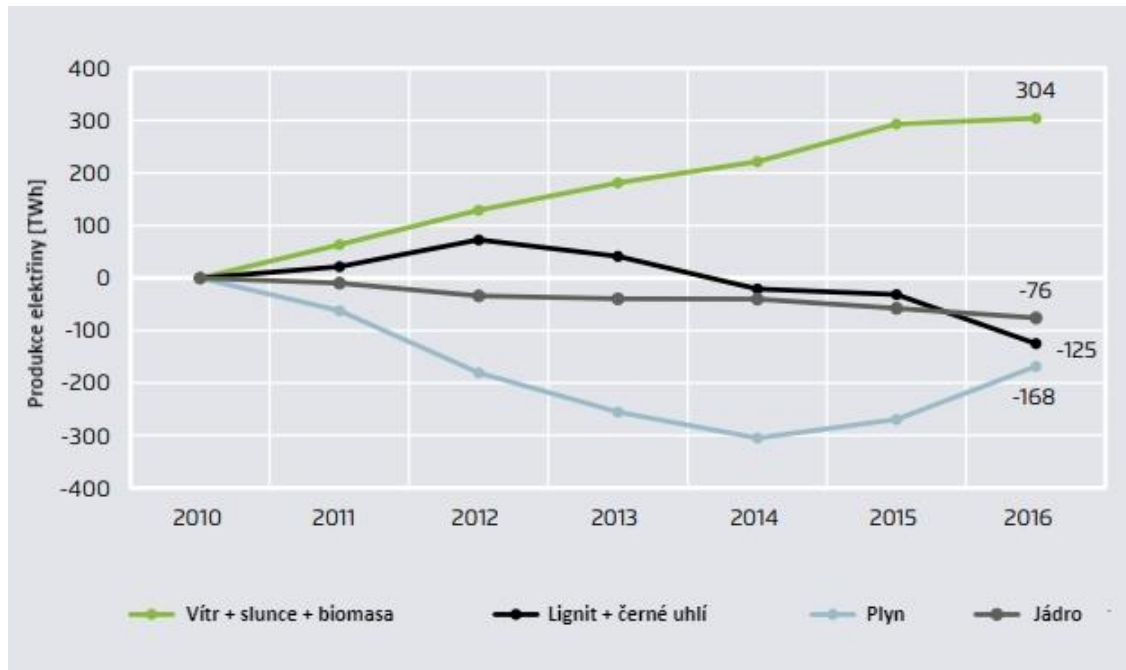
Podle posledních dat z roku 2017 byl v EU podíl OZE na konečné hrubé spotřebě energie 17,5 % a podíl OZE na výrobě elektřiny v roce 2018 32,3 %.

Produkce elektřiny v EU28 byla v minulých letech složena z jednotlivých zdrojů tak, jak ukazuje obrázek 1.2. Je zde evidentní rapidní růst produkce z OZE až na současných 1051 TWh, což představuje více než 150 % hodnoty z roku 2010. Výroba elektřiny z uhelných zdrojů postupně klesá a v roce 2018 činila 624 TWh oproti 818 TWh v roce 2010 (tj. těsně po přijetí Energeticko-klimatického balíčku). Produkce elektřiny z plynu výrazně klesala až do roku 2014, kdy nastal obrat v trendu a od té doby dochází k pozvolnému růstu. Lze tedy pozorovat určitý posun výroby elektřiny od uhelných elektráren k plynovým. Tento vývoj ještě zesílil v roce 2016, kdy došlo k poklesu produkce elektřiny z uhlí o 12 % a naopak nárůstu výroby z plynu na 20 %.



Obrázek 1.2 – Produkce elektřiny v EU28 (zdroj: [8], upraveno)

Na obrázku 1.3 je zobrazen vývoj produkce elektřiny v EU z jednotlivých zdrojů od roku 2010, jehož hodnoty jsou použity jako výchozí. Výrazně je zde vidět výše popsáný trend přechodu produkce elektřiny z uhlí na výrobu v plynových zdrojích a zejména pak rapidní růst elektřiny z OZE.



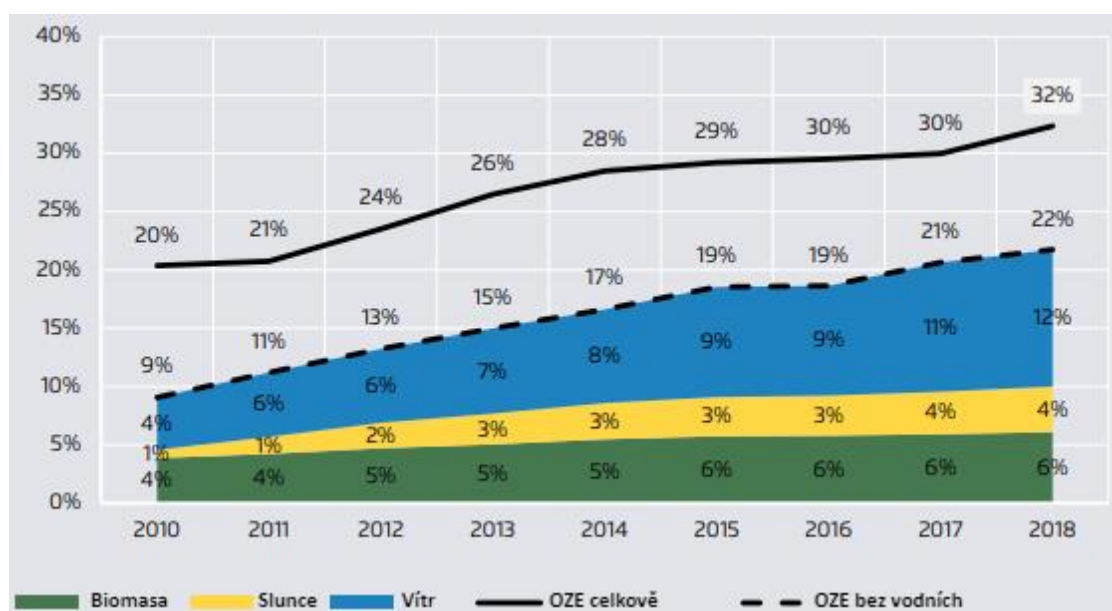
Obrázek 1.3 – Vývoj produkce elektřiny v EU od roku 2010 (zdroj: [8], upraveno)

Produkce elektřiny v jednotlivých vybraných zemích EU byla v roce 2018 rozložena tak, jak ji ukazuje tabulka 1.2. Z dat jsou patrné rozdíly popsané v úvodu této kapitoly – jednoznačným lídrem v produkci elektřiny z OZE je Švédsko následované Dánskem. Česká republika se stále ve velké míře spoléhá na uhelné elektrárny a jádro. V Polsku je vliv uhlí ještě výraznější, což je zapříčiněno mimo jiné i absencí jaderných zdrojů. To ale nemusí mít dlouhého trvání, jelikož běží intenzivní jednání o vybudování první jaderné elektrárny v Polsku. V Německu pak v současné době v důsledku energetické politiky „Energiewende“ a odklonu od jaderných zdrojů dochází k významné transformaci energetického sektoru a k zásadnímu posilování role OZE.

Tabulka 1.2 – Produkce elektrické energie v EU28 a ve vybraných zemích EU v roce 2018 (zdroj: [8], upraveno)

| | Lignit | Černé uhlí | Ostatní fosilní | Plyn | Jádro | Vodní | Slunce | Vítr | Biomasa | Spotřeba | Import | Produkce |
|-----------|--------|------------|-----------------|------|-------|-------|--------|------|---------|----------|--------|----------|
| [TWh] | | | | | | | | | | | | |
| EU28 | 300 | 324 | 131 | 614 | 829 | 344 | 127 | 382 | 198 | 3276 | 26 | 3249 |
| ČR | 37 | 4 | 3 | 4 | 30 | 2 | 2 | 1 | 5 | 73 | -14 | 87 |
| Slovensko | 1 | 1 | 1 | 2 | 15 | 4 | 1 | 0 | 2 | 30 | 4 | 27 |
| Polsko | 49 | 80 | 5 | 11 | 0 | 2 | 0 | 13 | 8 | 175 | 6 | 169 |
| Německo | 146 | 83 | 26 | 84 | 76 | 17 | 46 | 112 | 52 | 595 | -47 | 642 |
| Švédsko | 0 | 0 | 3 | 1 | 69 | 62 | 0 | 16 | 11 | 147 | -17 | 164 |
| Dánsko | 0 | 6 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 15 | 8 | 36 | 5 | 32 |

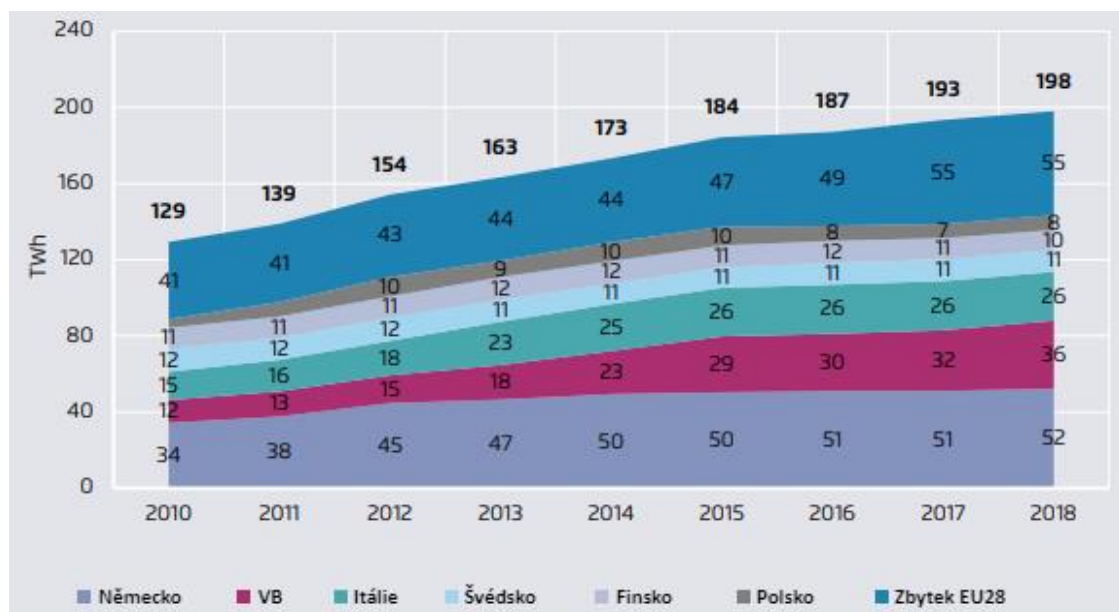
Nyní se již v datech zaměříme konkrétněji, a to na situaci v produkci elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Podíl jednotlivých OZE v EU je k roku 2018 následující, jak ukazuje obrázek 1.4. Celkově jde o meziroční růst 2,3 %, což je v kontextu posledních čtyř let prakticky dvojnásobná hodnota, která odpovídá růstu podílu OZE v prvních letech po přijetí Energeticko-klimatického balíčku a vyhlášení cílů 20-20-20 do roku 2020. Největší měrou k tomuto růstu přispěly vodní elektrárny, téměř polovinou. Celkově největší podíl mezi OZE mají elektrárny větrné – 12 %. Elektřina vyrobená ze slunečního záření představuje 4 % a biomasa 6 %. Růst v těchto segmentech je v řádech desetin procent.



Obrázek 1.4 – Procentuální podíl jednotlivých OZE na produkci elektřiny z OZE v EU k roku 2018 (zdroj: [8], upraveno)

Pokud jde přímo o biomasu, v rámci EU produkce elektřiny z tohoto zdroje meziročně roste zhruba o 2-3 %, což představuje okolo 5 TWh. Obecně produkce elektřiny

z biomasy zpomaluje svůj výraznější růst z posledních let (asi poloviční oproti hodnotám z poslední dekády), nicméně stále roste. Nejvýznamnějšími producenty elektřiny z biomasy jsou Německo, Velká Británie a Itálie, jak je vidět na obrázku 1.5. Růst nyní pochází především z Velké Británie, kde byla uvedena do provozu nová elektrárna na biomasu a kde došlo k úpravě bývalé uhelné elektrárny Drax na spalování biomasy. Do budoucna Velká Británie plánuje obdobnou úpravu ještě jedné uhelné elektrárny a totéž se chystá v Dánsku na dvou uhelných elektrárnách. Tedy jedná se o poměrně velké projekty, které ovlivní růst podílu biomasy i v dalších letech. [8]



Obrázek 1.5 – Produkce elektřiny z biomasy v EU28 (zdroj: [8], upraveno)

1.3 Bioplynové stanice v EU a vybraných státech EU

Evropská unie je lídrem v odvětví biomasy. V roce 2015 činil instalovaný výkon elektráren na biomasu v EU 30 GW, přičemž světová hodnota představovala 106 GW. Pro srovnání, na druhé pozici jsou USA s 16,7 GW, následované Čínou a Brazílií, které mají okolo 10 GW. Celková světová produkce elektřiny z biomasy byla v roce 2015 474 GWh, přičemž podíl EU činil 178 TWh, USA 69,1 TWh. Dominanci EU v tomto sektoru dokazují i hodnoty instalovaného výkonu při produkci elektřiny z bioplynu – ze světových 15 GW pochází 10,4 GW z EU, dále 2,4 GW z USA. Obdobně vysoké hodnoty jsou tedy i v produkci elektřiny z bioplynu. Produkce EU představovala v roce 2014 58 TWh, zatímco světová hodnota činila 80 TWh. Pokud jde o produkci elektřiny z bioplynu ve srovnání s biomasou, tak její podíl je okolo 20 % na celkové světové produkci elektřiny z biomasy. Pro teplo z bioplynu podíl představuje 4 %. [8]

Dále je z hlediska praktické části této práce důležité zmínit hodnoty v oblasti produkce tepla z biomasy. Z celkové produkce tepla z obnovitelných zdrojů v EU představuje produkce tepla z biomasy 90 %. Tato „moderní“ produkce tepla z biomasy (tedy mimo klasické spalování biomasy, které je rozšířené především v rozvíjejících se zemích) je provozována opět zejména v EU, dále v Severní Americe a části Asie.

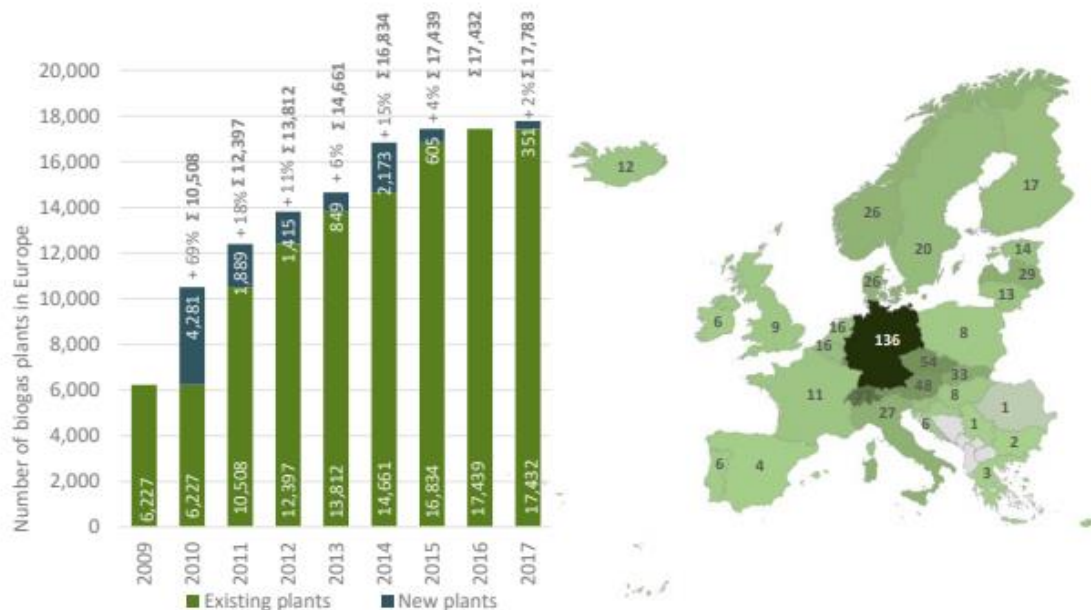
Pokud jde o bioplyn, v Evropě z něj v roce 2015 pocházelo 127 TJ tepla a 61 TWh elektřiny. Zároveň z celkové produkce bioplynu bylo asi 50 % spotřebováno na výrobu tepla. [8]

V souvislosti s Pařížskou klimatickou dohodou z roku 2016 musí do roku 2050 veškeré dodávky plynu v EU pocházet z obnovitelných zdrojů nebo být dekarbonizované. V souvislosti s tím je nutné podotknout další fakta hrající ve prospěch plynu z obnovitelných zdrojů. Například to, že jde o jednu z mála technologií, která je schopná snižovat emise v oblasti zemědělství. Nebo přijetí tzv. „Fertiliser regulation“ z roku 2018, která zahrnuje podporu biologicky šetrných hnojiv, do kterých spadá i digestát z bioplynových stanic, a která je součástí snah o rozvoj cirkulární ekonomiky. Na základě tohoto dokumentu bude digestát oficiálně uznán jako hnojivo. Nicméně limitujícím faktorem, který brání jeho širšímu využívání, je vysoký obsah dusíku v digestátu. Vzhledem k přísným podmínkám na jeho obsah v hnojivech to stále působí komplikace v jeho širším využívání. [11]

Co se týče technologického výhledu do budoucna, nadějně se jeví využití CO₂, vznikajícího při výrobě bioplynu, společně s „obnovitelným“ vodíkem vyrobeným z přebytků produkce elektřiny pro výrobu „obnovitelného“ metanu. To by mohlo výrazně zvýšit produkci biometanu v Evropské unii, což by postupně vedlo ke zlevňování technologie pro vtláčení bioplynu do stávajících plynovodů. Odhady zvyšování produkce biometanu se pohybují okolo 1000 TWh v roce 2050, což představuje více než pětinu současné spotřeby zemního plynu [11].

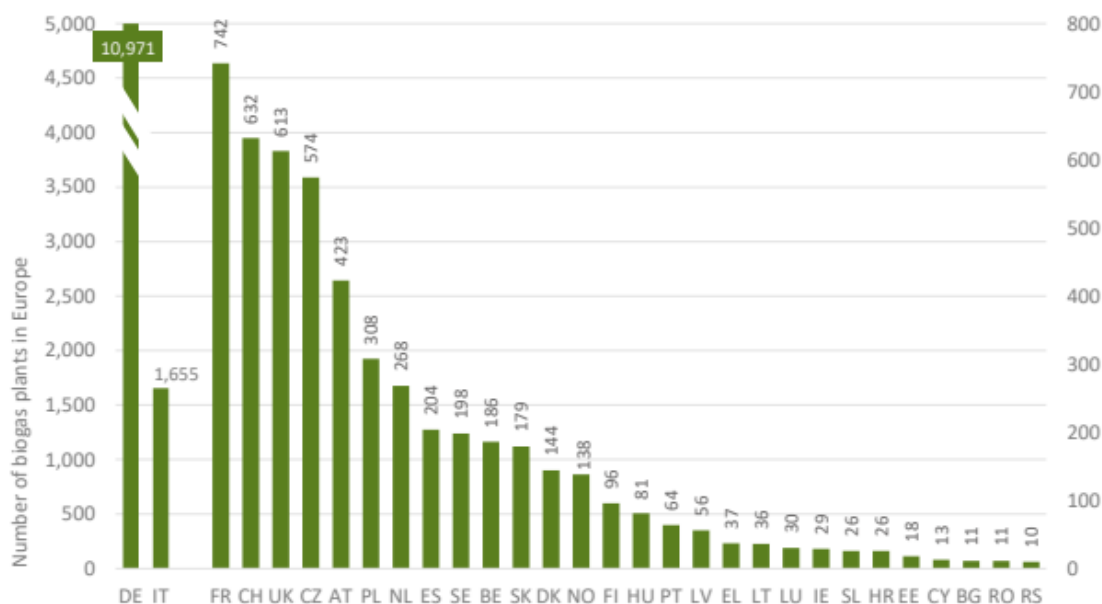
Zaměříme-li se na současný stav tohoto obvětví v EU, tak k roku 2017 bylo provozováno 17 783 bioplynových stanic a 540 stanic zaměřených na výrobu biometanu. Celkový elektrický instalovaný výkon zaznamenal 5% meziroční růst a činí 10 532 MW. Produkce elektřiny v témže roce činila 65 TWh a produkce biometanu představovala 19 TWh.

Obrázek níže ukazuje vývoj počtu bioplynových stanic od roku 2009 do roku 2017 společně s meziročními růsty. Na pravé straně obrázku je počet BPS na 1 milion obyvatel. Je vidět, že po přepočtu na obyvatele je mezi zobrazenými zeměmi Česká republika na třetím místě za Německem a Švýcarskem, což potvrzuje význam tohoto způsobu výroby energie z obnovitelných zdrojů v ČR.



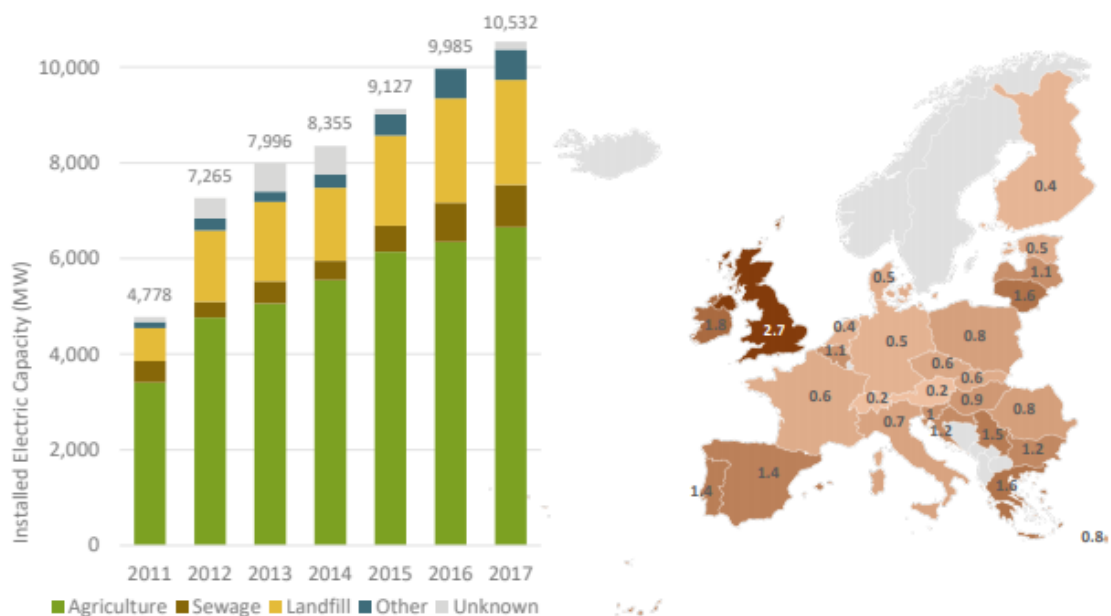
Obrázek 1.6 – Vývoj počtu bioplynových stanic v EU mezi roky 2009-2017. [12]

Jak je vidět na dalším obrázku 1.7, v celkovém počtu bioplynových stanic drží jasnou vedoucí roli Německo, kde je síť stanic nepoměrně hustší než v kterékoliv jiné zemi. Jedním z důvodů tohoto výrazného nárůstu může být i současná politika Energiewende a silný politický tlak na odstavení jaderných i uhelných elektráren a co nejrychlejší přechod na výrobu elektřiny z obnovitelných zdrojů, případně k uhlíkově neutrální ekonomice. Česko zaujímá šestou pozici, když podobné počty BPS se nacházejí například ve Švýcarsku nebo Velké Británii.



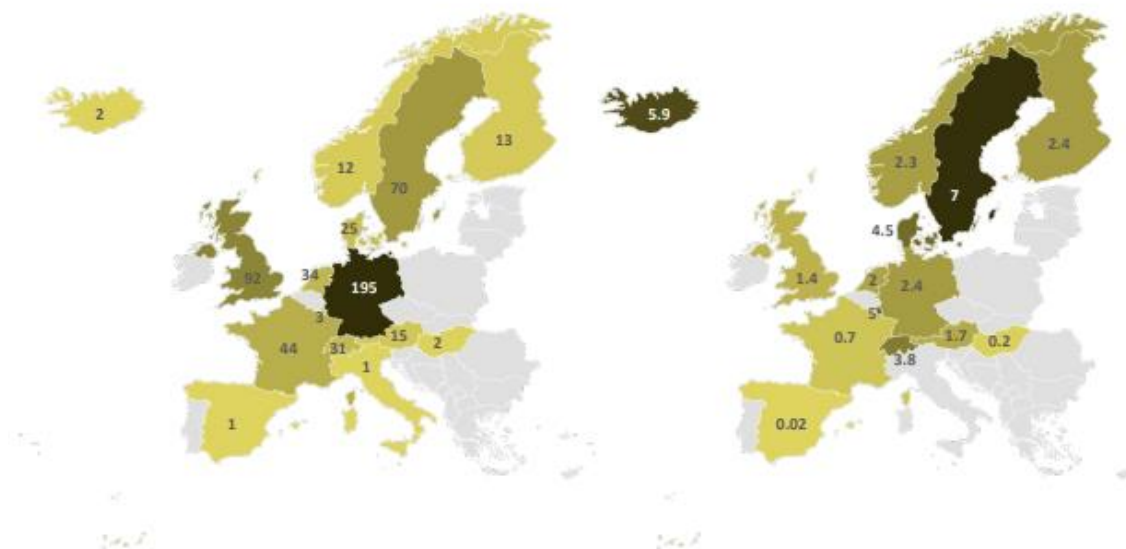
Obrázek 1.7 – Počty BPS v jednotlivých zemích EU k roku 2018. [12]

Následující grafika pak ukazuje celkovou instalovanou elektrickou kapacitu v EU a její růst mezi lety 2011 a 2017. Během 4 let, od roku 2014, došlo po skoku mezi lety 2011 a 2012 opět k poměrně výraznému nárůstu instalované kapacity, a to o více než 25 %. Zajímavé je také srovnání BPS podle využívaných vstupních surovin. Nejrozšířenějším typem jsou zemědělské BPS, následované skládkovými. Výjimku v tomto případě představuje Švýcarsko, kde okolo 75 % stanic jsou kalové, nebo Norsko, kde většinu tvoří skládkové. Na pravé straně obrázku jsou zobrazeny průměrné velikosti bioplynových stanic v jednotlivých zemích EU v MW. Celkový průměr EU činí 0,59 MW_{el}. Česká republika tento průměr prakticky přesně kopíruje. Naopak cestou menších jednotek se ubírají například v Rakousku, Švýcarsku nebo Finsku a stanice s výrazně vyšším výkonem jsou běžné ve Velké Británii (2,7 MW_{el}) nebo Irsku (1,8 MW_{el}).



Obrázek 1.8 – Vývoj instalované el. kapacity BPS v EU a průměrná velikost stanic v zemích EU v MW (2018). [12]

Pokud jde o BPS zaměřené na produkci biometanu, je situace v EU podobná té v „klasických“ BPS zaměřených primárně na produkci elektřiny. Lídrem je opět Německo, se 195 stanicemi, ale již následuje Velká Británie s 95 stanicemi a Norsko se 70. Následující obrázek 1.9 na levé straně shrnuje tyto absolutní hodnoty a na pravé straně poskytuje údaje přepočtené na milion obyvatel.



Obrázek 1.9 – Počet stanic produkujících biometan na straně levé a přepočet počtu stanic na 1 milion obyvatel na straně pravé k roku 2018. [12]

Hodnoty na obrázku 1.10 níže jasně demonstrují velice rychlý rozvoj tohoto odvětví, když růst počtu BPS na biometan dosahoval mezi roky 2012 a 2015 meziročně až 30 %. Nyní tempo růstu poněkud pokleslo, ale stále se drží na poměrně slušných 8 %. Celkově je růst bouřlivější, než kdy byl (s výjimkou „extrémního“ roku 2010) u klasických BPS.



Obrázek 1.10 – Počet bioplynových stanic produkujících biometan v EU mezi lety 2011 a 2017. [12]

1.4 Situace na poli OZE a bioplynové stanice v ČR

1.4.1 OZE a BPS v ČR

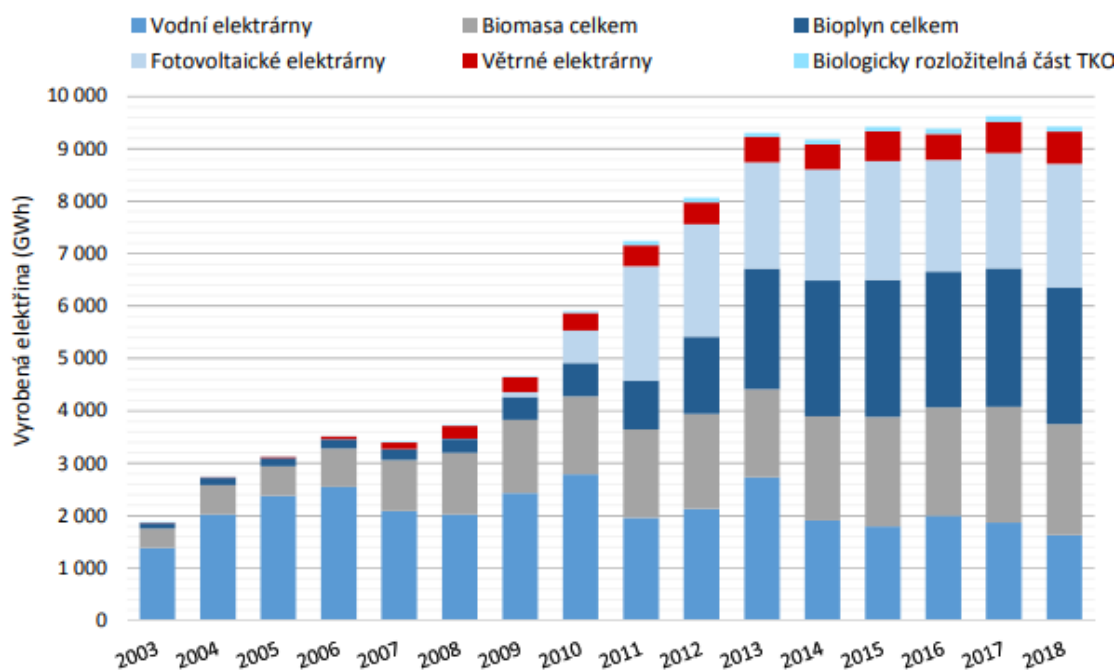
Aktuální situace v ČR na poli OZE (data pro rok 2018) je taková, že hrubá výroba elektřiny z OZE představuje 10,7 % celkové hrubé výroby elektřiny v zemi. Samotný bioplyn se podílí na energii vyrobené z OZE 13,2 %, což je zaneseno v tabulce 1.3.

Tabulka 1.3 – Celková energie z OZE v roce 2018. [13]

| | Energie z OZE celkem (GJ) | Podíl na energii z OZE (%) |
|---------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Biomasa (mimo domácnosti) | 45 976 471 | 24,00% |
| Biomasa (domácnosti) | 78 824 788 | 41,15% |
| Vodní elektrárny | 5 863 788 | 3,06% |
| Bioplyn | 25 279 126 | 13,20% |
| Biologicky rozl. část TKO | 3 668 798 | 1,92% |
| Kapalná biopaliva | 13 151 434 | 6,87% |
| Tepelná čerpadla | 7 234 710 | 3,78% |
| Solární termální systémy | 861 461 | 0,45% |
| Větrné elektrárny | 2 193 588 | 1,15% |
| Fotovoltaické elektrárny | 8 491 968 | 4,43% |
| Celkem | 191 546 132 | 100,00 % |

Podíl energie z obnovitelných zdrojů na konečné spotřebě energie pak v roce 2017 činil zhruba 15 %. Vývoj tohoto podílu je po výrazném růstu mezi lety 2010–2014 již téměř neměnný, případně mírně klesá tak, jak je zobrazeno v grafu 1.1 níže.

Graf 1.1 – Hrubá výroba elektřiny z OZE v ČR. [13]



Tak, jak je uvedeno v tabulce 1.4, se samotný bioplyn na produkci elektřiny z OZE podílí téměř 28 %, přičemž čistě bioplynové stanice produkují více než čtvrtinu elektřiny z OZE (2,4 TWh). Podíl BPS na hrubé výrobě elektřiny činí necelá 2,74 %. Pro srovnání – fotovoltaické elektrárny mají podíl 2,68 %, vodní elektrárny 1,85 % a větrné elektrárny pouze 0,69 %. Tyto hodnoty tedy dokládají poměrně silnou pozici BPS na poli obnovitelných zdrojů energie a demonstrují velký význam bioplynu na výrobě zelené elektřiny v ČR.

Tabulka 1.4 – Výroba elektřiny v ČR z obnovitelných zdrojů v roce 2018. [13]

| | Hrubá výroba elektřiny (MWh) | Podíl na elektřině z OZE (%) | Podíl na hrubé výrobě elektřiny (%) |
|---|------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| Vodní elektrárny | 1 628 830 | 17,28% | 1,85% |
| MVE < 1 MW | 388 624 | 4,12% | 0,44% |
| MVE 1 až < 10 MW | 486 505 | 5,16% | 0,55% |
| VVE ≥ 10 MW | 753 701 | 8,00% | 0,86% |
| Biomasa celkem | 2 120 883 | 22,50% | 2,41% |
| Palivové dříví | 0 | 0,00% | 0,00% |
| Štěpka apod. | 1 098 773 | 11,66% | 1,25% |
| Celulózní výluhy | 686 937 | 7,29% | 0,78% |
| Neaglom. rostlinné materiály | 97 083 | 1,03% | 0,11% |
| Pelety a brikety | 234 619 | 2,49% | 0,27% |
| Ostatní biomasa | 0 | 0,00% | 0,00% |
| Kapalná biopaliva | 3 471 | 0,04% | 0,00% |
| Bioplyn celkem | 2 607 206 | 27,66% | 2,96% |
| Komunální ČOV | 93 276 | 0,99% | 0,11% |
| Průmyslové ČOV | 22 455 | 0,24% | 0,03% |
| Bioplynové stanice | 2 410 919 | 25,58% | 2,74% |
| Skládkový plyn | 80 555 | 0,85% | 0,09% |
| Biologicky rozložitelná část TKO | 100 189 | 1,06% | 0,11% |
| Větrné elektrárny | 609 330 | 6,46% | 0,69% |
| Fotovoltaické elektrárny | 2 358 880 | 25,03% | 2,68% |
| Celkem | 9 425 318 | 100,00% | 10,71% |

Jestliže se zaměříme na výrobu tepla (viz Tabulka 1.5), úloha BPS je stále výrazně upozaděna klasickými způsoby vytápění – biomasou – a to až v samotných domácnostech nebo mimo ně. Bioplyn celkem představuje asi 5 % tepla vyrobeného z OZE, přičemž bioplynové stanice k této hodnotě přispívají 80 % (zbytek tvoří komunální a průmyslové ČOV nebo skládkový plyn). Pro srovnání, tento podíl je přibližně totožný s příspěvkem od tepelných čerpadel. V tomto směru mají bioplynové stanice značné rezervy, avšak zároveň poměrně velký potenciál do budoucna, jelikož většina tepla zůstává u většiny BPS nevyužita a je bez užitku mařena. Pokud by se do budoucna podařilo najít cestu k motivaci provozovatelů těchto stanic pro další využití tohoto tepla (typicky vyvedení prostřednictvím teplovodů), mohl by se význam BPS v rámci OZE ještě posílit.

Tabulka 1.5 – Výroba tepla z obnovitelných zdrojů v roce 2018. [13]

| | Hrubá výroba tepla (GJ) | Podíl na teple z OZE (%) |
|---|-------------------------|--------------------------|
| Biomasa celkem | 80 625 885 | 85,76% |
| Biomasa mimo domácnosti | 21 507 294 | 23,88% |
| Palivové dřevo | 533 367 | 0,73% |
| Štěpka apod. | 11 588 055 | 12,48% |
| Celulóznové výluhy | 7 940 204 | 8,82% |
| Neaglom. rostlinné materiály | 570 429 | 0,69% |
| Brikety a pelety | 870 841 | 1,15% |
| Ostatní biomasa | 0 | 0,00% |
| Kapalná biopaliva | 4 398 | 0,01% |
| Biomasa domácnosti | 59 118 591 | 61,88% |
| Bioplyn celkem | 4 571 585 | 5,03% |
| Komunální ČOV | 582 288 | 0,60% |
| Průmyslové ČOV | 237 271 | 0,31% |
| Bioplynové stanice | 3 687 417 | 4,03% |
| Skládkový plyn | 64 608 | 0,07% |
| Biologicky rozložitelná část TKO | 2 442 111 | 2,63% |
| Tepelná čerp. (teplo prostředí) | 7 234 710 | 5,68% |
| Solární termální systémy | 861 461 | 0,90% |
| Celkem | 95 735 752 | 100,00 % |

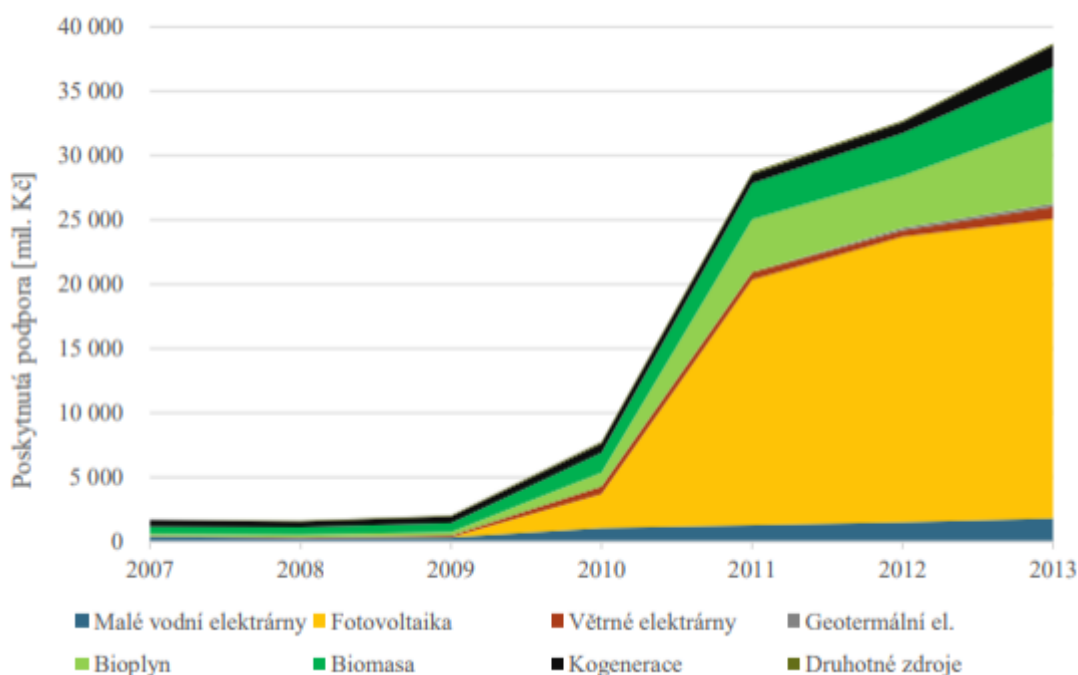
1.4.2 Bioplynové stanice v ČR

VÝVOJ

Historické začátky vývoje výstavby BPS v ČR se datují zhruba půl století do minulosti. Jedním z prvních projektů na území ČR byla bioplynová stanice v Třeboni, která vznikla v 70. letech minulého století a která funguje dodnes. V následujících 15 letech byly prováděny různé výzkumné aktivity zaměřené zejména na využití kejdy z chovu prasat. Základní premisou tohoto vývoje byl fakt, že s tímto „odpadem“ vznikajícím zejména ve velkochovech prasat odchází příliš mnoho nevyužitých energie. V těchto dobách probíhaly snahy o její přepracování tak, aby z ní pomocí různých postupů vzniklo opět krmivo – tedy něco jako cirkulární využití krmiva. Toto se však ukázalo jako slepá ulička, a tak další inovace v technologii přišly až po změně režimu na základě inspirace vývojem v Německu. [14]

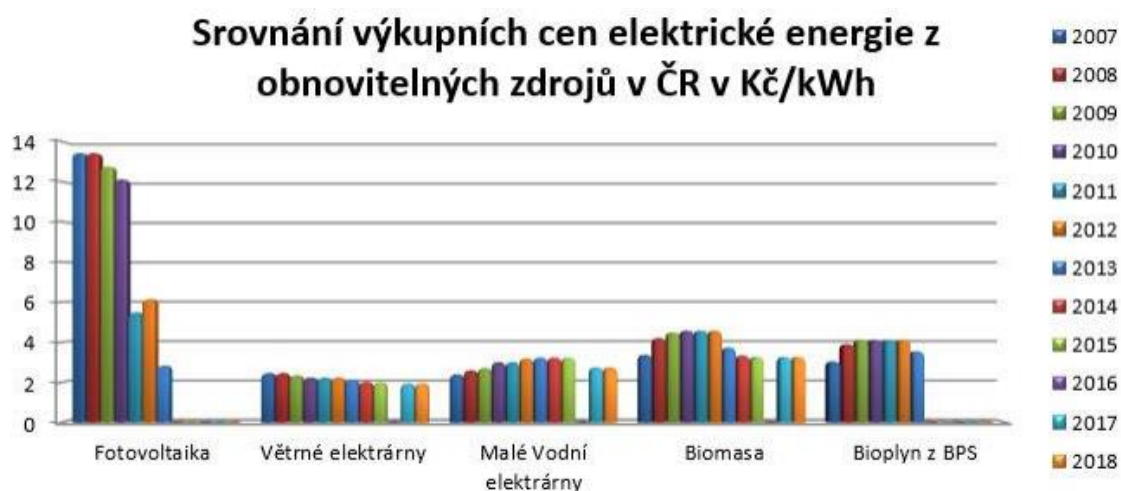
Opravdový a rychlý rozvoj výstavby BPS však nastal až díky realizaci podpory ze strany státu. Jednalo se o revoluční cenové rozhodnutí Regulačního úřadu zvyšující výkupní cenu pro OZE následované zákonem č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie. Dále byly vypisovány také investiční podpory z několika navazujících programů MPO a MZe ČR. [14] Celkový objem podpory OZE v ČR v období 2007-2013 je zobrazen v následujícím grafu.

Graf 1.2 – Objem prostředků podpory OZE v ČR v období 2007–2013. [15]



Zajímavé je pak také porovnání výkupních cen jednotlivých zdrojů OZE. V grafu 1.3 vidět, že náklady na podporu fotovoltaických elektráren byly násobně vyšší než ty na podporu ostatních zdrojů. A to navzdory faktu, že objem výroby bioplynu byl vyšší. Navíc výhodou produkce z BPS ve srovnání s fotovoltaikou je nezávislost výroby na počasí.

Graf 1.3 – Srovnání výkupních cen elektrické energie z OZE v ČR v Kč/kWh. [15]



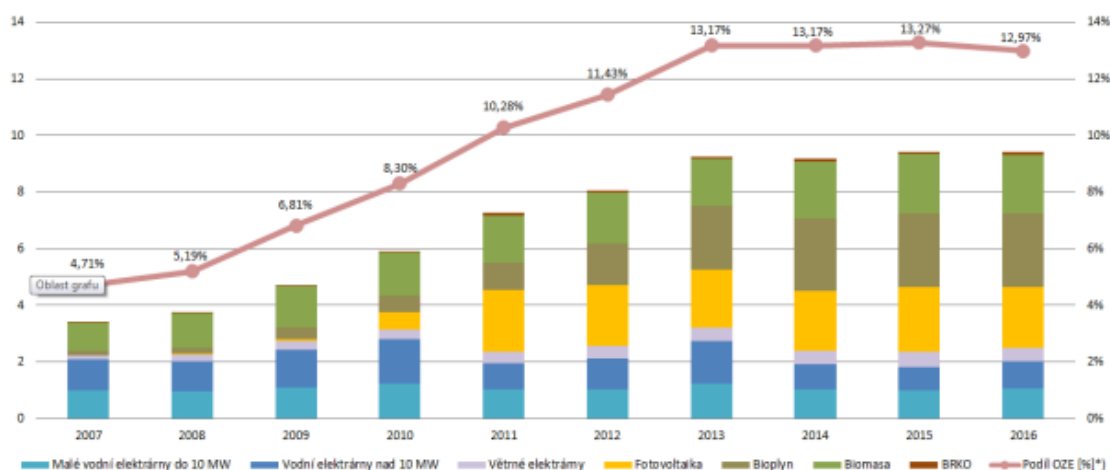
Následně tak začalo docházet ke kritice této podpory (a to nejen v souvislosti s BPS). To vyústilo v novelizaci zmíněného zákona na zákon o podporovaných zdrojích a mělo za důsledek až úplné zastavení podpory OZE v roce 2013 zákonem č. 165/2012 Sb [15]. Nicméně předcházející novela z roku 2012 zajistila implementaci záchytných mechanismů,

a tak nakonec došlo ke snížení podpory v oblasti produkce elektřiny, a naopak k jejímu nárůstu na produkci a využití tepla. [14] Jak již bylo zmíněno dříve v rámci statistických hodnot, byl to logický krok motivující ke zvyšování využití tepelné energie. To koresponduje se současným trendem, kdy je kladen důraz na maximální využití vstupní energie, pocházející ideálně z jinak odpadových surovin, a na její využití v místě výroby a blízkém okolí.

SOUČASNÝ STAV

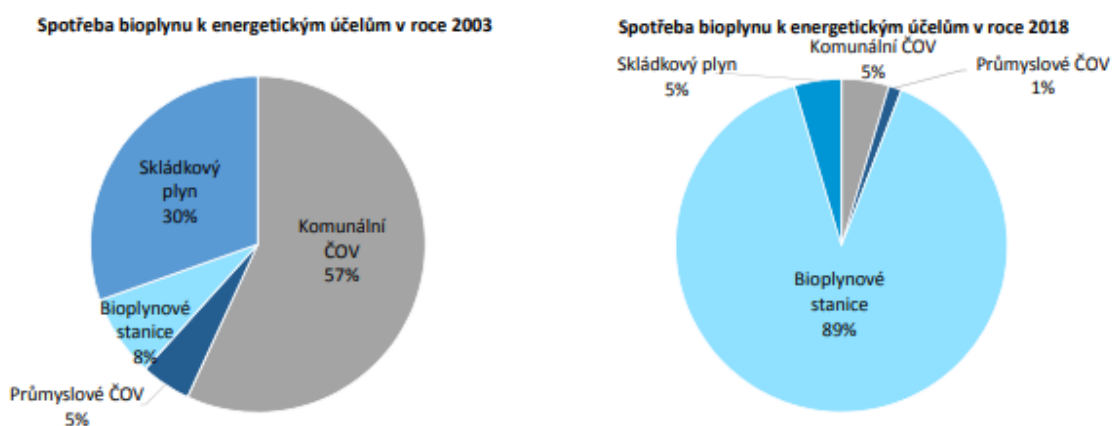
Jak bylo nastíněno v předchozí kapitole, celkový rozvoj odvětví bioplynových stanic v ČR je při srovnání s EU, ale i světem, nadprůměrný. Jedním z důvodů je například fakt, že se jedná o stabilní a dobře regulovatelný zdroj obnovitelné energie, jehož provozování je navíc vhodné pro naše klimatické a zeměpisné podmínky. Ke konci roku 2017 bylo na území České republiky provozováno 574 bioplynových stanic s celkovým instalovaným výkonem 366 MW. Celková výroba elektřiny z BPS činila 2,64 TWh, což představuje podíl bioplynu na OZE okolo 25 %, viz graf 1.4 níže.

Graf 1.4 – Vývoj výroby elektřiny brutto z OZE a její podíl na tuzemské hrubé spotřebě (TWh). [15]



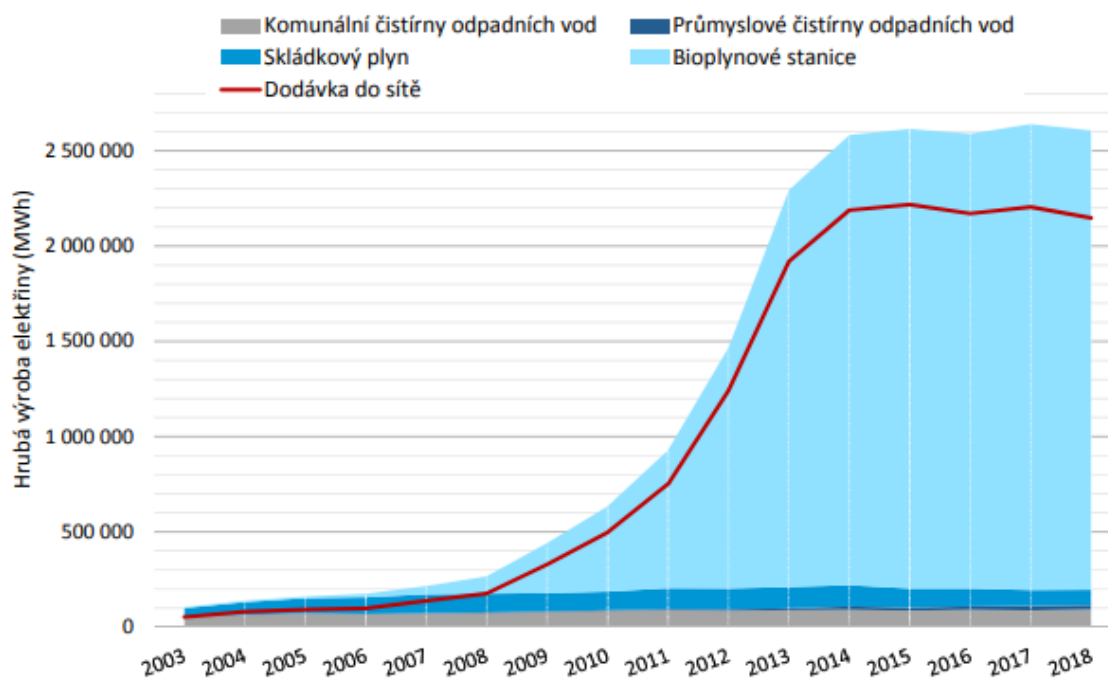
Výrazný rozvoj odvětví je demonstrován srovnáním následujících dvou grafů 1.5. Během posledních 15 let bioplyn z bioplynových stanic naprosto upozadil jeho všechny ostatní zdroje, a to včetně dříve dominantních komunálních ČOV.

Graf 1.5 – Porovnání spotřeby bioplynu v ČR k energetickým účelům v roce 2003 a 2018. [13]



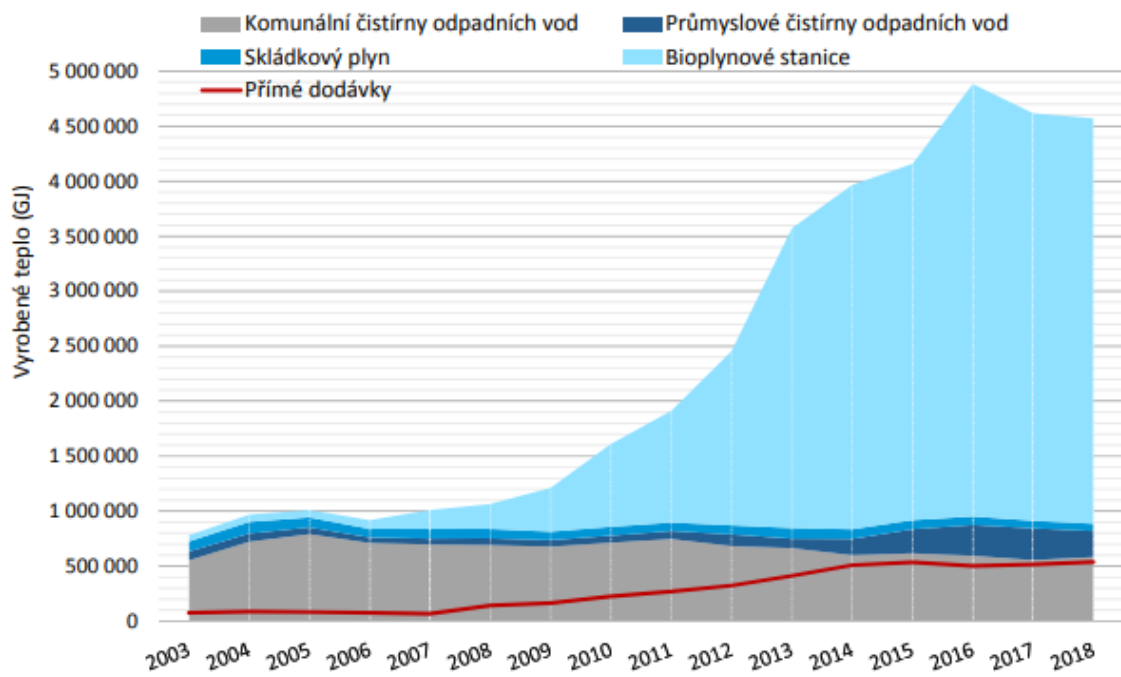
Obdobná situace panuje při výrobě elektřiny z bioplynu. Vývoj je zobrazen na grafu níže a je zajímavé si povšimnout, že většina takto vyrobené elektřiny je dodána do sítě.

Graf 1.6 – Vývoj celkové výroby elektřiny z bioplynu v ČR. [13]



Poměr vyrobené a dodané energie je však zcela opačný v případě tepla z BPS, viz graf 1.7 níže. Přímé dodávky představují jen asi jednu desetinu celkově vyrobeného tepla, což koresponduje s údaji o příspěvku k výrobě tepla z OZE od BPS.

Graf 1.7 – Vývoj celkové výroby tepla z bioplynu v ČR. [13]



2 LEGISLATIVNÍ RÁMEC PODPORY VÝROBY ENERGIE Z OZE

V současné době lze dosáhnout na dva druhy podpory pro energii z OZE. Jedná se buď o provozní a/nebo investiční podporu. Tyto způsoby podpory se často vylučují (a to i různé druhy podpory v rámci provozní podpory), nebo mají vzájemný vliv na výši jeden druhého. To například znamená, že čím větší je procentuální podíl investiční podpory na výši investice, tím více se snižuje provozní podpora.

Provozní podpora je upravená především zákony. Investiční podpora je přiznávána na základě dotačních programů, které spadají pod Ministerstvo průmyslu a obchodu. V této kapitole je předveden obecný, ale detailní přehled současné situace v oblasti podpor.

V legislativní části kapitoly jsou hlavním zdrojem informací především odpovídající zákony a vyhlášky, případně aktuální informace publikované na webech zabývajících se problematikou obnovitelných zdrojů energie. V části zabývajících se programy MPO je čerpáno z (interních) zdrojů MPO, prezentací a dokumentů představujících podmínky jednotlivých Programů a Výzev a ze souvisejících vyhlášek a informací zveřejněných například na webu Agentury pro podnikání a inovace.

LEGISLATIVA

V této kapitole bude nastíněn přehled právních předpisů souvisejících s výrobou energie z obnovitelných zdrojů energie (OZE), se zaměřením na bioplynové stanice. Předloženy budou relevantní zákony a budou rozebrány jejich části týkající se problematiky stavby a provozování bioplynových stanic. Přehled základních legislativních dokumentů upravujících tuto problematiku je shrnut v PŘÍLOHA 1 – Seznam právních předpisů týkajících se POZE.

2.1 Zákon č. 458/2000 Sb., Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)

Energetický zákon, tj. zákon č. 458/2000 Sb., Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění účinném k 1.1.2018, je základním právním předpisem upravujícím vztahy mezi subjekty vystupujícími v energetickém odvětví v České republice. Pro účely zákona jsou jimi elektroenergetika, plynárenství a teplárenství.

Energetickým zákonem jsou do české legislativy také implementovány odpovídající předpisy Evropské unie dotýkající se energetických odvětví.

Zákon samotný se dělí na Obecnou a Zvláštní část. V Obecné části, která popisuje všechna odvětví společně, vymezuje základní pojmy, dále definuje podnikání v energetických odvětvích, a to následovně:

*„Předmětem podnikání v energetických odvětvích je výroba elektřiny, přenos elektřiny, distribuce elektřiny a obchod s elektřinou, činnosti operátora trhu, **výroba plynu, přeprava plynu, distribuce plynu, uskladňování plynu a obchod s plynem** a výroba tepelné energie a rozvod tepelné energie.“* [16]

V dalších částech Obecné části Energetického zákona je upraveno udělování, rušení a zánik licencí. V energetických odvětvích je podnikání možné právě jen na základě licence, kterou uděluje Energetický regulační úřad (ERÚ), a to nejvýše na 25 let. Obecné podmínky pro získání takové licence jsou plná svéprávnost (tedy i dosažení 18 let věku), bezúhonnost a odborná způsobilost nebo ustanovení odpovědného zástupce (podle § 6).

Výkon státní správy v energetické oblasti spadá pod Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO), Státní energetickou inspekci (SEI) a pod Energetický regulační úřad.

Dále je tedy upravena působnost Ministerstva průmyslu a obchodu a následuje právní ukotvení Energetického regulačního úřadu a jeho působnosti (§ 17 odst. 4), do které spadá *„regulace cen, podpora hospodářské soutěže v energetických odvětvích, výkon dohledu nad trhy v energetických odvětvích, **podpora využívání obnovitelných a druhotných zdrojů energie, podpora kombinované výroby elektřiny a tepla, podpora biometanu, podpora decentrální výroby elektřiny a ochrana zájmů zákazníků a spotřebitelů s cílem uspokojení všech přiměřených požadavků na dodávku energií a ochrana oprávněných zájmů držitelů licencí, jejichž činnost podléhá regulaci.**“* [16]

V pravomoci ERÚ je také *„rozhodování sporů mezi zákazníky a držiteli licencí, jejichž předmětem je dodávka nebo distribuce elektřiny, plynu nebo tepelné energie (e) nebo monitorování a vyhodnocování dodržování kvality dodávek a služeb v elektroenergetice a plynárenství (s).“* [16] V paragrafu 17d je zpracován Poplatek na činnost Energetického regulačního úřadu, který v plynárenství stanoví vláda nařízením, a který musí být mezi 1 Kč/MWh a 1,40 Kč/MWh za množství spotřebovaného plynu. Dále jsou v zákoně definovány vztahy úřadu k dalším orgánům státní správy, je zde popsáno fungování dozoru v energetických odvětvích a princip regulace cen.

Na konci obecné části je definována existence Operátora trhu (§ 20a), který je mimo jiné povinen (odstavec 4) *„organizovat krátkodobý trh s plynem a krátkodobý trh s elektřinou a ve spolupráci s provozovatelem přenosové soustavy vyrovnávací trh s regulační energií (odstavec a), dále poskytovat účastníkům trhu s elektřinou a plynem skutečné **hodnoty dodávek a odběrů elektřiny nebo plynu** (i), uzavřít smlouvu o zúčtování odchylek a **umožnit obchodovat s elektřinou nebo plynem** na jím organizovaných trzích každému, kdo o to požádá a splňuje obchodní podmínky operátora trhu pro elektroenergetiku nebo obchodní podmínky operátora trhu pro plynárenství (n), **sledovat množství skladovaného***

plynu v jednotlivých zásobnících plynu a jejich kapacitu (p).“ [16] Operátor trhu má zároveň právo (odstavec 5) mimo jiné „na naměřené a vyhodnocené údaje od provozovatele přenosové soustavy a provozovatele přepravní soustavy a provozovatelů distribučních soustav a zásobníků plynu (b), vyžadovat od plynárenských podnikatelů a obchodníků s plynem jednou až dvakrát ročně údaje ke zpracování kontrolního hodinového odečtu dodávek a spotřeb plynárenské soustavy (e), nebo vyžadovat od plynárenských podnikatelů a obchodníků s plynem údaje o kapacitách a výkonech jednotlivých částí plynárenské soustavy České republiky (g) a hradit výrobcům tepla zelený bonus na teplo.“ [16]

Zvláštní část zákona popisuje vztahy a pravidla jednotlivých částí energetického odvětví, tedy elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství, a to odděleně. Zajímavá je plynárenská část, která obsahuje následující ustanovení.

Nejprve v § 56 taxativně definuje účastníky trhu s plynem a popisuje jejich práva a povinnosti, v § 67 upravuje **pravidla pro výstavbu vybraných plynových zařízení** (např. přímé plynovody, zásobníky plynu, výroby plynu), která je možná pouze na základě státní autorizace, o jejímž udělení nebo zániku rozhoduje ministerstvo. Při tom je podle § 67, odstavce 4, posuzována zejména efektivnost a hospodárnost dostupných energetických zdrojů a význam projektu pro vnitřní trh s plynem.

2.2 Zákon č. 165/2012 Sb., Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů

Jedná se o základní právní normu upravující podnikání v OZE. Zákon upravuje podporu výroby elektřiny, tepla a biometanu z obnovitelných zdrojů energie, druhotných energetických zdrojů, vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a decentrální výroby elektřiny. Zákon rovněž obsahuje úpravu výkonu státní správy a práva a povinnosti fyzických a právnických osob s tím spojených, a dále obsah a tvorbu Národního akčního plánu (NAP). Cílem zákona je v zájmu ochrany klimatu a životního prostředí subvencovat obnovitelné zdroje energie.

V současné době je z legislativního hlediska situace rozdělena koncem roku 2012, kdy k 31.12.2012 skončila platnost zákona č. 180/2005 Sb., který byl nahrazen aktuálním zákonem č. 165/2012 Sb. Pro výroby uvedené do provozu do konce roku 2012 tak platí pravidla stanovená jiným zákonem než pro ty, které byly zprovozněny po 31.12.2012.

Podobně jako Energetický zákon, Zákon o podporovaných zdrojích energie rovněž implementuje odpovídající předpisy EU do české legislativy.

Pokud se jedná o produkci energie v bioplynových stanicích (BPS), obnovitelnými zdroji zákon rozumí „biomasu, energii skládkového plynu, energii kalového plynu z čistíren odpadních vod a energii bioplynu.“ Jako biometan zákon definuje „upravený bioplyn

srovnatelný kvalitou a čistotou se zemním plynem, který je po vstupu do přepravní nebo distribuční soustavy považován za zemní plyn.“ [17]

V zákoně obecně definovaný Národní akční plán stanovuje opatření a způsob dosažení závazných a průběžných dílčích cílů podílu energie z obnovitelných zdrojů a předpokládané hodnoty vyrobené energie a další informace pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů. Národní akční plán vypracovává MPO a schvaluje ho vláda. Při jeho vypracování se vychází ze Státní energetické koncepce, očekávaného zvyšování energetické účinnosti a úspor energie a posouzení nezbytnosti budování nové energetické infrastruktury a soustav zásobování tepelnou energií využívajících energii z obnovitelných zdrojů.

2.2.1 Hlava III – podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů a druhotných zdrojů a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla

Hlava III je pro účely této práce nejvýznamnější částí zákona č. 165/2012 Sb. Popisuje problematiku podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů a druhotných zdrojů a vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla.

V § 4 - Podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů – odst. 4, 5 a 6 zákona vysvětluje, na kterou elektřinu se podpora vztahuje. Pokud jde o elektřinu vyrobenou z **biomasy a biokapalin**, tak v odst. 5b) je stanoveno následující:

„podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů se vztahuje pouze na elektřinu vyrobenou v zařízení schopném vyrábět elektřinu v kombinované výrobě elektřiny a tepla, na které ministerstvo vydalo osvědčení podle § 47 (Vydávání a evidence osvědčení o původu),“ [17]

a pokud jde o elektřinu vyrobenou z **bioplynu**, tak v odst. 5c) je stanoveno následující:

„podpora elektřiny z obnovitelných zdrojů se vztahuje pouze na elektřinu vyrobenou v kombinované výrobě elektřiny a tepla, která využívá bioplyn vznikající alespoň ze 30 % z jiné biomasy, než je cíleně pěstovaná biomasa na orné půdě a na travním porostu, a která zajistí efektivní využití pro alespoň 50 % primární energie biomasy, ze které je bioplyn vyroben; vlastní technologická spotřeba elektřiny a tepla výroby elektřiny se přitom nezapočítává; způsob vykazování množství cíleně pěstované biomasy na orné půdě a na travním porostu při výrobě bioplynu stanoví prováděcí právní předpis.“ [17]

Tedy zákon omezuje využívání (orné) půdy pro cílené pěstování biomasy a zároveň podmiňuje nárok na podporu minimální hodnotou využití energie biomasy.

Rozsah a výši podpory pro energii z OZE stanovuje Energetický regulační úřad. Podpora elektřiny se uskutečňuje formou zelených bonusů na elektřinu nebo formou výkupních cen v ročním nebo hodinovém režimu.

Zelený bonus

Zelený bonus se vztahuje na veškerou elektřinu vyrobenou z OZE (elektřinu účelně spotřebovanou, a to včetně spotřeby v místě výroby), avšak s výjimkou vlastní technologické spotřeby. Hlavním rozdílem oproti podpoře formou výkupních cen je, že při podpoře zeleným bonusem si výrobce musí sám zajistit odbyt vyrobené elektřiny. V tomto případě tak cena závisí na smlouvě sjednané s odběratelem. Pokud by však docházelo k přetokům nespotřebovaných přebytků do elektrizační soustavy (neošetřených ve smlouvě s odběratelem), jednalo by se o neoprávněnou dodávku, a nárok na podporu by tak zanikl. Z důvodu potenciální nejistoty odběru elektřiny se jedná o rizikovější variantu než v případě podpory formou výkupní ceny. To je však kompenzováno zpravidla vyšším výnosem. [18]

Výše podpory je pro výroby uvedené do provozu *po 31.12.2012* stanovena formou **hodinového zeleného bonusu** na základě vzorce ve vyhlášce č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou, a to v příloze č. 22. Tato hodnota je dostupná i na webu OTE. Zelené bonusy pro jednotlivé kategorie OZE zohledňují alespoň očekávanou průměrnou hodinovou cenu elektřiny a skutečnou hodinovou cenu v případě hodinového zeleného bonusu. Hodinový zelený bonus je tak ovlivňován cenou elektrické energie na denním trhu. Detailní popis stanovení a výpočtu podpory na základě zákona č. 165/2012 Sb. je uveden v dokumentu Metodika stanovení výkupních cen a zelených bonusů [19].

Pro výroby zprovozněné *do konce roku 2012* výpočet taktéž zohledňuje alespoň očekávanou průměrnou hodinovou cenu elektřiny a skutečnou hodinovou cenu v případě hodinového zeleného bonusu. Detailní popis stanovení a výpočtu podpory na základě zákona č. 180/2005 Sb. je uveden v dokumentu Metodika stanovení výkupních cen a zelených bonusů [20].

Hodnota **ročního zeleného bonusu** se liší podle druhu podporovaného zdroje, je každoročně upravována a zveřejňována v aktuálním cenovém rozhodnutí ERÚ (viz další kapitola).

V následující tabulce 2.1 jsou přehledně shrnuty informace popsané v § 9, odst. 4 o ročním nebo hodinovém režimu podpory výroby elektřiny formou zelených bonusů.

Tabulka 2.1 – Režimy podpory elektřiny formou zeleného bonusu (zdroj: autor, [17])

| Režim zeleného bonusu podle parametrů výroby | | | |
|---|-----------------------------|-----------------------------|--|
| Výroba elektřiny z | Obnovitelné zdroje | | Vysokoučinná KVET a druhotné zdroje |
| | $P_{inst} < 100 \text{ kW}$ | $P_{inst} > 100 \text{ kW}$ | / |
| <i>Biologicky rozložitelná část komunálního odpadu</i> | Ano | Ne | / |
| <i>Využití spalování obnovitelného a neobnovitelného zdroje</i> | Ano | Ne | / |
| Režim bonusu | Roční | Hodinový | Roční |

Evidenci výrobních zdrojů s nárokem na podporu zajišťuje OTE, a.s. (operátor trhu – OTE), který je zodpovědný také za výplatu podpory formou zelených bonusů (viz § 9, odst. 3). Povinně vykupujícím je obchodník s elektřinou podle tohoto zákona (č. 165/2012 Sb.), nebo vybraný MPO, tedy podle regionální příslušnosti E.ON Energie, a.s., ČEZ Prodej, s.r.o., nebo Pražská energetika, a.s.

Výkupní cena

Výkupní cena je stanovena cenovým rozhodnutím ERÚ. Povinně vykupující má v tomto případě povinnost od výrobce elektřiny z OZE vykoupit veškerou vyrobenou elektřinu. Podle § 12 zákona č. 165/2012 Sb. se na podporu formou výkupní ceny vztahuje garance 15leté prosté doby návratnosti. Nejprve ale musí být splněny technické a ekonomické parametry (náklady na instalovanou jednotku výkonu, účinnost využití primárního obsahu energie v obnovitelném zdroji a v případě produkce elektřiny z biomasy, bioplynu nebo biokapaliny náklady na pořízení paliva a doba využití zařízení), které jsou stanoveny v odpovídajících vyhláškách (č. 296/2015 Sb., č. 347/2012 Sb., č. 475/2005 Sb., ve znění platném v době uvedení výroby do provozu). Tato cena je zachována na celou dobu životnosti s 2% indexací a s výjimkou výroben využívajících biomasu, bioplyn nebo biokapaliny. Stejně jako v případě zelených bonusů, ani zde nelze podporu využít na vlastní technologickou spotřebu elektřiny. [18]

Pro výroby uvedené do provozu *po 31.12.2012* je hlavním kritériem pro stanovení výše výkupních cen podmínka patnáctileté doby prosté návratnosti.

Pro výroby uvedené do provozu *do konce roku 2012* je pro stanovení výkupních cen z jednotlivých druhů OZE hlavním kritériem zaručení patnáctileté návratnosti vložených

investic. Výpočet ceny je proveden v soulasu s ustanovením § 4 vyhlášky č. 475/2005 Sb.

Garance 15leté doby prosté návratnosti je stanovena pouze ve vztahu k výrobnám, které využívají podporu formou výkupních cen.

Tabulka 2.2 shrnuje základní rozdíly mezi formami poskytované podpory na základě zákona č. 165/2012 Sb.

Tabulka 2.2 - Přehled forem podpory výroby elektřiny z OZE (zdroj: autor)

| <i>Forma podpory</i> | | Zelený bonus | Výkupní ceny |
|-----------------------------|----------------------|--|--|
| <i>Legislativa</i> | <i>do 31.12.2012</i> | zákon č. 180/2005 Sb. | |
| | <i>od 01.01.2013</i> | zákon č. 165/2012 Sb. (vyhláška č. 408/2015 Sb.) | |
| <i>Výkup elektřiny řeší</i> | | sám výrobce | povinně vykupující |
| <i>Stanovení ceny</i> | | smlouvou s odběratelem | ERÚ |
| <i>Garance</i> | | - | 15leté doby návratnosti |
| <i>Podmínka</i> | | | splnění technicko-ekonomických parametrů |
| <i>Poznámka</i> | | dělení na hodinový/roční | |

§ 8, odst. 4 stanoví, že v rámci jedné výroby elektřiny nelze kombinovat podporu formou výkupních cen s podporou zelenými bonusy. Nicméně je dále určeno, že „v případě elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů, z druhotných zdrojů nebo z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla **je možný souběh podpory elektřiny formou zelených bonusů na elektřinu** (§ 8, odst. 6).“

2.2.2 Hlava V – podpora tepla z obnovitelných zdrojů

Podpora tepla se realizuje dvěma způsoby – tzv. investiční podporou (programy státní a evropské podpory nebo podpora z prostředků z prodeje emisních povolenek) nebo provozní podporou (formou zeleného bonusu na teplo). Provozní podporu lze nyní kombinovat s investiční podporou, ale nebylo tomu tak vždy, jak bude popsáno dále.

Provozní podpora tepla je upravena v § 24. Vztahuje se na teplo vyrobené z

(a)

- **podporované biomasy**, pro kterou je stanovena podpora elektřiny podle § 4 odst. 5 písm. a)
- **biokapalin** splňujících kritéria udržitelnosti ve výrobnách tepla se jmenovitým tepelným výkonem vyšším než 200 kW

- geotermální energie v zařízeních se jmenovitým tepelným výkonem vyšším než 200 kW

a dále na užitečné teplo z výroben tepla

(b)

- splňující podmínku minimální účinnosti užití energie
- s instalovaným elektrickým výkonem do 500 kW
- **využívajícími bioplyn** vznikající z více než 70 % ze statkových hnojiv a vedlejších produktů živočišné výroby anebo z biologicky rozložitelného odpadu.

Zákon rovněž vyjmenovává případy, na které se podpora nevztahuje. Z nich nejvýznamnějšími pro účely BPS jsou

- KVET do 7,5 MW, pro kterou je stanovena podpora elektřiny vyrobené z biomasy nebo biokapalin v zařízení schopném vyrábět elektřinu v kombinované výrobě elektřiny a tepla (§ 4 odst. 5 písm. b))
- teplo, na které je současně uplatňována podpora na elektřinu z obnovitelných zdrojů
- teplo vyrobené společným spalováním obnovitelného zdroje s neobnovitelným zdrojem.

Provozní podpora je vyplácena formou zeleného bonusu na teplo (§ 26), který je poskytován pouze v ročním režimu s měsíčním zúčtovacím obdobím. Podle druhu výroby tepla (viz výše – (a) nebo (b)) je bonus stanoven

(a)

- 50 Kč/GJ s pravidelným ročním navýšením o 2 %

(b)

- aby bylo dosaženo 15leté doby prosté návratnosti investic za podmínky splnění technických a ekonomických parametrů

Investiční podpora tepla se vztahuje na výstavbu výroby tepla z obnovitelných zdrojů a na rozvodné tepelné zařízení s minimální účinností užití energie stanovenou prováděcím právním předpisem.

Rozsah a výši provozní podpory rovněž stanovuje v cenovém rozhodnutí ERÚ.

2.3 Vyhláška č. 296/2015 Sb., Vyhláška o technicko-ekonomických parametrech pro stanovení výkupních cen pro výrobu elektřiny a zelených bonusů na teplo a o stanovení doby životnosti výroben elektřiny a výroben tepla z obnovitelných zdrojů energie (vyhláška o technicko-ekonomických parametrech)

Tato vyhláška stanoví technicko-ekonomické požadavky pro přiznání výkupních cen pro výrobu elektřiny a pro přiznání zelených bonusů na teplo, a to včetně doby životnosti.

„Technicko-ekonomické parametry pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů, jejichž splnění je předpokladem pro dosažení patnáctileté doby prosté návratnosti investic při podpoře elektřiny vyrobené z obnovitelných zdrojů výkupními cenami nebo při podpoře výroben tepla z bioplynu zeleným bonusem na teplo, jsou stanoveny v příloze k této vyhlášce.“ [21]

Bod II. odstavce „**Výrobní elektřiny**“ přílohy definuje parametry pro výrobní elektřiny z energie biomasy. Životnost těchto výroben je stanovena na 20 let. Podmínky pro nárok na podporu jsou určeny podle měrných investičních nákladů, využití instalovaného výkonu, ročního využití instalovaného výkonu a nákladů na palivo. Mezní hodnoty jsou dány tabulkou 2.3. Zároveň však zákon zmiňuje předpoklad uplatnění užitečného tepla.

Tabulka 2.3 – Technicko-ekonomické parametry pro výrobní elektřiny z energie biomasy. [21]

| Charakteristika výrobní elektřiny | Měrné investiční náklady [Kč/kW _e] | Průměrné roční využití instalovaného výkonu za dobu životnosti [kWh _e /kW _e] | Horní hranice rozsahu ročního využití instalovaného výkonu [kWh _e /kW _e] | Náklady na palivo | |
|---|--|---|---|-------------------|----------------------|
| | | | | Kategorie biomasy | Cena biomasy [Kč/GJ] |
| Zdroj spalující čistou biomasu | < 75000 | > 5000 | 5250 | 1 | < 170 |
| | | | 5250 | 2 | < 120 |
| | | | 5250 | 3 | < 70 |
| Zdroj spalující (samostatně) plyn ze zplyňování pevné biomasy | < 75000 | > 5000 | 5250 | 1 | < 170 |
| | | | 5250 | 2 | < 120 |
| | | | 5250 | 3 | < 70 |

Bod I. odstavce „**Výrobní tepla z bioplynu**“ stanovuje dobu životnosti těchto výroben tepla – BPS – rovněž na 20 let. Nároky jsou stanoveny podle stejných kritérií jako v případě výroben elektřiny. Náklady na palivo jsou zde však vztaženy na množství vyrobené elektřiny a v případě BPS zpracovávajících z většiny biologicky rozložitelný odpad zákon předpokládá vybavení hygienizační linkou a další finanční příjem za zpracování odpadu. Platné hodnoty shrnuje tabulka 2.4.

Tabulka 2.4 – Technicko-ekonomické parametry pro výrobní tepla z bioplynu. [21]

| Charakteristika výrobní tepla z bioplynu | Měrné investiční náklady [Kč/kW _e] | Průměrné roční využití instalovaného výkonu za dobu životnosti [kWh _t /kW _t] | Horní hranice rozsahu ročního využití instalovaného výkonu [kWh _t /kW _t] | Náklady na palivo [Kč/kWh _e] |
|--|--|---|---|--|
| Bioplynová stanice zpracovávající převážně statková hnojiva a vedlejší produkty živočišné výroby | < 100000 | > 4000 | 4200 | 1,2 |
| Bioplynová stanice zpracovávající převážně biologicky rozložitelný odpad | < 300000 | > 5000 | 5250 | 0 |

2.4 Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu [22]

K 27.12.2019 je aktuálně platné Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 8/2019 ze dne 20. prosince 2019, kterým se mění cenové rozhodnutí ERÚ č. 3/2019 ze dne 26. září 2019, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie.

Cenové rozhodnutí stanovuje, že pokud byla (mimo jiné) výrobní tepla (BPS), která byla uvedena do provozu od 1. ledna 2016 včetně, výrobní využívající KVET uvedené do provozu nebo rekonstruované od 1. ledna 2016 a výrobní elektřiny využívající druhotné zdroje uvedené do provozu od 1. ledna 2016 včetně poskytnuta jakákoliv nevratná investiční podpora z veřejných prostředků, má tento fakt vliv na výši provozní podpory. [22] Konkrétně pro výrobní elektřiny využívající **energii ze spalování bioplynu** včetně spalování skládkového a kalového **plynu z ČOV** se v závislosti na výši investiční podpory (od 20 % výše) snižuje provozní podpora o 4,5 – 11,5 %. Konkrétní hodnoty jsou stanoveny v tabulce 2.5.

Cenové rozhodnutí dále definuje výpočet tzv. redukčního faktoru, o který se poníží provozní podpora pro výrobní tepla – bioplynové stanice a pro KVET uvedené do provozu (nebo rekonstruované) od 1. ledna 2016 včetně. Způsob snížení provozní podpory tak závisí na druhu výrobní a na době jejího uvedení do provozu. Tato kombinace investiční a provozní podpory je možná až od III. výzvy programu OP PIK OZE vypsáním Ministerstvem průmyslu a obchodu. Popsané údaje shrnuje tabulka 2.5.

Tabulka 2.5 – Snižování velikosti provozní podpory na základě výše poskytnuté nevratné investiční podpory (zdroj: autor, [23] [24])

| Vliv velikosti investiční dotace na provozní podporu | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|----|--------------------------|--------------------------------------|-------------|-------|----|-------|----|-------|----|--------|---|
| výrobní | vedení do provozu | | snížení provozní podpory | výše nevratné investiční podpory [%] | | | | | | | | | |
| | od | do | | od | do (včetně) | od | do | od | do | od | do | | |
| | | | | 0 | 20 | 20 | 30 | 30 | 40 | 40 | 50 | 50 | - |
| Bioplyn * | 1.1.2013 | - | tabulkově | 0,0 % | | 4,5 % | | 6,5 % | | 9,0 % | | 11,5 % | |
| MVE BPS (teplo) KVET | 1.1.2016 | - | redukční faktor | $RF = \frac{DOT \cdot AF}{VYR}^{**}$ | | | | | | | | | |

* Výrobní elektrárny využívající energii ze spalování bioplynu včetně spalování skládkového a kalového plynu z ČOV

** RF – redukční faktor (Kč/MWh); (Kč/GJ v případě podpory na teplo); DOT – celková investiční dotace udělená projektu (Kč); AF – anuitní faktor (-); VYR = P * PRV (pro elektřinu); VYR = P * PRV * 3,6 (pro teplo)

Podpora (zelené bonusy a výkupní ceny) se nevztahuje na technologickou vlastní spotřebu elektrárny.

Výši **hodinového zeleného bonusu** na elektřinu stanovenou podle Vyhlášky O pravidlech trhu s elektřinou [25] pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů zveřejňuje OTE, a.s. způsobem umožňujícím dálkový přístup.

Pro účely této práce jsou stěžejními částmi cenového rozhodnutí body (1.8.), (3) a bod (C).

Dalším dokumentem poskytujícím detailnější vhled do problematiky určování a výpočtu hodinových a ročních zelených bonusů je Metodika stanovení ekvivalentní ceny silové elektrárny.

2.4.1 Bod (1.8.) Výkupní ceny a roční zelené bonusy na elektřinu pro spalování bioplynu, skládkového plynu, kalového plynu a důlního plynu z uzavřených dolů

V případě bodu (1.8) cenového rozhodnutí jsou pro udělení podpory stanoveny speciální podmínky pro BPS, které:

- dodávají bioplyn do kogenerační jednotky mimo areál BPS – bod (1.8.1.)
- využívají biomasu (v tomto cenovém rozhodnutí oproti předchozímu vypadlo omezení „biomasa kategorie 1 – cíleně pěstovaná biomasa“) a proces využití anaerobní fermentace (dále jen AF) – bod (1.8.3.).

Podmínkou pro poskytnutí podpory v souladu s řádkem 321, tedy podle bodu (1.8.3.), je dále uplatnění užitečného tepla (podle zákona č. 165/2012 Sb.) minimálně v úrovni 10 %

vůči vyrobené elektřině z obnovitelných zdrojů, na kterou je uplatňována podpora v daném kalendářním roce.

Rozdělení druhů biomasy do kategorií pro proces využití AF určuje Vyhláška č. 477/2012 Sb., O stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny, tepla nebo biometanu a o stanovení a uchovávání dokumentů [26].

Aktuálně platné výkupní ceny a roční zelené bonusy jsou zobrazeny v tabulce 2.6.

Tabulka 2.6 – Výkupní ceny a roční zelené bonusy na elektřinu pro spalování bioplynu, skládkového plynu, kalového plynu a důlního plynu z uzavřených dolů (zdroj: [24])

| ř./sl. | Podporovaný druh energie | Datum uvedení výroby do provozu | | Instalovaný výkon výroby [kW] | | Kategorie biomasy a proces využití | Jednotarifní pásmo provozování | |
|--------|---|---------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------|------------------------------------|--------------------------------|------------------------|
| | | od (včetně) | do (včetně) | od | do (včetně) | | Výkupní ceny [Kč/MWh] | Zelené bonusy [Kč/MWh] |
| | a | b | c | d | e | k | l | m |
| 300 | Spalování důlního plynu z uzavřených dolů | - | 31.12.2012 | - | - | - | 3 024 | 1 890 |
| 301 | | - | 31.12.2003 | - | - | - | 3 539 | 2 405 |
| 302 | Spalování skládkového plynu a kalového plynu z ČOV | 1.1.2004 | 31.12.2005 | - | - | - | 3 411 | 2 277 |
| 303 | | 1.1.2006 | 31.12.2012 | - | - | - | 3 024 | 1 890 |
| 304 | | 1.1.2013 | 31.12.2013 | - | - | - | 2 183 | 1 049 |
| 320 | Spalování bioplynu v bioplynových stanicích pro zdroje nespĺňující podmínku výroby a efektivního využití vyrobené tepelné energie podle bodu 1.8.3. | 1.1.2012 | 31.12.2012 | - | - | AF | 3 550 | 2 378 |
| 321 | Spalování bioplynu v bioplynových stanicích pro zdroje splňující podmínku výroby a efektivního využití vyrobené tepelné energie podle bodu 1.8.3. | 1.1.2012 | 31.12.2012 | - | - | AF | 4 120 | 2 948 |
| 322 | | - | 31.12.2011 | - | - | AF | 4 120 | 2 948 |
| 324 | Spalování bioplynu v bioplynových stanicích | 1.1.2013 | 31.12.2013 | 0 | 550 | AF | 3 550 | 2 378 |
| 325 | | 1.1.2013 | 31.12.2013 | 550 | - | AF | 3040* | 1868* |

* Výkupní cena a roční zelený bonus je pouze informativní a není možné je nárokovat, dle ust. § 12 odst. 2 zákona č. 165/2012 Sb., ve znění pozdějších předpisů

2.4.2 Bod (3) Roční zelené bonusy na elektřinu z KVET

Výrobce elektřiny z KVET si může nárokovat roční zelený bonus na elektřinu při splnění podmínek stanovených Vyhláškou č. 37/2016 Sb. O elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů [27].

Cenové rozhodnutí dále stanovuje **základní sazbu ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET**. Ta se skládá ze dvou sazeb – základní a doplňkové. Doplňková sazba se vztahuje pouze na některé typy výroben z KVET, které jsou stanoveny v bodu (3.4.) – pro účely BPS se to týká

- vyroben elektřiny spalující (samostatně) plyn ze zplyňování pevné biomasy
- vyroben elektřiny spalující bioplyn v bioplynové stanici.

Pro výrobní elektřiny z KVET uvedené do provozu nebo rekonstruované od 1. ledna 2016 včetně provozní finanční podporu formou zeleného bonusu na elektřinu z KVET **nelze kombinovat** s žádnou jinou formou provozní podpory.

Základní sazba ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET pro výrobní elektřiny s celkovým instalovaným výkonem kogeneračních jednotek do 5 MWe včetně, je stanovena podle tabulky 2.7.

Řádky 700-707 vylučují podporu pro KVET tam, kde je poskytnuta podpora popsána v podkapitole 2.4.1 této práce (bod 1.8. Cenového rozhodnutí). Jelikož je tato podpora v bodě (1.8.) ohraničena časově, platí, že zmíněné řádky 700-707 tuto podporu pro KVET přiznávají provozovněm, které byly uvedeny do provozu po 31.12. 2011, resp. 2012, resp. 2013 (srovnej s tabulkou 2.6 výše, která reprezentuje vyčleněný bod (1), na který se odkazují řádky 700-707 v tabulce 2.7).

Tabulka 2.7 - Základní sazba ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET pro výrobní elektřiny s celkovým instalovaným výkonem kogeneračních jednotek do 5 MWe včetně (zdroj: [24])

| ř./sl. | Podporovaný druh energie | Datum uvedení výroby do provozu | | Instalovaný výkon výroby [kW] | | Provozní hodiny kogenerační jednotky [h/rok] | Zelené bonusy [Kč/MWh] |
|--------|---|---------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------|--|------------------------|
| | | od (včetně) | do (včetně) | od | do (včetně) | | |
| | a | b | c | f | g | k | m |
| 700 | | - | 31.12.2020 | 0 | 200 | 3 000 | 1 016 |
| 701 | Elektřina z KVET s výjimkou elektřiny z KVET vyrobené ve výrobně elektřiny podporované podle bodu (1) a/nebo (2.1.) cenového rozhodnutí a s výjimkou elektřiny z KVET vyrobené ve výrobně elektřiny spalující komunální odpad | - | 31.12.2020 | 0 | 200 | 4 400 | 597 |
| 703 | | - | 31.12.2020 | 200 | 1 000 | 3 000 | 647 |
| 704 | | - | 31.12.2020 | 200 | 1 000 | 4 400 | 280 |
| 706 | | - | 31.12.2020 | 1 000 | 5 000 | 3 000 | 356 |
| 707 | | - | 31.12.2020 | 1 000 | 5 000 | 4 400 | 48 |
| 709 | Elektřina z KVET vyrobená ve výrobně elektřiny současně podporované podle bodu (1) a/nebo (2.1.) cenového rozhodnutí a elektřina z KVET vyrobená ve výrobně elektřiny spalující komunální odpad | - | 31.12.2015 | 0 | 5 000 | 8 400 | 45 |

Základní sazba ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET pro výrobu elektřiny s celkovým instalovaným výkonem kogeneračních jednotek nad 5 MWe, je stanovena podle tabulky 2.8.

Tabulka 2.8 – Základní sazba ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET pro výrobu elektřiny s celkovým instalovaným výkonem kogeneračních jednotek nad 5 MWe (zdroj: [24])

| ř./sl. | Podporovaný druh energie a | Datum uvedení výroby do provozu* | | ÚPE kogenerační jednotky [%] | | Celková účinnost kogenerační jednotky [%] | | Zelené bonusy [Kč/MWh] m |
|--------|---|----------------------------------|------------------|------------------------------|------------------|---|------------------|-----------------------------|
| | | od (včetně) b | do (včetně) c | od h | do (včetně) i | od j | do (včetně) k | |
| 750 | Elektřina z KVET | - | 31.12.2020 | 10 | 15 | - | - | 45 |
| 751 | | - | 31.12.2020 | 15 | - | - | 45 | 60 |
| 752 | | - | 31.12.2020 | 15 | - | 45 | 75 | 140 |
| 753 | | - | 31.12.2020 | 15 | - | 75 | - | 200 |
| 754 | Elektřina z KVET v rekonstruované výrobně elektřiny | 1.1.2013 | 31.12.2020 | 15 | - | 45 | - | 200 |

* V případě elektřiny z KVET v rekonstruované výrobně elektřiny datum ukončení rekonstrukce.

Podle bodu 3.4.1 platného Cenového rozhodnutí se pak výsledná podpora na elektřinu z KVET vypočte podle vzorce

$$C_{zb} = E_{kvet} * (ZB_{zakl. sazba} + ZB_{dopl_I})$$

- kde
- C_{zb} celková výše podpory na elektřinu z KVET
 - E_{kvet} množství elektřiny z KVET
 - $ZB_{zakl. sazba}$ základní sazba zeleného bonusu
 - ZB_{dopl_I} doplňková sazba I k základní sazbě zeleného bonusu

2.4.3 Bod (C) Zelený bonus na teplo

I zde opět platí, že podporu formou zeleného bonusu na teplo pro výrobní tepla z bioplynu **nelze kombinovat** s žádnou jinou formou provozní podpory.

Podpora formou zeleného bonusu na teplo je stanovena podle tabulky 2.9.

Tabulka 2.9 – Podpora tepla formou zeleného bonusu (zdroj: [24][23])

| | Podporovaný druh energie | Datum uvedení výroby do provozu | | Zelené bonusy [Kč/GJ] |
|--------|--|---------------------------------|-------------|-----------------------|
| | | od (včetně) | do (včetně) | |
| ř./sl. | a | b | c | k |
| 800 | Výrobní tepla s výjimkou výrobní tepla z bioplynu | - | 31.12.2020 | 54 |
| 801 | Výrobní tepla z bioplynu zpracovávající převážně statková hnojiva a vedlejší produkty živočišné výroby | 1.1.2016 | 31.12.2020 | 830 |
| 802 | Výrobní tepla z bioplynu zpracovávající převážně biologicky rozložitelný odpad | 1.1.2016 | 31.12.2020 | 830 |

2.5 Vyhláška č. 477/2012 Sb., Vyhláška o stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny, tepla nebo biometanu a o stanovení a uchovávání dokumentů [26]

Vyhláška MPO č. 477/2012 Sb. mimo jiné definuje typy obnovitelných zdrojů, na něž se vztahuje podpora, dále upravuje způsoby využití OZE a cílené pěstování biomasy a dokumentaci s tím spojenou. Předmětem podpory je elektřina, teplo a biometan vyrobený z biomasy (případně biokapalin).

Vyhláškou jsou určeny způsoby využití biomasy, a to následovně (Tabulka 2.10), podle druhu podporované komodity a výrobních procesů.

Tabulka 2.10 – Způsoby využití biomasy při výrobě podporované elektřiny, tepla a biometanu (zdroj: autor, [26])

| Podporovaná výroba | Proces |
|--------------------|---|
| <i>Elektřina</i> | Spalování nebo zplynování |
| | Současné spalování různých druhů paliva |
| | Anaerobní fermentace |
| | Spalování biokapalin |
| <i>Teplo</i> | Spalování nebo zplynování |
| | Společné spalování s druhotným zdrojem |
| | Spalování biokapalin |
| <i>Biometan</i> | Anaerobní fermentace |

Dále je určeno, co je považováno za cíleně pěstovanou biomasu (§7 a příloha 1 vyhlášky). **Cíleně pěstovanou biomasou** je biomasa, která

- nepochází z rostlin definovaných v příloze 4 této vyhlášky
- je vypěstována na vymezené půdě v ČR,

přičemž jsou stanoveny další požadavky na dokumentaci a záznamy o takto vyrobené biomase.

Podpora elektřiny z OZE a biometanu je na základě této vyhlášky, § 8, poskytována pouze v případě, že podíl cíleně pěstované biomasy tvoří maximálně 70 % z celkové hmotnosti vstupních surovin v původní hmotě. Zbývajících minimálně 30 % musí být tvořeno biomasou kategorie 2 (podle přílohy 1 vyhlášky, PŘÍLOHA 2 – Zařazení druhů biomasy, které jsou předmětem podpory, do jednotlivých skupin podle kategorií (Příloha č. 1 k vyhláše č. 477/2012 Sb.) této práce, a při dodržení minimálních hodnot sušiny).

Dále je pro účely doložení splnění podmínek pro bioplyn a biometan definována primární energie biomasy:

„primární energií biomasy použité pro anaerobní fermentaci se rozumí energetická výtěžnost biomasy v původním stavu, v jakém vstupuje do procesu anaerobní fermentace, a to ve vyjádření výhřevnosti vzniklého bioplynu v objemových jednotkách metanu na tunu původní hmoty a následně přepočteného na výhřevnost čistého metanu, která činí 9,9 MWh/m³. Naměřené objemové množství je přepočteno na standardní technické podmínky v plynárenství, které jsou teplota 15 °C a tlak 101,325 kPa.“ [26]

V přílohách vyhlášky je dále možno nalézt metodiku pro výpočet úspory emisí skleníkových plynů, vzory pro výše zmíněnou dokumentaci a minimální hodnoty sušiny.

2.6 Zákon č. 406/2000 Sb., Zákon o hospodaření energií [28]

Dalším právním předpisem majícím vliv na provozování bioplynových stanic je Zákon o hospodaření energií. Jeho účelem je zvyšování hospodárnosti užití energie a zvyšování energetické účinnosti ve výrobě, přenosu, přepravě, distribuci, rozvodu a spotřebě energie a v uskladňování plynu. Toho se zákon snaží dosáhnout prostřednictvím vymezení práv a povinností subjektů nakládajících s energií, ale i stanovením pravidel pro Státní energetickou koncepci (SEK), územní energetickou koncepci a Národní program hospodárného nakládání s energií a využívání OZE. Dále zákon upravuje povinnosti při kombinované výrobě elektřiny a tepla, při štítkování spotřebičů a budov a rovněž povinnosti stavebníků a majitelů budov při hospodaření s energií. [29]

Zákon určuje účel a podobu Státní energetické koncepce. Navrhuje ji MPO, schvaluje vláda. SEK je vyhodnocována a aktualizována každých 5 let. Tento pro výkon státní správy závazný dokument je definován jako:

„strategickým dokumentem vyjadřujícím cíle státu v nakládání s energií v souladu se zásadami trvale udržitelného rozvoje, zajištěním bezpečnosti dodávek energie, konkurenceschopnosti hospodárství a sociální přijatelnosti pro obyvatelstvo a je přijímána na období 25 let.“ [28]

Dalším dokumentem vytvářeným jednou ročně prostřednictvím MPO je **Státní program na podporu úspor energie a využití obnovitelných a druhotných zdrojů energie**. Pro účely provozování BPS je to pravděpodobně nejdůležitější část zákona, jelikož za účelem uskutečňování tohoto Programu mohou být poskytovány dotace například na následující činnosti:

- energeticky úsporná opatření ke zvyšování účinnosti užití energie a snižování energetické náročnosti budov včetně rozvoje budov s téměř nulovou spotřebou energie
- rozvoj využívání vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla
- modernizaci výrobních a rozvodných zařízení energie

- rozvoj využívání obnovitelných a druhotných zdrojů energie
- rozvoj energetického využití komunálních odpadů

V další části je upravena kontrola kotlů, dále snižování energetické účinnosti budov. Paragrafy 8 a 8a (Energetické štítky a Ekodesign) odstraňuje připravovaná novela tohoto zákona, jelikož jsou z důvodu úpravy totožné problematiky prostřednictvím nařízení Evropského parlamentu nadbytečné. Následující § 9 a § 9a popisuje Energetický audit, respektive Energetický posudek. Vlastník energetického hospodářství má povinnost zpracovat tyto dokumenty, pokud takové hospodářství má vyšší spotřebu energie a pokud všechna jeho energetická hospodářství mají celkovou průměrnou roční spotřebu energie za poslední dva kalendářní roky vyšší, než je hodnota spotřeby energie stanovená prováděcím právním předpisem, respektive pokud staví nebo provádí větší změnu dokončené budovy se zdrojem energie s instalovaným tepelným výkonem vyšším než 200 kW, dále pro posouzení nákladů a přínosů KVET (o celkovém tepelném příkonu nad 20 MW) a využití odpadního tepla (i z průmyslových provozů).

V dalších částech jsou upraveny přestupky a činnost a organizace Státní energetické inspekce.

2.7 Vyhláška č. 441/2012 Sb., Vyhláška o stanovení minimální účinnosti užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie [30]

Vyhláška je vydána MPO a stanoví „*minimální účinnost užití energie pro výstavbu nové výrobní elektřiny nebo tepla nebo pro výrobu elektřiny nebo tepla, u které se provádí změna dokončené stavby, podle § 6 odst. 1 zákona o hospodaření energií*“ [30] při výrobě tepla, elektřiny a KVET.

Dále stanovuje minimální hodnotu účinnosti užití energie pro vznik nároku na poskytnutí podpory elektřiny a/nebo tepla vyrobené z OZE podle zákona č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie. Postupy stanovení těchto účinností jsou předmětem příloh této vyhlášky.

Pro účely této práce je stěžejní zejména § 4 o stanovení účinnosti a minimální účinnost užití energie při kombinované výrobě elektřiny a tepla, jelikož se vztahuje na „*výstavbu nové výrobní pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla nebo pro její změnu podle § 6 odst. 1 zákona o hospodaření energií a k požadavkům pro nárok na podporu elektřiny vyrobené z biomasy nebo biokapalin nebo bioplynu podle § 4 odst. 4 zákona o podporovaných zdrojích energie.*“ [30] Výpočet této účinnosti užití energie, respektive minimální účinnosti závisí na typu zařízení a je stanoven v přílohách k vyhlášce. Zde je pro lepší orientaci uveden stručný přehled obsahu jednotlivých příloh:

- stanovení účinnosti výroby energie v kogenerační jednotce se spalovacím motorem a ve výrobně s více kogeneračními jednotkami je provedeno podle přílohy č. 7 vyhlášky,
- stanovení účinnosti výroby energie v kombinovaném cyklu se spalovacím motorem a ORC turbínou podle přílohy č. 11
- minimální účinnost dodávky tepla z výroby tepla podle přílohy č. 17
- minimální účinnost výroby elektřiny v kogenerační jednotce se spalovacím motorem podle přílohy č. 20 k této vyhlášce
- minimální účinnost výroby energie v kogenerační jednotce se spalovacím motorem a minimální účinnost výroby energie ve výrobně s kogeneračními jednotkami a kotli podle přílohy č. 21 vyhlášky
- podle § 4, odst. 3, písm. e) při kombinaci spalovacího motoru s ORC cyklem navrhuje účinnost na základě výpočtu (podle §4, odstavce 2 písm. e), g), h) a i)) stavebník nebo vlastník výroby elektřiny nebo tepla; navržené hodnoty minimální účinnosti odsouhlasuje ministerstvo.

Tyto účinnosti se vyhodnocují minimálně jednou ročně.

Vyhláška dále pro účely stanovení minimální účinnosti jednotlivých typů technologií stanoví referenční hodnoty výhřevnosti různých druhů paliv, v případě biomasy pak i obsah vody v palivu. Tyto hodnoty jsou předmětem přílohy č. 23 vyhlášky.

PROGRAMY MPO

2.8 Operační program Podnikání a Inovace pro konkurenceschopnost (OP PIK 2014–2020)

Struktura podpory prostřednictvím OP PIK je rozdělena [31] do jednotlivých **programů** (např. *Program podpory OZE, Program nízkouhlíkové technologie*), které jsou dále rozděleny podle konkrétních **aktivit** (např. aktivita *a) Vyvedení tepla/bioplýnu ze stávajících bioplynových stanic* nebo aktivita *d) Vtláčení bioplýnu*). Programy se dále dělí podle tzv. **Prioritních os** operačních programů (PO, např. *Efektivní energie, Účinné nakládání s energií*). V rámci těchto programů a aktivit jsou pak definovány tzv. **Specifické cíle** (SC), které konkrétně specifikují daný program (např. SC 3.1 „Zvýšit podíl výroby z OZE na hrubé konečné spotřebě ČR“). Nakonec pro účely poskytování podpory probíhají jednotlivé, časově ohraničené **Výzvy** (např. v současné době k 29.3.2019 končí *IV. Výzva programu podpory OZE*). Struktura je tedy následujícího charakteru:

- Program
 - Aktivita
 - Prioritní osa (PO)
 - Specifické cíle (SC)
 - Výzva

Program OZE

Cílem tohoto programu je zvýšit využívání OZE s největší efektivitou a bez negativního vlivu na elektrizační soustavu a přispět tak k naplnění cíle 13% podílu energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie do r. 2020.

Hlavními příjemci mají být podnikatelské subjekty všech velikostí a zemědělství podnikatelé (ale ti **pouze v souvislosti s vyvedením tepla či bioplýnu ze stávajících BPS**).

Podporované aktivity programu OZE:

- vyvedení tepla ze stávajících BPS (tepelné rozvodné zařízení do místa spotřeby)
- vyvedení bioplýnu ze stávajících BPS (bioplynovod do KVET)¹
- výstavba a rekonstrukce zdrojů KVET z biomasy a vyvedení tepla

¹ Pokud by se vyvedené teplo, resp. elektřina používaly pro krytí vlastní spotřeby, pak investiční výdaje přímo související s touto spotřebou nejsou způsobilým výdajem.

- výstavba a rekonstrukce zdrojů tepla z biomasy a vyvedení tepla
- výstavba, rekonstrukce a modernizace MVE (do 10 MWe)

Podpora programu zároveň vylučuje následující aktivity:

- Výstavba a rekonstrukce
 - Solárních, větrných a geotermálních zdrojů
 - Bioplynových stanic (jiných než vyjmenovaných aktivit)
- Využití odpadního tepla
 - v ORC systému pro BPS k výrobě elektrické energie
 - v rámci úspory elektrické energie v technologické spotřebě
- Instalace OZE pro vlastní spotřebu podniku

2.8.1 Program OZE, aktivita a) Vyvedení tepla/bioplynu ze stávajících BPS, PO3 Efektivní energie, SC 3.1: „Zvýšit podíl výroby z OZE na hrubé konečné spotřebě ČR“, IV. výzva² [31] [32]

V době psaní tohoto textu se lámala platnost IV. výzvy, která skončila k 29.3.2019. Alokace činila 930 mil. Kč, přičemž výše dotace se mohla pohybovat v mantinelech 250 tis. Kč – 100 mil. Kč. Pro aktivitu vyvedení tepla nebo bioplynu ze stávajících bioplynových stanic pak limitně do výše 200 mil. Kč. Míra podpory byla v tomto případě 40 % pro velký podnik (od 250 zaměstnanců), 45 % pro střední (50–249 zaměstnanců) a 50 % pro malý (do 49 zaměstnanců). Totožná míra podpory se vztahovala i na energetický posudek a projektovou dokumentaci. Prioritně jsou aktivity seřazeny v následujícím pořadí:

1. vyvedení tepla a bioplynu ze stávajících bioplynových stanic
2. opatření týkající se MVE
3. výtopen z biomasy
4. KVET z biomasy

Mezi specifické podmínky programu týkající se IV. výzvy patří podpora projektů:

- KVET pouze v případě splnění kritéria vysokoúčinné výroby elektřiny a tepla
- využívajících lokální udržitelnou biomasu (pelety, dřevní štěpka), pocházející ze stejného kraje nebo do 100 km

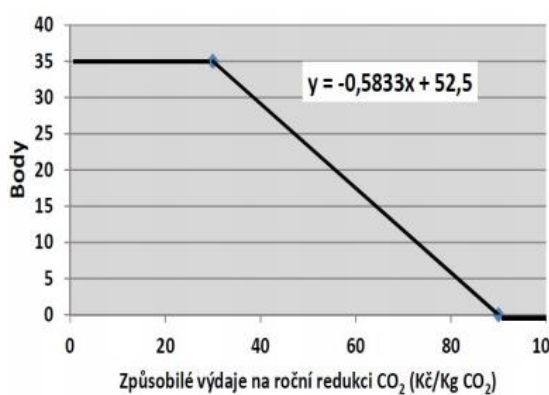
² Podrobné a aktuální informace lze nalézt na webových stránkách Agentury pro podnikání a inovace: <https://www.agentura-api.org/programy-podpory/obnovitelne-zdroje-energie/obnovitelne-zdroje-energie-vyzva-iv/>

- monovýrobu tepla (musí být analýzou prokázáno, že se jedná o energeticky efektivnější aplikaci nežli KVET)
- investiční podpora snižuje vnitrostátní provozní podporu podle oznámení Evropské komise (viz Tabulka 2.5)
- nebude podporována rekonstrukce či výstavba zdroje nad 10 MW
- nebudou podpořeny projekty rekonstrukce či modernizace v rámci spalování paliv v zařízení s celkovým jmenovitým příkonem nad 20 MW

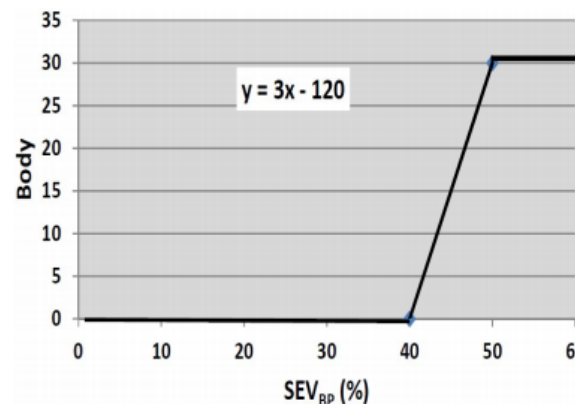
Pokud jde o problematiku pobírání investiční a provozní podpory zároveň, tak již od III. Výzvy platí, že v případě poskytnuté investiční podpory bude odpovídajícím způsobem snížena vnitrostátní provozní podpora, a to podle oznámení Evropské komise. Pro tyto účely je zaveden výpočet tzv. Redukčního faktoru – viz kapitola 2.4. V rámci I. a II. Výzvy nebyl souběh těchto podpor možný, což se týkalo jak nových, tak rekonstruovaných výroben elektrické i tepelné energie.

Výběrová kritéria IV. výzvy aktivity „Vyvedení tepla ze stávajících bioplynových stanic pomocí tepelných rozvodných zařízení do místa spotřeby a vyvedení bioplynu ze stávajících bioplynových stanic pomocí bioplynovodu“ se zaměřují mimo jiné na *přípravenost žadatele* (stavební povolení), na *potřebnost a relevanci projektu* (měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO₂ v Kč/kg CO₂ za rok), *stupeň energetického využití bioplynu* (SEV_{BP}, více viz kapitola 3) a na *hospodárnost rozpočtu* (přiměřenost v místě a čase cenám obvyklým).

Kritéria jsou bodově ohodnocena, přičemž téměř dvě třetiny všech bodů lze získat za výdaje týkající se redukce CO₂ a za stupeň energetického využití bioplynu. Tyto hodnoty jsou určeny předpisy zobrazenými na obrázku 2.1 a obrázku 2.2. V prvním případě je pro maximální bodový zisk nutné dosáhnout měrných způsobilých výdajů na redukci CO₂ 30 Kč/kg CO₂ nebo nižších a ve druhém případě alespoň 50% SEV_{BP} či vyššího.



Obrázek 2.1 – Definice kritéria pro měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO₂, aktivita a) (zdroj: [31])



Obrázek 2.2 – Definice kritéria pro stupeň energetického využití bioplynu, aktivita a) (zdroj: [31])

V tabulce 2.11 a v tabulce 2.12 níže je zobrazena statistika podaných žádostí o dotaci a částky vyplacených, respektive očekávaných dotací v rámci tohoto programu. V oblasti vyvedení tepla z BPS tak bylo v prvních třech výzvách evidováno 12 projektů a ve čtvrté výzvě pouze 1 projekt, který však ještě čeká na schválení.

Tabulka 2.11 – Schválené žádosti programu OZE I.-III. výzva. [33]

| Typ aktivity | Počet žádostí | Celkové způsobilé výdaje | Dotace |
|--|---------------|--------------------------|-----------------------|
| OZE vyvedení tepla z bioplynových stanic | 12 | 112 104 041 Kč | 52 684 547 Kč |
| OZE výstavba a rekonstrukce zdrojů KVET z biomasy | 1 | 3 413 719 Kč | 2 730 975 Kč |
| OZE výstavba a rekonstrukce zdrojů tepla z biomasy | 18 | 462 109 762 Kč | 316 489 820 Kč |
| OZE výstavba a rekonstrukce a modernizace MVE | 2 | 11 414 714 Kč | 9 131 771 Kč |
| Celkem I. - III. výzva OZE | 33 | 589 042 236 Kč | 381 037 113 Kč |

Tabulka 2.12 – Podané žádosti ve IV. výzvě programu OZE. [33]

| Typ aktivity | Počet žádostí | Celkové způsobilé výdaje | Dotace |
|--|---------------|--------------------------|-----------------------|
| OZE vyvedení tepla z bioplynových stanic | 1 | 21 386 496 Kč | 9 623 923 Kč |
| OZE výstavba a rekonstrukce zdrojů KVET z biomasy | 7 | 66 963 062 Kč | 47 541 435 Kč |
| OZE výstavba a rekonstrukce zdrojů tepla z biomasy | 15 | 386 770 308 Kč | 277 393 943 Kč |
| OZE výstavba a rekonstrukce a modernizace MVE | 4 | 160 139 966 Kč | 116 481 952 Kč |
| Celkem IV. výzva OZE | 27 | 635 259 831 Kč | 451 041 253 Kč |

První a druhá výzva programu obsahovala určitá omezení, která nedovolovala instalaci OZE pro vlastní spotřebu podniku a zároveň ani kombinaci investiční dotace s provozní podporou. V roce 2017 byly podmínky aktualizovány a tyto překážky odstraněny. V případě využití investiční podpory tak žadatel dosáhne i na provozní podporu, která je nyní předepsaným způsobem krácena, jak je popsáno v kapitole 2.4. Popsané změny měly pozitivní efekt a byla zaznamenána rostoucí poptávka po investičních dotacích, zejména v oblasti výroby tepla z biomasy. [33]

2.8.2 Program OZE, aktivita d) Vyvedení tepla ze stávajících výroben elektřiny – BPS, PO3 Efektivní energie, SC 3.1: „Zvýšit podíl výroby z OZE na hrubé konečné spotřebě ČR“, V. výzva [34]

V současné době je v platnosti již V. výzva programu OZE a stále obsahuje aktivitu „vyvedení tepla ze stávajících výroben elektřiny – bioplynových stanic využívajících bioplyn v bioplynové stanici k výrobě elektřiny a tepla pomocí tepelných rozvodných zařízení do místa spotřeby“. Celková alokace výzvy je asi o třetinu nižší než v předchozím případě – 640 mil. Kč – přičemž pro aktivitu d) je vyhrazeno 25 mil. Kč. Tato výzva byla vyhlášena v červenci 2019 a probíhá od 02.09.2019 do 31.03.2020. Je určena pro malé a střední podniky (podle definice v Příloze I Nařízení Komise (EU) č. 651/2014 [35]) vyrábějící energii z OZE a pro zdroje do 10 MW.

Výše podpory je totožná s podmínkami ve IV. výzvě, tedy maximálně 50 % způsobilých výdajů.

Vyhlášená aktivita si opět klade za cíl zvýšení využití vstupní suroviny v BPS a motivaci jejích provozovatelů k zavedení inovací a využití velkého procenta odpadního tepla, které je bez užitku mařeno v chladiči KGJ.

2.8.3 Program Nízkouhlíkové technologie (NUT), aktivita d) Vtláčení bioplynu, PO3 Účinné nakládání s energií, SC 3.4: „Uplatnit inovativní nízkouhlíkové technologie“, IV. výzva [31] [36]

Tato aktivita podporovala technologie na úpravu bioplynu na biometan a jeho vtláčení do sítě nebo jeho plnění v rámci místní infrastruktury (například plnění lahví, CNG vozidel apod.). [37] Platnost IV. výzvy však končila v průběhu psaní tohoto textu, když probíhala od 3.12.2018 do 30.09.2019. Nová, V. výzva, však zatím nebyla na rozdíl od Programu OZE aktivity vyvedení tepla z BPS vyhlášena. Je však důležité se o existenci této podpory i tak zmínit, neboť také podporovala zvyšování využití bioplynu ve stávajících BPS. Tento způsob inovace a dalšího rozvoje BPS je však výrazně náročnější zejména technologicky, ale i ekonomicky. Avšak jak je zmíněno níže, alokace této výzvy byla výrazně vyšší než v případě aktivity vyvedení tepla.

Výše podpory byla omezena článkem 48 a 56 GBER³, který stanoví následující: „výše podpory nesmí přesáhnout výši rozdílu mezi způsobilými náklady a provozním ziskem z investice. Od způsobilých nákladů se odečte provozní zisk, a to buď ex ante nebo uplatněním mechanismu zpětného vymáhání podpory. Výše dotace bude odpovídat výše uvedenému rozdílu.“ [38]

Pro přiznání této podpory projekt nesměl být financován provozní podporou obnovitelných zdrojů energie. [36]

Alokace IV. výzvy činila 100 mil. Kč. Podporu pro podniky nesplňující definici malých a středních podniků dle přílohy č. 1 Nařízení Komise (EU) č. 651/2014 [38] bylo možné poskytnout maximálně do výše 40 mil. Kč / 40 % alokace na tuto výzvu.

Výběrová kritéria jsou stanovena v Příloze č. 3 – *Model hodnocení a kritéria pro hodnocení a výběr projektů* [39] a jsou obdobná jako v případě aktivity a) Vyvedení tepla. Téměř tři čtvrtiny bodů lze získat v kritériu *Potřebnost a relevance projektu*. Sem mimo jiné spadá *Energetická účinnost – SEV_{BP}, Měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO₂ a Způsob zneškodnění zbytkového metanu v odpadním plynu z výroby biometanu.*

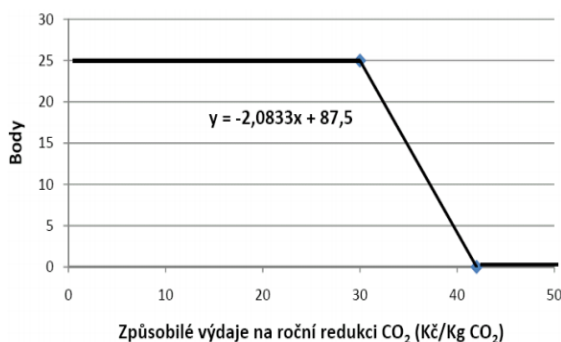
³ GBER (General Block Exemption Regulation, česky ONBV – Obecné nařízení o blokových výjimkách) obsahuje podmínky pro poskytování veřejné podpory podle nařízení Komise (EU) č. 651/2014 ze dne 17. června 2014. (viz. <https://www.uohs.cz/cs/verejna-podpora/obecne-narizeni-o-blokovych-vyjimkach-gber.html>)

Způsob zneškodnění zbytkového metanu hodnotí projekty podle toho, zda je volně vypouštěn do ovzduší, nebo je využit v kogenerační jednotce (KJ), nebo zda je dopalován v plném množství v katalytickém spalovacím zařízení.

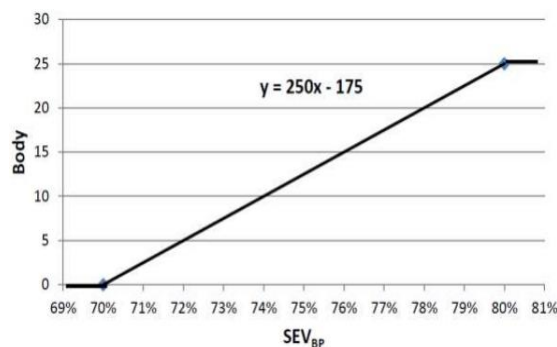
Podmínky pro Energetickou účinnost a Ekologické přínosy jsou nastaveny o něco přísněji než v případě aktivity Vyvedení tepla. Jsou definovány na základě obrázku 2.3 a obrázku 2.4.

„Stupeň energetického využití bioplynu (SEV_{BP}) posuzuje energetickou účinnost využití energie surového bioplynu ($Q_{BPbrutto}$) na úpravu bioplynu na biometan pro dodávku do plynárenské sítě. Mezi 70 % a 80 % je stanovena lineární závislost ve tvaru body $y = 250x - 175$; pro SEV_{BP} rovno a větší než 80 % přísluší 25 bodů.“ [39] Toto reprezentuje obrázek 2.3 níže.

„Měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO_2 berou v úvahu způsobilé výdaje na snížení 1 kg emisí CO_2 za rok. Stanovený interval lineární interpolace odpovídá reálným způsobilým výdajům na snížení emisí⁴ dosahovaných v reálných projektech. Mezi 30 Kč/kg CO_2 a 42 Kč/kg CO_2 je stanovena lineární závislost ve tvaru body $y = -2,0833x + 87,5$; pro měrné investiční náklady rovny a menší nežli 30 Kč/kg CO_2 přísluší 25 bodů.“ [39] Popsaná závislost je zobrazena na obrázku 2.4 níže.



Obrázek 2.3 – Definice kritéria pro měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO_2 , aktivita d) (zdroj: [39])



Obrázek 2.4 – Definice kritéria pro stupeň energetického využití bioplynu, aktivita d) (zdroj: [39])

Dále, v Příloze č. 2 Vymezení způsobilých výdajů [40], je stanovena hodnota WACC, kdy je přiměřený provozní zisk před zdaněním uvažován ve výši 7,95 %. Tato hodnota představuje WACC na IV. regulační období. V této příloze jsou také přesně vymezeny způsobilé výdaje (ZV) a lze zde nalézt i příklad výpočtu výše možné dotace (str. 4).

Další informace týkající se žádosti o podporu a ekonomického hodnocení projektu jsou zpracovány v dokumentu Pravidla pro žadatele a příjemce z OP PIK - Zvláštní část; Program NUT, aktivita d) Vtláčení bioplynu, Výzva IV. [41], případně v Informačním zpravodaji OPIK vydávaným prostřednictvím MPO [42] (str. 10).

⁴ Snížení emisí CO_2 souvisí s předpokládaným vytěsněním zemního plynu dodávkou biometanu do plynové sítě.

2.9 Národní akční plán pro obnovitelné zdroje energie (NAP pro OZE) [43]

Národní akční plán pro obnovitelné zdroje energie (NAP pro OZE) má za cíl přispět ke snížení závislosti České republiky na fosilních zdrojích. Aktuální akční plán byl schválen vládou 25. ledna 2016 a je výsledkem spolupráce státních rezortů (MPO, MŽP, MZe, ERÚ a dalších) a zástupců asociací sdružujících provozovatele OZE. NAP je zakotven v zákoně č. 165/2012 Sb. o POZE.

NAP pro OZE je založen na směrnici Evropského parlamentu a Rady č. 2009/28/ES o podpoře využívání energie z OZE. Tato směrnice pro ČR určuje cíl dosáhnout do roku 2020 podíl energie z OZE na hrubé konečné spotřebě energie minimálně 13 %.

Pro účely BPS je významná část 4.2.8 „*Integrace bioplynu do sítě se zemním plynem (čl. 16 odst. 7 a čl. 16 odst. 9 a 10 směrnice 2009/28/ES)*“.

V odstavci b) se uvádí následující: „*Současná plynárenská síť (vysokotlak) je dostatečně dimenzovaná pro případné připojení zdrojů bioplynu. Kapacita soustavy se řeší vždy ve vztahu k příslušnému místu připojení (jakékoli výroby plynu) a existující distribuční soustavě. Obecně lze říci, že je dostatečná kapacita vysokotlaké soustavy pro vtlačení. U středotlakých a nízkotlakých připojení většinou není možné z důvodu minimálních letních odběrů na dané části plynárenské soustavy,*“ [43] což poněkud komplikuje situaci v případě, že by se provozovatel BPS rozhodl přistoupit k úpravě technologie na úpravu bioplynu na biometan se záměrem vtlačení do sítě. V případě realizace přípojky do vysokotlaké soustavy by byly náklady na přípojku a technologii výrazně vyšší než s variantou středotlaku, a to zejména z důvodu nutnosti pořízení výkonného kompresoru.

Odstavec c) určuje technická pravidla pro připojení k soustavě a jejich zveřejňování: „*Základní požadavky na připojení jsou dány vyhláškou č. 459/2012 Sb. o požadavcích na biometan, způsob měření biometanu a kvality biometanu dodávaného do přepravní soustavy, distribuční soustavy nebo podzemních zásobníků plynu. Podrobnější technické specifikace jsou pak stanoveny v rámci technických pravidel TPG 902 02 z roku 2008 (Jakost a zkoušení plyných paliv s vysokým obsahem metanu). Od 1.3.2011 jsou platná technická pravidla TDG 983 01 Vtláčení bioplynu (biometanu) do plynárenských sítí. Požadavky na kvalitu a měření, týkající se požadavků na bioplynové stanice, měření kvality, pravidel pro odorizaci a tlak. Způsob výpočtu sazeb za připojení a podmínky připojení stanoví vyhláška ERÚ č. 62/2011 Sb., o podmínkách připojení k plynárenské soustavě.*“ [43]

Dále je zajímavá část 4.3 zabývající se režimy podpory určené k podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů při výrobě elektřiny. Je zde uveden přehledný seznam dostupných podpor a jsou zde diskutovány jejich výhody a nevýhody, včetně odkazů na další závazné dokumenty.

3 PRINCIP FUNGOVÁNÍ BPS A STUPEŇ ENERGETICKÉHO VYUŽITÍ BIOPLYNU

3.1 PRINCIP FUNGOVÁNÍ BPS

Základním předpokladem pro fungování BPS je průběh tzv. anaerobní digesce (fermentace) přírodních materiálů pocházejících z různých zdrojů. Na základě toho se BPS dělí na

- ZEMĚDĚLSKÉ

Zpracování materiálů ze zemědělské prvovýroby jako statková hnojiva a energetické plodiny (kukuřičná siláž, travní senáž atd.).

- PRŮMYSLOVÉ

Zdrojem bioplynu jsou obvykle poměrně rizikové vstupy – kaly z ČOV nebo krev z jatek.

- KOMUNÁLNÍ

Vstupem jsou biologicky rozložitelné komunální bioodpady nebo odpady z domácností.

Při anaerobní digesti mikroorganismy rozkládají tyto vstupy bez přístupu vzduchu za vzniku bioplynu (hlavními složkami jsou metan CH_4 a oxid uhličitý CO_2). Poměr těchto dvou složek se pohybuje v poměrně široké škále od cca 50-80 % metanu a 20-42 % oxidu uhličitého a závisí právě na druhu vstupních surovin, typu fermentoru, obsahu sušiny, pH, promíchávání a teplotě. Přehled jednotlivých složek a jejich podíl v bioplynu je shrnut v tabulce níže. Výhřevnost takto vzniklého bioplynu (s obsahem metanu 55-70 %) se pohybuje v rozmezí cca 5-7,2 kWh/m³. [44]

Tabulka 3.1 – Podíl složek přítomných v bioplynu. [44]

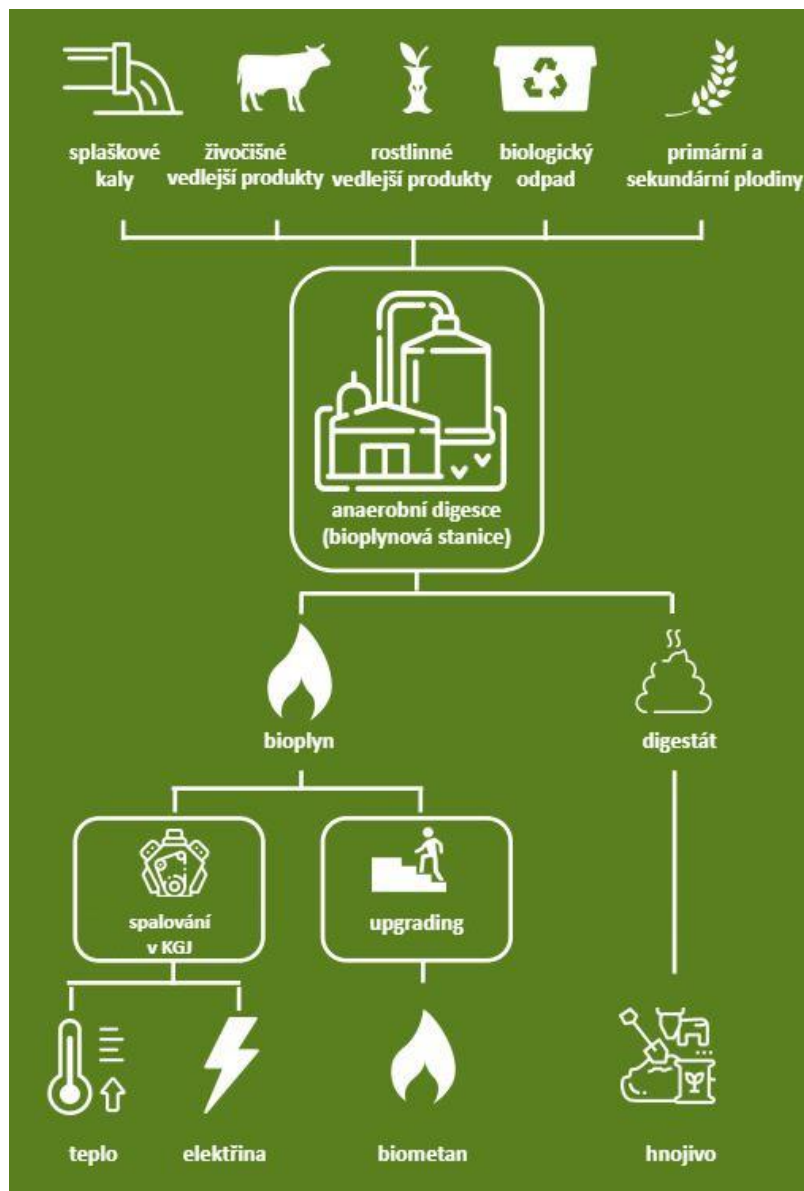
| Složka | Procentuální zastoupení |
|---------------|-------------------------|
| Metan | 50-80 |
| Oxid uhličitý | 20-42 |
| Vodní pára | 0-10 |
| Dusík | 0-5 |
| Kyslík | 0-2 |
| Vodík | 0-1 |
| Čpavek | 0-1 |
| Sulfan | 0-1 |

Právě podle teploty, při níž anaerobní digesce probíhá, dělíme bakterie produkující metan na tři kmeny:

- PSYCHROFILNÍ < 20 °C
- MEZOFILNÍ 25-35 °C
- TERMOFILNÍ > 45 °C

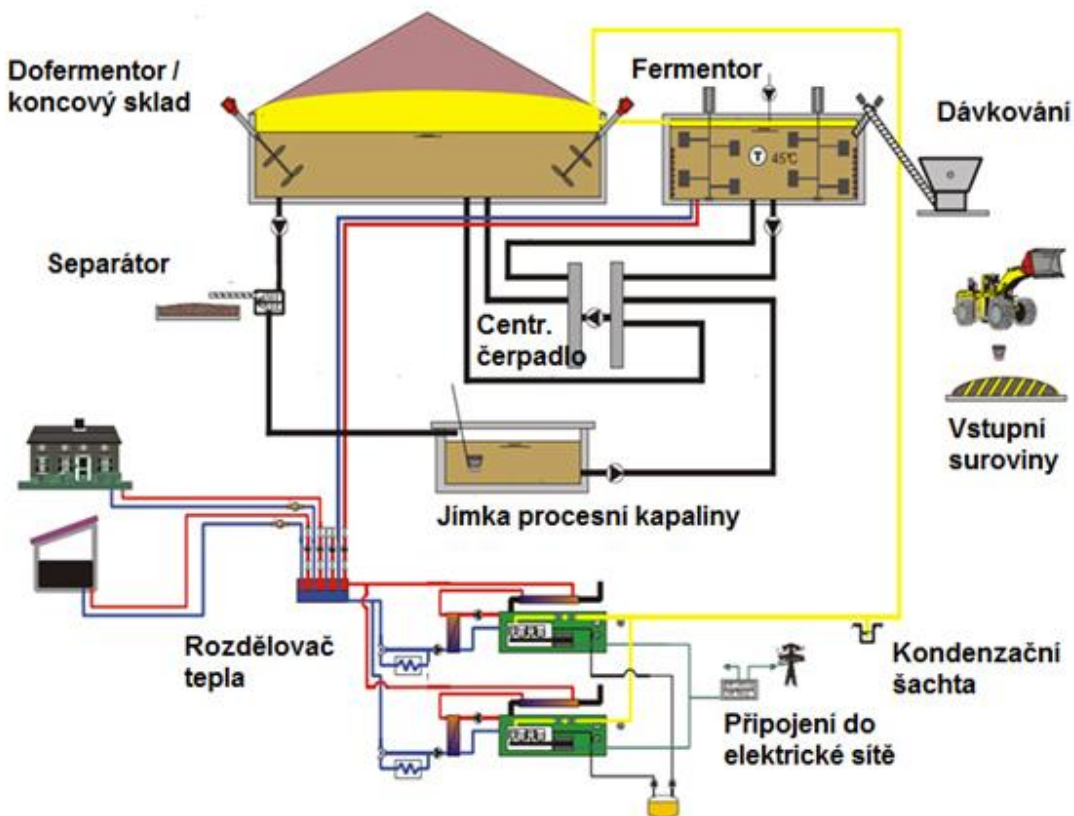
Ideálními podmínkami pro kvalitní průběh anaerobní digesce je anaerobní prostředí (tedy bez přístupu vzduchu), alespoň 50% vlhkost a hodnota pH 6,5-7,5.

Druhým významným produktem mimo bioplyn je tzv. digestát, což je pevný zbytek po vyhnutí vstupních surovin, a dále tzv. fugát – tekutý zbytek. Digestát je možné dále využít jako hnojivo, zatímco fugát je obvykle odváděn do ČOV. Systém vstupů, výstupů a technologických procesů probíhajících v BPS je zjednodušeně znázorněn na obrázku.



Obrázek 3.1 – Schéma znázorňující systém vstupů, technologických procesů a výstupů v BPS. (upraveno) [45]

Celkový proces začíná vložením biomasy dávkovacím zařízením do fermentoru, kde dochází k jejímu zahřátí na požadovanou teplotu, kdy se nastartuje činnost bakterií. Začíná docházet ke vzniku bioplynu, který je odváděn do speciálních zásobníků a následně zušlechťován (separace sirovodíku a čpavku). Takto upravený bioplyn je pak spalován v kogenerační jednotce nebo se využívá pro výrobu tepla. [44] Dalšími technologickými částmi BPS je trafostanice a její propojení s distribuční sítí 22 kV. Tento princip je zobrazen na obrázku níže.



Obrázek 3.2 – Princip fungování bioplynové stanice. [46]

3.2 TECHNOLOGIE NA VÝROBU BIOMETANU

Jednou z cest zvyšování využití energie vstupních surovin je mimo vyvážení odpadního tepla také úprava bioplynu na biometan a jeho následné vtlačení do stávajících plynovodů a/nebo využití jako paliva pro CNG vozidla. Tato technologie je sice teprve v začátcích, v současnosti není ve většině zemí, včetně České republiky, široce rozšířena. Nicméně právě z důvodu důrazu na zvyšování ukazatele Stupně energetického využití bioplynu (podrobně viz následující kapitola), a to jak od různých autorit jako například MPO, tak od samotných provozovatelů BPS, pro které toto využití představuje dodatečné zisky, se úprava bioplynu na biometan jeví jako cesta, kterou by se stávající BPS mohly v budoucnosti ubírat. Tím spíše v důsledku klesající podpory výroby elektřiny [47] a také

v souvislosti s vypsáním IV. Výzvy programu OP PIK Ministerstvem průmyslu a obchodu.

Pod pojmem biometan se skrývá „vyčištěný“ bioplyn obsahující alespoň 95 % metanu – tedy plyn o kvalitě zemního plynu (podle ISO DIS 15669 jím ale může být též plyn, k jehož syntéze bylo využito obnovitelné energie nebo oxidu uhličitého z obnovitelného zdroje - tzv. power-to-gas technologie). Čištěním se dále dosahuje zejména snížení obsahu CO₂ a odstranění sulfanu (způsobuje nežádoucí emise SO₂), vody (zvyšuje korozi technologických prvků systému) a čpavku (zvyšuje detonační vlastnosti a způsobuje emise NO_x). Požadavky na jeho kvalitu jsou dány normou ČSN 65 6514 (656514) Motorová paliva – Bioplyn pro zážehové motory – Technické požadavky a metody zkoušení. [47]

Aktuálně existuje pět technologických způsobů, které se používají k upgradingu bioplynu na biometan. V principu jde vždy o způsob, jak z bioplynu odstranit téměř poloviční podíl oxidu uhličitého. Základní dělení těchto procesů je na absorpční a adsorpční a dále na membránovou filtraci. Stručný popis těchto technologií je převzat z dokumentu CzBA [48]:

***„Absorpce ve vodě** nebo organických rozpouštědlech probíhá za zvýšeného tlaku (5-10 bar). Oxid uhličitý je rozpuštěn ve vodě nebo selektivním organickém rozpouštědle, tím je bioplyn zušlechťen a CO₂ v desorpční nádobě vystripován vzduchem z roztoku za atmosférického tlaku.*

*Při **chemické absorpci** reaguje CO₂ rozpuštěný ve vodě s přidáním aminem a tak může být odstraněn z proudu plynu. Tento proces může probíhat při atmosférickém tlaku, protože proces je poháněn probíhající chemickou reakcí. K obrácení procesu a uvolnění CO₂ ve stripovací nádobě je třeba dodat energii ve formě tepla a obnovit aminový roztok.*

*Při **adsorpci za střídavého tlaku** (PSA – pressure swing adsorption) je surový bioplyn při zvýšeném tlaku (3-10 bar) veden do adsorpční kolony vyplněné absorbentem (např. uhlikatá molekulární síta). Oxid uhličitý je adsorbován v materiálu lože a biometan projde dál. Oxid uhličitý je desorbován z absorbentu snížením tlaku a odveden proplachovacím plynem (zpravidla biometanem).*

*Při **membránová separaci** je bioplyn za zvýšeného tlaku (5-20 bar) veden do membránové jednotky. Oxid uhličitý a další znečišťující plynné složky prochází skrz membránu, zatímco metan je zadrženo. Výkony jednotek se výrazně liší v závislosti na nastavení systému a unikátním designu jednotlivých výrobců.*

***Kryogenní separace** je rozvíjející se technologií. Metan a oxid uhličitý jsou separovány postupným ochlazením surového bioplynu. Všechny složky, které mají vyšší kondenzační teplotu než metan (např. voda, sulfan, siloxany a dusík) mohou být v procesu odseparovány. V případě, že se zvýší podíl LNG na trhu, např. v dopravě, může technologie kryogenní separace získat na významu vzhledem k možnosti integrace separace CH₄ se zkapalňovací jednotkou. “*

Pokud je v blízkosti BPS veden plynovod, lze uvažovat o vtláčení biometanu do této sítě. Zabráňuje se tím plýtvání vstupní biomasou (a v důsledku zemědělskou půdou) a při nízké poptávce po elektřině může BPS směřovat více energie do výroby biometanu a diverzifikovat tak své výstupní portfolio.

Bohužel je ale zatím technologie na výrobu biometanu finančně náročná a bez dodatečné podpory nedokáže biometan z BPS konkurovat ceně zemního plynu [48]. Jestliže by ale došlo ke správnému nastavení podpory, dal by se očekávat vývoj podobný tomu z let 2010-2014, kdy došlo k rapidnímu nárůstu počtu provozovaných BPS. Společně s rostoucím počtem instalací této technologie by tak nejspíše docházelo i k poklesu její finanční náročnosti. Navíc, v souvislosti se stanovenými cíli spojenými s rozvojem OZE a odklonem od fosilních paliv jak v EU, tak v jednotlivých státech, by biometan mohl nahradit kapalná fosilní paliva.

3.2.1 Bioplynová stanice Rapotín

Příkladem úspěšného projektu, kde bylo realizováno vtláčení biometanu do sítě, je BPS Rapotín. Tato stanice byla postavena v roce 2017 v obci Rapotín v Olomouckém kraji a je v ČR první svého druhu. Vtláčení biometanu do sítě bylo spuštěno na podzim 2019. Rapotínská BPS ročně zpracuje 30 tisíc tun bioodpadu, přičemž je vybavena separační linkou, takže třídění a separace odpadu od obalů probíhá strojově. Anaerobní fermentace zde probíhá v mezofilním režimu při cca 40 °C. Biometan je vyráběn s nulovými emisemi, protože zaprvé nedochází k negativnímu vlivu na životní prostředí vlivem těžby energetických surovin, neboť vstupní surovinou jsou výhradně biologicky rozložitelné odpady, a to s nulovým obsahem cíleně pěstované biomasy. Zadruhé pak nedochází ke vzniku ani úniku žádných skleníkových plynů. [49] [50]

Celková investice do technologie upgradingu bioplynu na biometan (v tomto případě se jedná o třístupňovou membránovou separaci) představovala 45 mil. Kč a investor počítá s návratností pouhých 5 let [51] při zvýšení ekonomické efektivity společnosti provozující BPS až o 30 %. Kapacita zařízení čistícího bioplyn na biometan je 260-300 m³ bioplynu za hodinu. Roční produkce by se pak měla pohybovat na 1,3 mil. m³ (13 GWh/rok) biometanu při snížení emisí CO₂ o cca 57 tun. Mimo produkci biometanu BPS zásobuje teplem část obce Rapotín, vyrábí elektrickou energii (3200 MWh ročně) a organicko-minerální hnojiva (23 tun ročně). [52]

3.3 STUPEŇ ENERGETICKÉHO VYUŽITÍ BIOPLYNU

Ukazatel „Stupeň energetického využití bioplynu“, neboli zkráceně SEV_{BP}, poskytuje informaci o účinnosti a efektivnosti přeměny energie vstupních surovin v bioplynových stanicích na elektrickou energii. Vstupní surovinou je zde surový bioplyn, který se získává rozkladem (fermentací) biomasy ve fermentorech bioplynové stanice. energii v něm obsaženou označujeme jako Q_{BP,brutto}. Ve skutečnosti je samozřejmě primární

vstupní surovinou sama biomasa, ale pro ni lze jen složitě stanovit odpovídající hodnotu obsažené primární energie. Výhřevnost biomasy lze pro tento účel vyjádřit jen obtížně, neboť vykazuje vysoký podíl vlhkosti.

Energetická bilance bioplynové stanice je zatížena vlastní technologickou spotřebou tepla, která dosahuje hodnot v rozmezí 20-30 % z celkové výroby. Při výrobě elektrické energie z bioplynu v kogenerační jednotce tak může docházet k poměrně výraznému plýtvání zdroji, když při nezajištění využití vyrobeného tepla může docházet k maření až třetiny energie obsažené v bioplynu. V kombinaci s případy, kdy je určitá část vstupních surovin pěstována cíleně, se problém nehospodárnosti stává ještě markantnějším.

Je proto snahou podporovat zvýšení využití vyrobeného tepla a zlepšit tak energetickou účinnost bioplynových stanic, byť to v některých lokalitách může být výrazněji obtížnější než v jiných. Jedná se zejména o jejich lokalizaci a o fakt, zda se v jejich (blízkém) okolí nachází objekty, ke kterým by mohlo být toto teplo vyvedeno teplovodem. Případně lze účinnost zvýšit úpravou bioplynu na biometan a prostřednictvím přípojky k plynovodu (pokud se nachází dostatečně blízko a technologicky je realizace možná – zejména vzhledem k tlakovým hladinám) vtlačet biometan do plynofikační soustavy.

3.3.1 Výpočet stupně energetického využití bioplynu

Samotný Stupeň energetického využití bioplynu lze na základě [53] vypočítat podle vztahu

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

kde v čitateli je celková účelně užitá energie. Ta se skládá z čisté elektřiny E_{dod} dodané do distribuční sítě nebo spotřebované v dané lokalitě areálu BPS (ale bez vlastní technologické spotřeby stanice) a z Q_{dod} vyjadřující čistou (tedy opět po odečtení vlastní technologické spotřeby) dodávku tepla např. pro vytápění přilehlých objektů nebo pro ohřev teplé vody.

Pokud BPS hospodaří formou, kdy je výstupním produktem surový bioplyn, čistá dodávka tepla Q_{dod} je pak v čitateli nahrazena hodnotou energie prodaného surového bioplynu. V tomto případě je nutné aplikovat předpoklad pouze 60% využití energie z prodeje surového bioplynu. Vzorec pak má následující podobu

$$SEV_{BP} = \frac{(E_{dod} + 0,6 \cdot Q_{BP,prod})}{Q_{BP,brutto}}$$

Další možností produkce BPS je již zmíněná úprava bioplynu na biometan a jeho vtlačení do sítě. Pak lze do výpočtu zahrnout veškerou energii tohoto biometanu, jelikož je stoprocentním ekvivalentem standardního zemního plynu):

$$SEV_{BP} = \frac{(E_{dod} + Q_{BM,prod})}{Q_{BP,brutto}}$$

Pokud by při dodatečných technologických procesech (jako je např. úprava bioplynu na biometan) docházelo k využívání „externích“ zdrojů energie, jako například elektřiny z distribuční sítě nebo fosilních paliv, je nutné tyto vstupy ve výpočtu odečíst. Případně, podle [53]: „*S ohledem na odlišnou formu energie by přitom měl být v případě elektřiny odebírané z elektrizační soustavy navíc uplatněn koeficient zohledňující současnou míru účinností její výroby a distribuce v systémových elektrárnách a tedy skutečné nároky na primární energii (zjednodušeně lze použít násobek 3).*“

3.3.2 Zvyšování efektivnosti využití energie

Lze jmenovat tři základní způsoby, jak při provozování bioplynové stanice dosáhnout zvýšení efektivnosti využití energie. Na základě [53] je to

- Dostatečné dimenzování fermentoru

Jde jak o poměr objemu fermentoru a dávkovaných vstupů (vyjádřenou tzv. dobou zdržení substrátů ve fermentorech), tak o fyzikální a chemické parametry jako teplota (mezofilní nebo termofilní podmínky) a pH, ale i o správnou volbu a kombinaci vstupních surovin. Při správném nastavení těchto faktorů lze docílit transformace až 90 % původní organicky rozložitelné hmoty na bioplyn (směs CH₄ a CO₂). Stejně je také zajistit plynotěsnost.

- Zvýšení čisté dodávky elektřiny

Zvýšit dodávku elektřiny lze několika způsoby. Zprv správnou volbou kogenerační jednotky, která by měla dosahovat jmenovité svorkové účinnosti v rozmezí 38-42 % podle výkonu. Zadruhé je to využití tepla obsaženého ve spalínách, a to buď pomocí parního motoru nebo Organického Rankin-Clausiova cyklu. Tím lze zvýšit účinnost o 3-6 %, ale aby bylo toto řešení ekonomicky smysluplné, musí stanice vykazovat vysoké roční využití. Zatřetí je to pak snížení vlastní technologické spotřeby elektřiny. Na to má největší vliv technologické řešení a správná volba míchadel, chlazení a odvlhčení vstupního plynu, řešení nouzových chladičů a druh transformátoru.

- Snižování úniků bioplynu

Plynové hospodářství BPS je tvořeno fermentory, skladem digestátu, plynojemy a dopravní trasou. Úniky z technologie jsou obecně a za standardních podmínek zanedbatelné, ale co může významně ovlivnit efektivnost využití energie je zejména zakrytí skladu digestátu. Pokud není sklad zakryt, může docházet k únikům metanu na takové úrovni, která může srazit příspěvek BPS ke snížení emisí CO₂ dokonce až na polovinu. Dalším žádoucím opatřením je existence tzv. fléry, kde dochází ke spalování přebytečného bioplynu například v případě delší odstávky. Pokud již totiž není kapacita pro skladování bioplynu, je právě ve fléře přebytečný bioplyn spalován a přeměňován na CO₂, čímž se minimalizuje dopad na ovzduší.

Samotná klasická bioplynová stanice dosahuje hodnoty SEV_{BP} obvykle okolo 35 % (obrázek 3.3). Situace v tomto základním stavu je popsána na následujícím obrázku.

Dochází zde k maření i více než třetiny tepla, které má stále potenciál být energeticky využito.



Obrázek 3.3 – Schéma výpočtu SEV_{BP} pro základní konfiguraci BPS. [53]

Nejjednodušším způsobem zvýšení ukazatele SEV_{BP} je realizace dodatečného vyvedení tepla a využití jeho energie, která by jinak byla mařena v chladiči. Tato varianta je detailně zpracována v následující kapitole. Dalším možným způsobem bývá již zmíněná dodávka surového bioplynu anebo úprava bioplynu na biometan, což je jak technologicky, tak i ekonomicky nejnáročnější varianta.

Obrázek 3.4 popisuje situaci za stavu, kdy je část (přebytečného) tepla využita např. k vyvedení teplovodem. Výsledná hodnota SEV_{BP} se pak pohybuje v rozmezí 55-60 % při převážně sezonním vytápění. Pokud by byl zajištěn celoroční odběr tepla, lze docílit využití dokonce 65-70 %.



Obrázek 3.4 – Schéma výpočtu SEV_{BP} pro konfiguraci BPS s vyvedením tepla pro další energetické účely. [53]

Varianta, která zlepší stupeň energetického využití bioplynu nejvýrazněji, anebo ho ještě zvýší, pokud již byly předchozí inovace zavedeny, je úprava bioplynu na biometan a jeho vtlačení do sítě. Schéma popisující provoz takovéto technologie a její vliv na zvýšení ukazatele SEV_{BP} je na obrázku níže. V tomto stavu lze dosahovat využití až 75 %.



Obrázek 3.5 – Schéma výpočtu SEV_{BP} pro konfiguraci s technologií přepracování bioplynu na biometan. [53]

4 ENERGETICKÉ, EKONOMICKÉ A ENVIRONMENTÁLNÍ HODNOCENÍ KONKRÉTNÍ BPS

V závěrečné části této práce se dostáváme k aplikaci výše popsaných teoretických poznatků a souvislostí na konkrétním případě. V souvislosti se splněním podmínek mlčenlivosti nebudou uváděny konkrétní informace, které by vedly k identifikaci bioplynové stanice a detailní data. Technickoekonomická data budou zpracovávána v anonymizované podobě, a to po dohodě s vedoucím práce, díky němuž byla autorovi této práce data poskytnuta.

Jedná se o zemědělskou bioplynovou stanici se separační jednotkou. BPS je v provozu necelých 10 let a její instalovaný elektrický výkon je v rozmezí 500–1000 kW a instalovaný tepelný výkon je v intervalu 250–500 kW. Vstupními surovinami je hovězí kejda, kukuřičná siláž, travní senáž, GPS⁵ (Ganzpflanzenschrot), obilný šrot, a další. Elektrická energie z BPS se využívá pro spotřebu zemědělského areálu a pro spotřebu samotné BPS. Tato spotřeba činí asi 15 % produkce. Zbýlých 85 % vyrobené elektřiny je dodáváno do rozvodné sítě. Pokud jde o tepelný výkon, tak cca 20–40 % (závisí zejména na počasí) je využito pro vytápění fermentoru, dále cca 25 % pro vytápění a ohřev TUV v zemědělském areálu, včetně samotné BPS. K dispozici je tak stále zhruba třetina vyprodukovaného tepla, které v současnosti není nijak využito, a tak se bez užitku maří v chladiči.

Právě z tohoto důvodu je na místě uvažovat o zvýšení efektivnosti této bioplynové stanice. Jelikož se v blízkosti areálu BPS nachází hned několik objektů (škola, bytový dům, kulturní dům, hasičská zbrojnice, rodinné domy a další) vhodných pro připojení na teplovod, je logické uvažovat o změně jejich vytápění (původně obvykle uhlí a dříví).

Pro ekonomické výpočty, zda a za jakých podmínek by měla realizace takového projektu smysl, byly autorovi poskytnuty technické podmínky z Energetického posudku pro daný projekt. Ten probíhal ve dvou etapách. Zde uváděné hodnoty jsou výsledkem agregace dat těchto dvou oddělených realizačních obdobích, a to z důvodu splnění podmínky anonymizace dat.

4.1 Základní energetické údaje projektu

Jedná se o projekt vyvedení tepla z BPS, který počítá s přidělením dotace z **Operačního programu MPO PIK (Podnikání a Inovace pro Konkurenceschopnost), Prioritní osa 3 – "Účinné nakládání energií, rozvoj energetické infrastruktury a obnovitelných zdrojů**

⁵ Siláž vznikající silážováním celých drcených rostlin sklizených v mléčně voskové až voskové zralosti semen. Mají relativně vysoký obsah dusíkatých látek a energie díky obsahu zrna.

energie, podpora zavádění nových technologií v oblasti nakládání energií a druhotných surovin", **Specifický cíl 3.1** "Zvýšit podíl výroby energie z obnovitelných zdrojů na hrubé konečné spotřebě ČR" – Obnovitelné zdroje energie.

V tomto projektu vyvedení tepla z BPS bude k teplovodu připojeno celkem 26 objektů. Seznam připojovaných objektů je v tabulce 4.1 níže.

Tabulka 4.1 – Seznam připojovaných objektů.

| číslo objektu | objekt | instalovaný výkon [kW] |
|---------------|-----------------------------|------------------------|
| 1 | zemědělská stavba | 100 |
| 2 | objekt k bydlení | 15 |
| 3 | objekt občanské vybavenosti | 15 |
| 4 | objekt k bydlení | 190 |
| 5 | objekt občanské vybavenosti | 15 |
| 6 | objekt občanské vybavenosti | 15 |
| 7 | objekt bydlení | 15 |
| 8 | objekt bydlení | 15 |
| 9 | rodinný dům | 15 |
| 10 | rodinný dům | 30 |
| 11 | rodinný dům | 30 |
| 12 | rodinný dům | 15 |
| 13 | rodinný dům | 15 |
| 14 | rodinný dům | 15 |
| 15 | rodinný dům | 15 |
| 16 | rodinný dům | 15 |
| 17 | rodinný dům | 15 |
| 18 | rodinný dům | 15 |
| 19 | rodinný dům | 15 |
| 20 | obecní úřad | 15 |
| 21 | rodinný dům | 15 |
| 22 | rodinný dům | 30 |
| 23 | rodinný dům | 15 |
| 24 | obchod | 15 |
| 25 | rodinný dům | 15 |

Délka teplovodu obsluhujícího všech 26 objektů činí 2237 m. Teplovod je realizován podzemními předizolovanými potrubními rozvody v bezkanálovém vedení. Konstrukce potrubí je tvořena dvěma trubkami, které jsou odděleny izolační polyuretanovou pěnou. Jako teplotně nosné médium se používá směs Glysantin G48 ředěná vodou. Parametry média jsou 95/75 °C na primární straně a 85/55 °C na sekundární. Tlaková úroveň potrubí teplovodu je 0,6 MPa.

Údaje o vytápěném objemu, spotřebě tepla, spotřebě elektřiny a druhu a množství energetických surovin jsou zaneseny v tabulce 4.2.

Tabulka 4.2 – Data energetické spotřeby připojovaných objektů.

| Objekt | Vytápěný objem | Spotřeba | | | | |
|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|--------|-----------------------|
| | | Teplo vytápění | Teplo ohřev TV | HU (+dřevo) | Dřevo | Elektřina ohřev TV |
| | [m ³] | [GJ] | [GJ] | [kg] | [kg] | [MWh] |
| 1 zemědělská stavba | 1 670 | 220 | 0 | 0 | 0 | 62,0 |
| 2 objekt k bydlení | 690 | 145 | 45 | 7 300 | 1 800 | 3,5 |
| 3 objekt občanské vybavenosti | 605 | 140 | 20 | 8 500 | 2 900 | 3,5 |
| 4 objekt k bydlení | 5 800 | 1 215 | 235 | 75 100 | 4 000 | 30,5 |
| 5 objekt občanské vybavenosti | 290 | 55 | 60 | 0 | 0 | 29,0 |
| 6 objekt občanské vybavenosti | 500 | 160 | 40 | 8 500 | 1 800 | 4,0 |
| 7 objekt bydlení | 520 | 165 | 40 | 8 600 | 1 200 | 4,0 |
| 8 objekt bydlení | 420 | 150 | 40 | 8 100 | 2 400 | 3,5 |
| 9 rodinný dům | n/a | 50 | 20 | 2 000 | 500 | 4,0 |
| 10 rodinný dům | n/a | 55 | 22 | 2 500 | 250 | 4,0 |
| 11 rodinný dům | n/a | 62 | 30 | 3 500 | 200 | 5,0 |
| 12 rodinný dům | n/a | 56 | 24 | 3 000 | 300 | 5,0 |
| 13 rodinný dům | n/a | 65 | 40 | 5 500 | 300 | 8,0 |
| 14 rodinný dům | n/a | 40 | 20 | 0 | 1 300 | 4,0 |
| 15 rodinný dům | n/a | 60 | 22 | 4 000 | 100 | 5,0 |
| 16 rodinný dům | n/a | 68 | 30 | 5 000 | 200 | 7,0 |
| 17 rodinný dům | n/a | 73 | 30 | 5 000 | 400 | 6,0 |
| 18 rodinný dům | n/a | 65 | 26 | 3 500 | 500 | 5,0 |
| 19 rodinný dům | n/a | 55 | 20 | 3 000 | 300 | 4,0 |
| 20 obecní úřad | n/a | 56 | 22 | 3 000 | 300 | 3,0 |
| 21 rodinný dům | n/a | 40 | 20 | 0 | 1 500 | 4,0 |
| 22 rodinný dům | n/a | 78 | 40 | 7 000 | 500 | 8,0 |
| 23 rodinný dům | n/a | 78 | 36 | 6 000 | 400 | 7,0 |
| 24 obchod | n/a | 77 | 32 | 5 500 | 400 | 6,0 |
| 25 rodinný dům | n/a | 56 | 20 | 3 600 | 100 | 4,0 |
| | | | celkem | 164 100 | 21 650 | 229,0 |

Stávající produkce BPS před realizací teplovodu má charakter rozepsaný v tabulce 4.3. BPS je schopna produkovat 16 862 GJ tepla, z čehož necelých 3 500 GJ spotřebuje samotný technologický proces BPS (vlastní spotřeba tepla). Po odečtení této hodnoty a množství tepla spotřebovaného v areálu BPS zbývá stále více jak 11 000 GJ nevyužitého tepla. Projekt vyvedení tepla počítá s využitím dalších 3 669 GJ pro vytápění výše zmíněných objektů. Popsané hodnoty jsou shrnuty rovněž v tabulce 4.3. Z těchto dat je jasně vidět, že ve využití tepla z BPS jsou značné rezervy a že případná realizace

teplovodu slibuje nejen výrazné zefektivnění produkce, ale skrývá i značný potenciál pro vylepšení ekonomického výstupu této produkce.

Tabulka 4.3 – Rozdělení využití tepla z BPS.

| | Objem tepla | | Procentuální podíl |
|----------------------------------|-------------|--------|--------------------|
| | [GJ] | [MWh] | |
| produkce tepla v BPS celkem | 16 862 | 4683,9 | 100 % |
| samotný technologický proces BPS | 3 484 | 967,8 | 21 % |
| tepla k dispozici | 13 378 | 3716,1 | 79 % |
| teplo využitě v areálu BPS* | 1 842 | 511,7 | 14 % |
| teplo využitě v teplovodu* | 3 669 | 1019,1 | 27 % |

* Uvedené hodnoty jsou vztaženy k hodnotě „tepla k dispozici“, tedy k teple, které je dostupné k dalšímu využití po odečtení tepla nutného pro technologický proces BPS.

4.2 Energetická bilance

Na základě dat energetické spotřeby objektů, kde se plánuje napojení na teplovod, lze vytvořit energetickou bilanci situace před a po realizaci projektu. Z toho lze zjistit roční úsporu nákladů na vytápění a ohřev TUV a ohodnotit tak přínosy projektu jak z ekonomického, tak i z ekologického hlediska.

V tabulce 4.4 jsou shrnuty energetické vstupy před napojením objektů na teplovod.

Tabulka 4.4 – Roční energetické vstupy před realizací teplovodu z BPS.

| Druh | Spotřeba | Jednotka | Výhřevnost [GJ/t] | Energie [MWh] | Cena [CZK/jednotka] | Náklady [CZK] |
|------------|----------|----------|-------------------|---------------|---------------------|---------------|
| Elektřina | 229,00 | MWh | / | 229,00 | 3900 | 893 100 |
| Hnědé uhlí | 164,10 | t | 17,26 | 786,77 | 3860 | 633 424 |
| Dřevo | 21,65 | t | 16,40 | 98,63 | 2000 | 43 300 |
| Celkem | - | | - | 1 114,40 | - | 1 569 824 |

Aby bylo možné porovnat situaci před a po realizaci projektu a jeho přínos, je nutné vyčíslit uspořené náklady. Hodnoty za stávajícího stavu lze získat jednoduše přímo od odběratelů. Závisí především na způsobu vytápění, na uzavřených smlouvách a tarifech. Tato data jsou prezentována v tabulce 4.5 níže.

Za stávajících podmínek činí agregované náklady na energetické suroviny 1 569 820 Kč při spotřebě 4012 GJ ročně. Po realizaci projektu vyvedení tepla z BPS, při uvažování ceny 250 Kč/GJ, klesnou tyto náklady na energie na 917 200 Kč ročně, a to při poklesu spotřeby tepla o cca 343 GJ ročně vlivem vyloučení ztrát při spalování hnědého uhlí či

dřeva. Celkové snížení nákladů je tedy založeno na dvou faktorech – na snížení ztrát a na nižší ceně energie (tepla). Rozdíl v nákladech činí 652 620 Kč ročně. Na tuto částku bude nahlíženo jako na příjmy pro účely kalkulace ekonomické návratnosti z hlediska projektu. Naopak z hlediska investora budou příjmy tvořeny objemem prodaného tepla a cenou za GJ.

Z uvedených hodnot je patrné, že je zde poměrně velký prostor pro zlevnění tepla pro koncové odběratele. Pokud se v ekonomickém modelu ukáže předpokládaná cena 250 Kč/GJ racionální z hlediska ekonomických ukazatelů, může dojít ke zlevnění o více než třetinu.

Tabulka 4.5 – Porovnání energetických bilancí před a po realizaci projektu teplovodu.

| | jednotky | před | po | rozdíl |
|-------------------------------|-----------|---------|--------|--------|
| Energetické vstupy | [GJ] | 4011,77 | 3668,8 | 342,97 |
| Náklady na energetické vstupy | [tis. Kč] | 1569,82 | 917,2 | 652,62 |
| Cena za jednotku | [Kč/GJ] | 391,30 | 250 | 141,30 |

Pro účely výše popsaného porovnání je stěžejním faktorem velikost ceny tepla, za kterou budou subjekty teplo z teplovodu odebírat. Pro začátek byla uvažována cena 250 Kč/GJ, která jednak koresponduje s reálnými hodnotami pro danou BPS, jednak odpovídá dlouhodobému obvyklému průměru ceny tepelné energie při výrobě tepelné energie z biomasy a také souhlasí s cenami z obdobných zdrojů podle cenové mapy nasetplo.cz. V další fázi této praktické části práce bude provedena citlivostní analýza na několik parametrů, a to včetně ceny tepla. Tedy tato nyní uvažovaná hodnota je pouze prvotním odhadem pro účely obecné kalkulace.

4.3 Stupeň energetického využití bioplynu

Stupeň energetického využití bioplynu společně se snižováním emisí CO₂ (viz následující kapitola) představují hlavní výběrová kritéria programu OP PIK OZE.

Pro výpočet ukazatele SEV_{BP} potřebujeme znát množství elektřiny dodané do sítě E_{dod} , případně množství veškerého využitého (odpadního) tepla z KGJ Q_{dod} a energii obsaženou ve vyrobeném surovém bioplynu $Q_{BP,brutto}$. Hodnoty Q_{dod} jsou zaneseny v tabulce 4.3, E_{dod} a $Q_{BP,brutto}$ byly převzaty z technických podmínek dané BPS.

Hodnota SEV_{BP} samotné BPS vyrábějící pouze elektrickou energii je podílem vyrobené elektřiny a energie v surovém bioplynu. Dostáváme stupeň využití 36,46 %, což odpovídá hodnotám popsaným v kapitole 3.3.1 a uváděným v [53].

$$SEV_{BP} = \frac{E_{dod}}{Q_{BP,brutto}} = \frac{5543 \text{ MWh}}{15203,5 \text{ MWh}} \cdot 100 = \mathbf{36,46 \%}$$

V tomto konkrétním případě však již byla část odpadního tepla z KGJ využita přímo v zemědělském areálu, kde se BPS nachází. Jedná se o 1842 GJ tepla čili 511,6 MWh. Tato hodnota představuje 14 % tepla, které je v BPS případně k dispozici k dalšímu využití a kterým lze zvýšit využití zařízení. Jinak by bylo mařeno v chladiči. Při popsaném nastavení produkce má $Q_{BP,brutto}$ hodnotu 39,82 %. Výpočet je zobrazen níže. Díky využití 14 % dostupného tepla tak bylo zvýšeno využití vstupní suroviny téměř o 3,5 %.

$$SEV_{BP} = \frac{E_{dod} + Q_{dod}}{Q_{BP,brutto}} = \frac{5543 \text{ MWh} + 511,6 \text{ MWh}}{15203,5 \text{ MWh}} \cdot 100 = \mathbf{39,82 \%}$$

Jestliže dojde k realizaci projektu vyvedení tepla teplovodem za účelem vytápění dalších objektů, využijeme dalších 27 % tepla, které by jinak přišlo vniveč. Jde o 3669 GJ, což je 1019,2 MWh. Bilance se zlepší o dalších 6,70 % a dosáhneme tak na úroveň SEV_{BP} 46,53 %.

$$SEV_{BP} = \frac{E_{dod} + \sum Q_{dod}}{Q_{BP,brutto}} = \frac{5543 \text{ MWh} + (511,6 + 1019,2) \text{ MWh}}{15203,5 \text{ MWh}} \cdot 100 = \mathbf{46,53 \%}$$

Podle Modelu hodnocení a kritéria pro hodnocení a výběr projektů [54] lze nyní určit bodové ohodnocení projektu podle dosažené hodnoty SEV_{BP} , které vyjadřuje kritérium potřebnosti a relevance projektu ve vztahu k žádosti o podporu z OP PIK. Tato podmínka byla popsána v kapitole 2.8.1 a na základě hodnoty SEV_{BP} 46,53 % přiznává tomuto projektu 19,59 bodu z 30 možných, kterých by bylo dosaženo při úrovni SEV_{BP} nejméně 50 %.

Tato hodnota poněkud zaostává za tou teoretickou, popsanou v kapitole 3.3.1. Nicméně zde velmi záleží na objemu prodaného tepla a na technologickém provedení dané BPS. Na hodnotu 55 % udávanou v [53] bychom se na této konkrétní BPS dostali při využití dalších 4900 GJ tepla, což představuje ještě 37 % tepla, které je nyní mařeno.

Limitní hodnotou při využití veškerého odpadního tepla je pro tuto konkrétní bioplynovou stanici SEV_{BP} 60,90 %. Na základě těchto propočtů lze říci, že s každým dalším procentem využitého odpadního tepla z KGJ dojde ke zvýšení ukazatele SEV_{BP} o zhruba 0,25 %. Bylo by tak možné realizovat další etapu vyvedení tepla z BPS pro vytápění více objektů v obci, pravděpodobně rodinných domů a dále zvyšovat využití vstupních surovin. Za tohoto stavu jsou stále ještě téměř tři pětiny dostupného tepla nevyužity.

4.4 Ekologické přínosy a kritérium hodnocení projektu

Pro účel žádosti o dotaci z OP PIK je nutné vyjádřit ekologické přínosy projektu formou měrných způsobilých výdajů v Kč/kg na snížení emisí CO₂ za rok. Tuto hodnotu lze získat porovnáním stavu před a po realizaci projektu. Na základě znalosti množství vstupních energetických surovin majících vliv na tuto bilanci (hnědé uhlí a elektřina) a výhřevnosti HU, společně s daty pro všeobecné emisní faktory oxidu uhličitého [55] se vypočítají měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO₂ za rok. Výpočtové hodnoty jsou shrnuty v tabulce 4.6 níže.

Tabulka 4.6 – Hodnoty pro výpočet emisí CO₂ před realizací projektu.

| | emisní faktor [t CO ₂ /MWh výhřevnosti paliva] | výhřevnost | | množství [t] | energie v palivu [MWh] | emise [t CO ₂] |
|---------------|---|------------|---------|-----------------|------------------------------|-------------------------------|
| | | [GJ/t] | [MWh/t] | | | |
| HU | 0,36 | 17,26 | 4,79 | 164,10 | 786,76 | 283,24 |
| Elektřina | 1,01 | | | | 229,00 | 231,29 |
| celkem | | | | | | 514,53 |

Způsobilé investiční náklady na realizaci vyvedení tepla teplovodem z BPS činí 11 975 070 Kč. Získáváme tedy hodnotu měrných způsobilých výdajů na roční redukci CO₂:

$$\frac{INV [Kč]}{CO_2 [kg]} = \frac{11\,975\,070}{514\,530} = 23,27 \text{ Kč/kg } CO_2$$

Opět podle Modelu hodnocení a kritéria pro hodnocení a výběr projektů [54] lze nyní určit bodové ohodnocení projektu podle dosažené hodnoty tak, jak je popsáno v kapitole 2.8.1. Až do hranice 30 Kč/kg CO₂ je projektům přiznáno maximální bodové ohodnocení 35 bodů. Pro tento projekt je tak kritérium splněno s výraznou rezervou.

4.5 Hodnocení projektu z hlediska OP PIK

Hodnocení projektů žádajících podporu v rámci programu OP PIK probíhá tak, jak je popsáno v dokumentu „Model hodnocení a kritéria pro hodnocení a výběr projektů“ [54].

První část, kontrola formálních náležitostí, hodnotí projekt na základě vylučovacích kritérií splněno/nesplněno. Obsahuje položky kontrolující mimo jiné správnost vyplnění žádosti o podporu, stanovisko CBA či strukturu vlastnických vztahů žádající společnosti.

Druhá část obsahuje věcné hodnocení. To se skládá z Vylučovacích kritérií posuzujících náplň projektu a jeho vliv na ŽP, z části hodnotící Přípravenost projektu (0-20 b) a nakonec z části hodnotící Potřebnost a relevanci projektu. V rámci poslední části se na bodové stupnici reflektují výše popsané parametry – Klimaticko-energetické přínosy (0-35 b), SEV_{BP} (0-30 b) a zda je projekt realizován v oblasti se zhoršenou kvalitou ovzduší podle ČHMÚ (0-3 b). Za tuto část projekt získává na základě výše popsané metodiky 54,59 plus případně 3 body navíc podle lokality, tedy 54,59-57,59 bodů z 68 možných.

Poslední částí hodnotící metodiky je posouzení Hospodárnosti rozpočtu (0-12 b).

Celkově lze konstatovat, že v bodově nejvýznamnější ohodnocené části posuzování výběru projektu pro přiznání podpory získává popsaný záměr více než 80 % možných bodů, a tedy z technickoekonomického hlediska z pohledu kritérií nastavených OP PIK se jeví velmi pozitivně a s velkou šancí na úspěch.

4.6 Úspora primární energie

Hodnota úspory primární energie (ÚPE) je stěžejní pro přiznání nároku podpory KVET. Pro výrobní KVET s instalovaným výkonem do 1 MWe, kam spadá i modelový případ bioplynové stanice, je nutné prokázat hodnotu ÚPE větší než 0 %. Pro výrobní s výkonem větším než 1 MWe platí podmínka ÚPE větší nebo rovno 10 %. Postup výpočtu hodnoty ÚPE je stanoven v příloze č. 2 vyhlášky č. 37/2016 Sb. o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů [60] a je dán vzorcem:

$$UPE = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_q^T}{\eta_r^V} + \frac{\eta_e^T}{\eta_r^E}} \right) \cdot 100 \quad [\%]$$

kde η_q^T je účinnost tepla z kombinované výroby elektřiny a tepla

$$\eta_q^T = \frac{Q_{U\check{Z}}}{Q_{PAL\ KVET}} = \frac{5\,510,88\, GJ}{15\,203,5 \cdot 3,6\, GJ} = 10,07\, \%$$

kde $Q_{U\check{Z}} = 5\,510,88\, GJ$ je množství užitečného tepla (tepla využitého např. pro vytápění),

a $Q_{PAL\ KVET} = 54\,732,60\, GJ$ je část množství celkového paliva připadající na výrobu elektřiny pocházející z kombinované výroby elektřiny a tepla, mechanické energie a užitečného tepla.

Dále η_e^T je elektrická účinnost kombinované výroby elektřiny a tepla

$$\eta_e^T = \frac{E_{KVET}}{Q_{PAL\ KVET}} = \frac{5\,543\, MWh}{15\,203,5\, MWh} = 36,46\, \%$$

kde $E_{KVET} = 5\,543\, MWh$ je množství elektřiny z kombinované výroby elektřiny a tepla v MWh.

Dále $\eta_r^V = 80\, \%$ je harmonizovaná referenční hodnota účinnosti pro oddělenou výrobu tepla získaná z Přílohy II z Nařízení komise v přenesené pravomoci (EU) 2015/2402 [61]

pro druh paliva „G12 - bioplyn z anaerobní digesce“ a období po roce 2016 pro médium „horká voda“,

a $\eta_r^E = 42,7 \%$ je harmonizovaná referenční hodnota účinnosti pro oddělenou výrobu elektřiny získaná tamtéž jako η_r^V , přičemž jde opět o hodnotu G12 po roce 2016 a kdy je navíc brán v potaz klimatický korekční faktor vázaný na průměrné klimatické podmínky v lokalitě BPS. Korekční podmínky stanoví zvýšení této účinnosti o 0,1 % na každý stupeň Celsia průměrné teploty daného členského státu pod 15 °C. Pro ČR je průměrná teplota 8 °C, tedy korekční faktor představuje nárůst účinnosti o 0,7 %. Tato klimatická korekce se vztahuje pouze na plynná paliva. Další korekční faktor se odvíjí od napěťové hladiny připojení pro dodávky elektřiny do sítě a pro spotřebu na místě. Z dostupných podkladů pro danou BPS nejsou tyto hodnoty známy, a proto tento korekční faktor nebude aplikován.

Na základě dosažení takto získaných hodnot dostáváme:

$$UPE = \left(1 - \frac{1}{\frac{10,07}{80,00} + \frac{36,46}{42,70}} \right) \cdot 100 = -2,07 \%$$

Hodnota úspory primární energie je pro případ této BPS záporná. Jelikož je její výkon menší než 1 MWe, byla by nutná hodnota ÚPE větší než 0 %. V tomto případě tedy daná BPS nesplňuje podmínku ÚPE pro přiznání zeleného bonusu na KVET a tím pádem ani nemůže dojít ke kombinaci investiční a provozní podpory na KVET.

Aby se hodnota ÚPE zvýšila na kladnou hodnotu, bylo by potřeba využití dalších 891 GJ tepla z BPS (aktuálně je využito 5510,88 GJ, v rámci projektu vyvedení tepla teplovodem pak 3669 GJ).

4.7 Ekonomický model realizace projektu vyvedení tepla z BPS

Aby bylo možné rozhodnout, zda má výše popsany záměr ekonomický smysl, byl vytvořen model simulující realizaci projektu několika různými způsoby.

Nejprve se jedná o hodnocení z hlediska projektu, tedy bez vlivu daní, odpisů a bez závislosti na způsobu financování podnikatelského záměru. Do modelu v této části vstupují čistě jen ušetřené náklady oproti původnímu stavu (vytápění spalováním uhlí a dřeva, případně elektrickou energií), které byly vypočteny tak, jak je uvedeno v předchozí kapitole. Počítá tedy s příjmy ve výši 652 620 Kč ročně při výši investice 11 975 070 Kč. Model dovoluje simulovat různé podmínky jako meziroční růst cen, vyšší diskontu, nárůst nebo pokles investičních nákladů nebo cenu za prodaný GJ tepla po realizaci projektu. Zde je nutné detailněji objasnit na první pohled nelogickou závislost – s rostoucí cenou tepla se zhoršují ekonomické ukazatele projektu jako NPV, IRR či doba návratnosti. To je dáno nastavením modelu, kde je jako příjem uvažován rozdíl mezi náklady před a po realizaci projektu. Tudíž čím dražší se bude teplo po realizaci projektu vyvedení tepla z BPS k jednotlivým subjektům prodávat, tím menší budou rozdíly v nákladech, a tedy i příjmy pro účely ekonomického modelu z hlediska projektu. Tedy s vyšší prodejní cenou veskrze logicky klesá objektivní ekonomický přínos tohoto záměru.

Dále bylo modelováno několik potenciálních způsobů realizace projektu z hlediska investora, a to s důrazem na způsob financování tohoto podnikatelského záměru. V této fázi je již samozřejmě uvažován vliv daní (tedy i daňového štítu), odpisů a způsobu financování (různá výše úvěru, dotace, ale i velikosti počáteční investice).

ODPISY

Způsob odepisování je rozdělen na dvě části, s odlišnými parametry pro technologickou a pro stavební část investice. Technologická část je zařazena do III. odpisové třídy, a proto je odepisována po dobu 10 let tak, jak stanoví zákon. Odpisy jsou zde prováděny zrychleně, a to z důvodu povahy dlouhodobého majetku a z důvodu věrnějšího zachycení stárnutí technologické části zařízení. Lze předpokládat, že technologie stárne (opotrebovává se) rychleji na začátku svého využívání, na rozdíl například od stavební části. Hodnoty odpisů byly vypočteny podle následujících vzorců tak, jak stanoví zákon a se zohledněním případně přidělené 50% dotace. O její výši je hodnota odepisovaného majetku ponížena. V případech, kde přijetí dotace není uvažováno, je odepisována plná hodnota dlouhodobého majetku.

| | |
|---------|--|
| 1. rok | $\frac{\text{hodnota DHM} - \text{dotace}}{10}$ |
| 2. rok | $\frac{\text{zůstatková hodnota DHM} * 2}{11 - 1}$ |
| 3. rok | $\frac{\text{zůstatková hodnota DHM} * 2}{11 - 2}$ |
| ... | ... |
| 10. rok | $\frac{\text{zůstatková hodnota DHM} * 2}{11 - 9}$ |

Stavební část investice je zařazena do IV. odpisové skupiny, a tedy dle zákona odepisována po dobu 20 let. Odpisy zde byly zvoleny rovnoměrné, jelikož opotřebování stavby lze považovat za kontinuální během celé doby její životnosti. Tyto odpisy byly dle zákona vypočteny podle následujících vzorců.

| | |
|---------|---|
| 1. rok | $\frac{(\text{hodnota DHM} - \text{dotace}) * 2,15}{100}$ |
| 2. rok | $\frac{(\text{hodnota DHM} - \text{dotace}) * 5,15}{100}$ |
| 3. rok | $\frac{(\text{hodnota DHM} - \text{dotace}) * 5,15}{100}$ |
| ... | ... |
| 20. rok | $\frac{(\text{hodnota DHM} - \text{dotace}) * 5,15}{100}$ |

Bylo rovněž uvažováno o možnosti rozpuštění ztráty v dalším období, jelikož dle zákona lze ztrátu rozpustit ještě pět let po jejím vzniku. To by mělo smysl v případě, pokud by BPS byla samostatnou společností a v prvních letech svého provozu by generovala výraznou ztrátu. Tato varianta se však zaprvé neukázala být výhodnější než ta zde představená a za druhé tato konkrétní BPS je součástí většího zemědělského družstva. To podle výroční zprávy generuje zisk téměř 4,5 milionu Kč, tedy společnost jako celek nebude ve ztrátě, a proto si těmito náklady zvýší daňový štít. To se promítne do cash flow společnosti okamžitě, což přispívá k výhodnosti investice.

V tabulce 4.7 níže je rozepsán odpisový plán projektu s dotací.

Tabulka 4.7 – Odpisový plán dlouhodobého majetku v Kč.

| Technologie | | Stavební část | | |
|-----------------------|------------------|---------------------|------------------|------------------|
| <i>plná hodnota</i> | 8 558 193 | <i>plná hodnota</i> | 3 416 877 | <i>Celkem</i> |
| <i>Dotace 50 %</i> | | | | |
| <i>bez dotace</i> | 4 279 097 | <i>bez dotace</i> | 1 708 439 | 5 987 536 |
| <i>Odpisová třída</i> | III. | | IV. | |
| Roční odpisy | | | | |
| 1 | 427 910 | | 36 731 | 464 641 |
| 2 | 770 237 | | 87 985 | 858 222 |
| 3 | 684 655 | | 87 985 | 772 640 |
| 4 | 599 074 | | 87 985 | 687 058 |
| 5 | 513 492 | | 87 985 | 601 476 |
| 6 | 427 910 | | 87 985 | 515 894 |
| 7 | 342 328 | | 87 985 | 430 312 |
| 8 | 256 746 | | 87 985 | 344 730 |
| 9 | 171 164 | | 87 985 | 259 148 |
| 10 | 85 582 | | 87 985 | 173 567 |
| 11 | 0 | | 87 985 | 87 985 |
| 12 | 0 | | 87 985 | 87 985 |
| ... | 0 | | ... | ... |
| 20 | 0 | | 87 985 | 87 985 |

METODIKA EKONOMICKÉHO HODNOCENÍ

Pro určení ekonomické výhodnosti jednotlivých variant realizace projektu a jejich porovnání budou použity základní ekonomické ukazatele – čistá současná hodnota (Net Present Value – NPV), vnitřní výnosové procento (Internal Rate of Return – IRR), prostá doba návratnosti T_s a diskontovaná doba návratnosti T_{sd} .

Hodnota NPV daného projektu se vypočítá podle následujícího vzorce

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_z} CF_t \cdot (1 + r)^{-t} - INV$$

| | | |
|------------|----------------|--|
| kde | $(1 + r)^{-t}$ | odúročitel pro diskont r |
| | T_z | doba ekonomické životnosti (doba hodnocení) |
| | INV | počáteční investice |
| a pokud je | $NPV < 0$ | projekt není rentabilní |
| | $NPV = 0$ | projekt je na hranici rentability |
| | $NPV > 0$ | projekt je rentabilní a lze ho doporučit k realizaci |

Vnitřní výnosové procento představuje hodnotu diskontu získaného z podmínky, kdy je NPV rovno nule a opět platí, že čím vyšší hodnota, tím spíše lze projekt doporučit k realizaci.

$$\sum_{t=1}^{T_z} CF_t \cdot (1 + IRR)^{-t} - INV = 0$$

Prostá doba návratnosti je dána podílem investičních výdajů a hodnoty ročních hotovostních toků, které pro tento výpočet musí být konstantní. Toto kritérium neuvažuje cenu peněz měnící se v čase – nepočítá s diskontem.

$$T_s = \frac{INV}{CF}$$

Posledním používaným kritériem je diskontovaná doba návratnosti, nebo také reálná doba návratnosti a vychází z následujícího vzorce:

$$\frac{INV}{\sum_{t=1}^{T_{sd}} CF_t \cdot (1+r)^{-t}}$$

Systematika ekonomického hodnocení je složena ze dvou základních pohledů. Jedná se o variantu z hlediska projektu („Projekt“), která neuvažuje vliv daní ani odpisů, a kde do CF vstupuje na straně příjmů pouze rozdílová hodnota palivových nákladů v připojených objektech před a po realizaci vyvedení tepla z BPS. Druhým a hlavním pohledem je pak hodnocení z hlediska investora, která již počítá s daněmi, odpisy, daňovým štítem. Zde bude zkoumáno 6 základních variant financování projektu vyvedení tepla z BPS.

DISKONT

Výchozí diskont pro výpočet ekonomického modelu byl stanoven podle modelu CAPM, na základě výpočtu průměrných nákladů kapitálu WACC podle vzorce:

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

Hodnotu vlastního kapitálu E ve výši 69 832 tis. Kč a dluhu (závazků) D ve výši 132 107 tis. Kč (příčemž realizací projektu se závazky zvýší o 5 987 tis. Kč) společnosti lze zjistit z účetní závěrky společnosti. Dlouhodobé náklady na dluh se pohybují těsně pod 5 %, což lze zjistit z dat ČNB pro úrokové sazby úvěrů poskytnutých bankami nefinančním podnikům ze zdroje [56] a daňová sazba v ČR je 19 %.

Potřebujeme však ještě vyčíslit hodnotu nákladů vlastního kapitálu r_e . K tomu použijeme vzorec vycházející z teorie CAPM:

$$r_e = r_f + \beta_L \cdot (r_m - r_f)$$

kde r_f je risk-free rate, neboli bezrizikový výnos. Pro ČR je počítáno s hodnotou 0,482 % na základě zdroje [57]. Rozdíl ($r_m - r_f$) představuje Equity Risk Premium, který lze pro konkrétní trh a sektor dohledat v databázích volně dostupných na internetu. Z dat profesora Damodarana z NY University [58] lze použít hodnotu ERP pro Českou republiku ve výši 6,94 %. Dále potřebujeme znát hodnotu ukazatele β_U , která popisuje stav daného trhu a jeho reakce na změny rizika. Opět z dat profesora Damodarana [59] lze vybrat hodnoty pro Evropu a pro odvětví Farming/Agriculture (0,39) a Green & Renewable Energy (0,48) a zprůměrovat je, čímž dostáváme hodnotu $\beta_U = 0,435$. Na základě takto zjištěných hodnot vypočteme β_L^* , abychom mohli zohlednit změnu zadlužení daným projektem.

$$\beta_L^* = \beta_U \cdot \left(1 + \frac{D}{E} \cdot (1 - \tau) \right) = 0,435 \cdot \left(1 + \frac{138\,095}{69\,832} \cdot (1 - 0,19) \right) = 1,132$$

Nyní vyčíslíme hodnotu nákladů vlastního kapitálu

$$r_e = r_f + \beta_L^* \cdot (r_m - r_f) = 0,00482 + 1,132 \cdot 0,0694 = 8,3 \%$$

a konečně můžeme vypočítat hodnotu průměrných nákladů kapitálu

$$WACC = \frac{69\,832}{69\,832 + 138\,095} \cdot 0,083 + \frac{138\,095}{69\,832 + 138\,095} \cdot 0,05 \cdot (1 - 0,19) = 5,5 \%$$

WACC pro naši společnost tak činí 5,5 %. To lze porovnat s hodnotou používanou v dokumentech společnosti při výpočtech ekonomických ukazatelů pro realizaci investičního záměru, což je 6 %. Tyto hodnoty lze tedy považovat za korespondující. Jako výchozí hodnota diskontu v praktických výpočtech bude tedy používáno 6 %. V rámci citlivostních analýz pak bude propočítán vliv diskontu z intervalu 3-10 % na výsledek.

CENA TEPLA

Jak je uvedeno v kapitole 4.2, počáteční cena tepla z teplovodu byla kalkulována ve výši 250 Kč/GJ. V rámci citlivostních analýz byl zjišťován vliv ceny z rozmezí 143-391 Kč/GJ na výsledné hlavní ekonomické parametry. Spodní hranice této ceny byla určena podmínkou nulové hodnoty NPV pro jednotlivé projekty s výběrem té nejnižší a horní hranice je dána cenou za GJ, kterou odběratelé platí za stávajících podmínek.

FINANCOVÁNÍ PROJEKTU

Pro účely modelu bylo uvažováno několik kombinací financování tohoto investičního projektu. Z dokumentů společnosti plyne, že investice byla financována 100% úvěrem a že společnost následně obdržela 50% dotaci. V rámci praktické části této práce bylo propočítáno 6 variant financování plus varianta „Projekt“, kde je na situaci nahlíženo nikoliv z pohledu investora, nýbrž projektu (viz začátek této kapitoly 4.7). V tomto případě způsob financování nehraje roli.

Pro všechny varianty bylo propočítáno několik hlavních ekonomických ukazatelů, na základě kterých byly tyto kombinace porovnány v citlivostních analýzách. Hodnota dotace ve výši 50 % způsobilých investičních nákladů plyne z podmínek programu OP PIK pro malé podniky [34]. Tyto podmínky jsou shodné jak ve Výzvě IV, tak ve Výzvě V, jejichž platnost se lámala v době psaní této práce. Preferovanou volbou dotace se stala jednorázová investiční dotace, která slibuje menší riziko právě proto, že je jednorázová, a není nutné se tak obávat změny podmínek v průběhu životnosti projektu, jak by tomu třeba mohlo nastat při čerpání podpory formou Zeleného bonusu. Navíc není třeba řešit případnou kolizi a nejasnosti při podpoře výroby elektrické energie a tepla.

Varianty financování zpracované v rámci ekonomického modelu jsou shrnuty v tabulce 4.8, přičemž varianta číslo dva byla vybrána jako kompromisní, nejvíce odpovídající reálnému případu a byla tedy vzata jako výchozí.

Tabulka 4.8 – Přehled řešených variant financování projektu.

| Varianta | Dotace | Úvěr |
|-----------------------------|-----------|-----------|
| % celkové hodnoty investice | | |
| Projekt | 0 | 0 |
| 1 | 50 | 0 |
| 2 | 50 | 50 |
| 3 | 50 | 100 |
| 4 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 50 |
| 6 | 0 | 100 |

4.8 Výsledky modelu

Za hlavní ekonomické ukazatele sloužící jako podklad pro rozhodnutí o ekonomické smysluplnosti projektu byly vybrány NPV, IRR a dále prostá doba návratnosti investice T_s a reálná doba návratnosti investice T_{sd} .

Jako základní nastavení realizace projektu z hlediska financování byla vzata situace kombinující reálné podmínky získané z dat konkrétního projektu a hodnoty konzervativně kopírující současné ceny a parametry na trhu s teplem a v oblasti BPS. Pro tento model tak byla použita následující základní data tak, jak jsou shrnuta v tabulce 4.9.

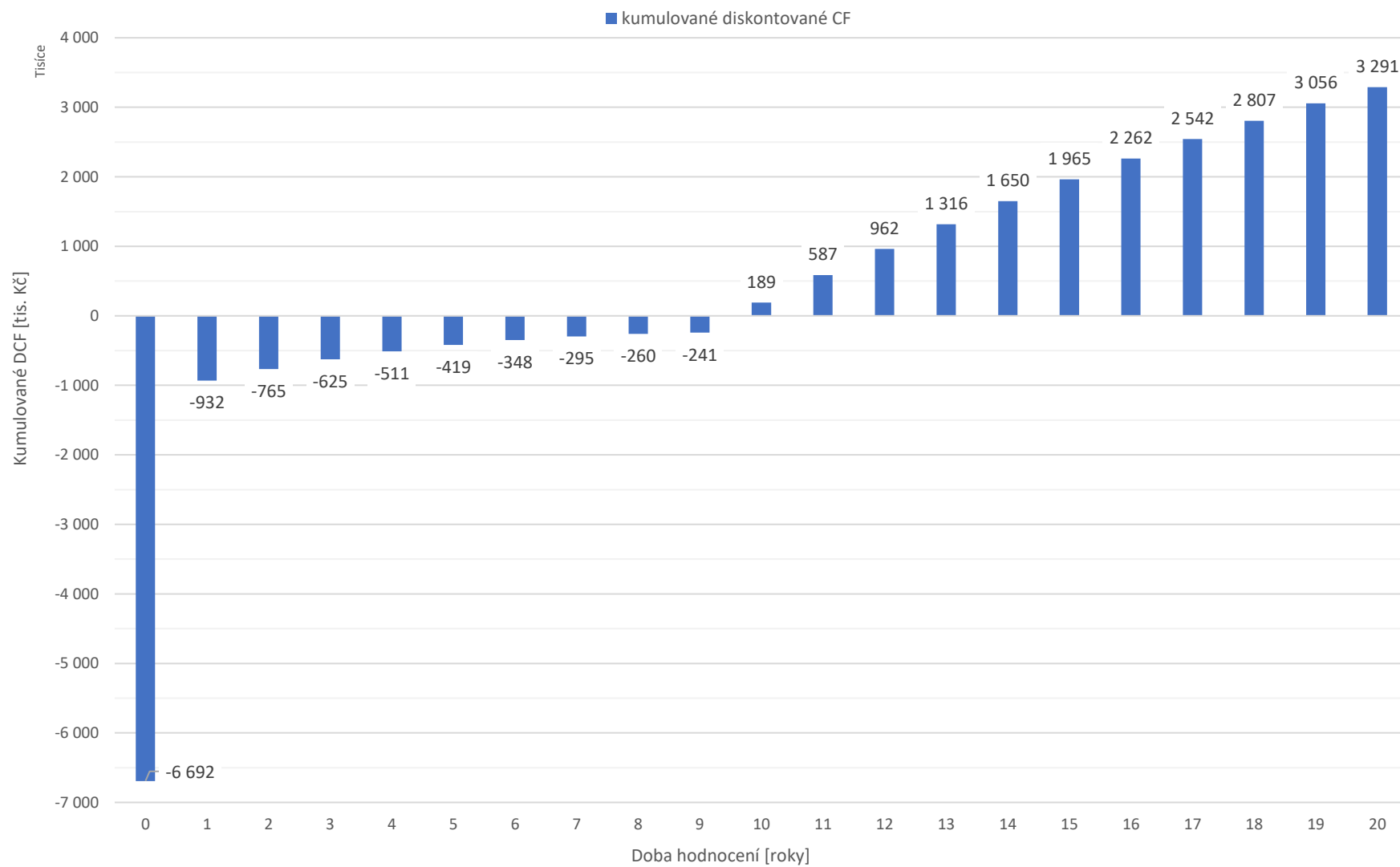
Tabulka 4.9 – Nastavení základních parametrů pro ekonomické hodnocení projektu.

| Parametr | Hodnota |
|------------------------|---------------------------------------|
| Výše dotace | 50 % způsobilých investičních nákladů |
| Úvěr | 50 % hodnoty investice |
| Prodané teplo (ročně) | 3 669 GJ |
| Cena za GJ | 250 Kč/GJ |
| Doba hodnocení | 20 let |
| Roční růst cen energie | 0 % |
| Diskont | 6 % |

V následujícím grafu je zobrazen vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow pro projekt vyvedení tepla z BPS. Počáteční investice je realizována 50 % z vlastních zdrojů firmy a z 50 % úvěrem, který je splácen s 5% úrokem po dobu následujících 10 let. Po uvedení teplovodu do provozu je během 1. roku společnosti vyplacena dotace ve výši 50 % způsobilých investičních nákladů, čímž se subjektu vrátí původní prostředky vložené do projektu z vlastních zdrojů. V následujících 9 letech probíhá splácení úvěru. Zároveň, 10. rokem dochází ke splacení investice (reálná neboli diskontovaná doba návratnosti). Po 20 letech provozu technologie vyvedení tepla teplovodem činí kumulované cash flow, tedy čistá současná hodnota projektu 3 291 tis. Kč. Hodnota IRR je 16,30 %. Za této situace lze projekt doporučit k realizaci, neboť návratnost projektu dosahuje jen poloviny uvažované doby životnosti a výsledná hodnota NPV je velice příznivá.

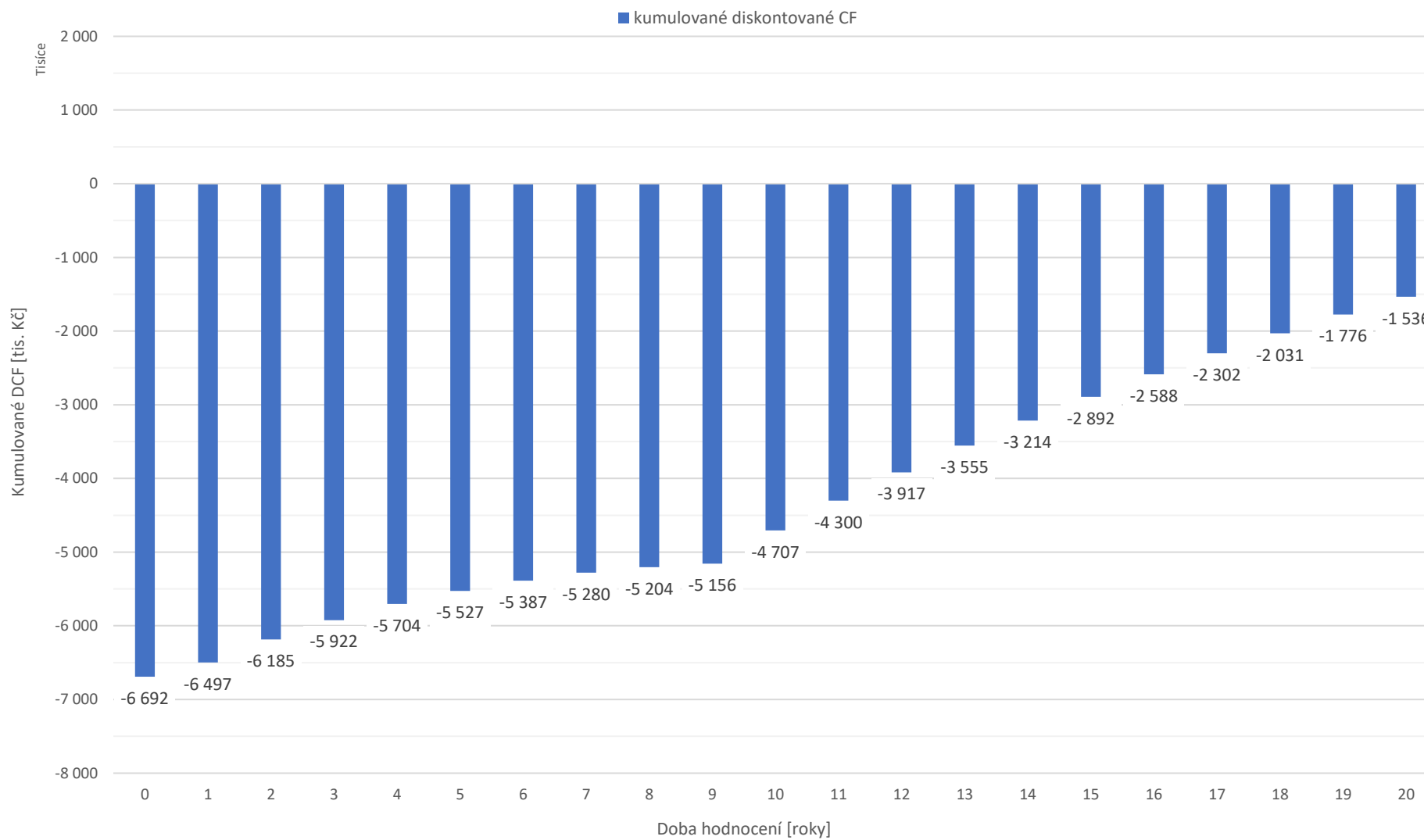
Avšak, jak plyne z grafu 4.1, je třeba uvažovat dopady situace, kdy by z různých důvodů nebyla projektu přidělena 50% dotace a investice by se tak rychle nepřiblížila kladným číslům. Proto je z hlediska investora důležité vyhodnotit alternativní varianty financování takového záměru. To je předmětem výpočtů různých kombinací financování v následující kapitole.

Graf 4.1 – Kumulované diskontované CF pro projekt vyvedení tepla z BPS, 50% dotace, 50% úvěr.



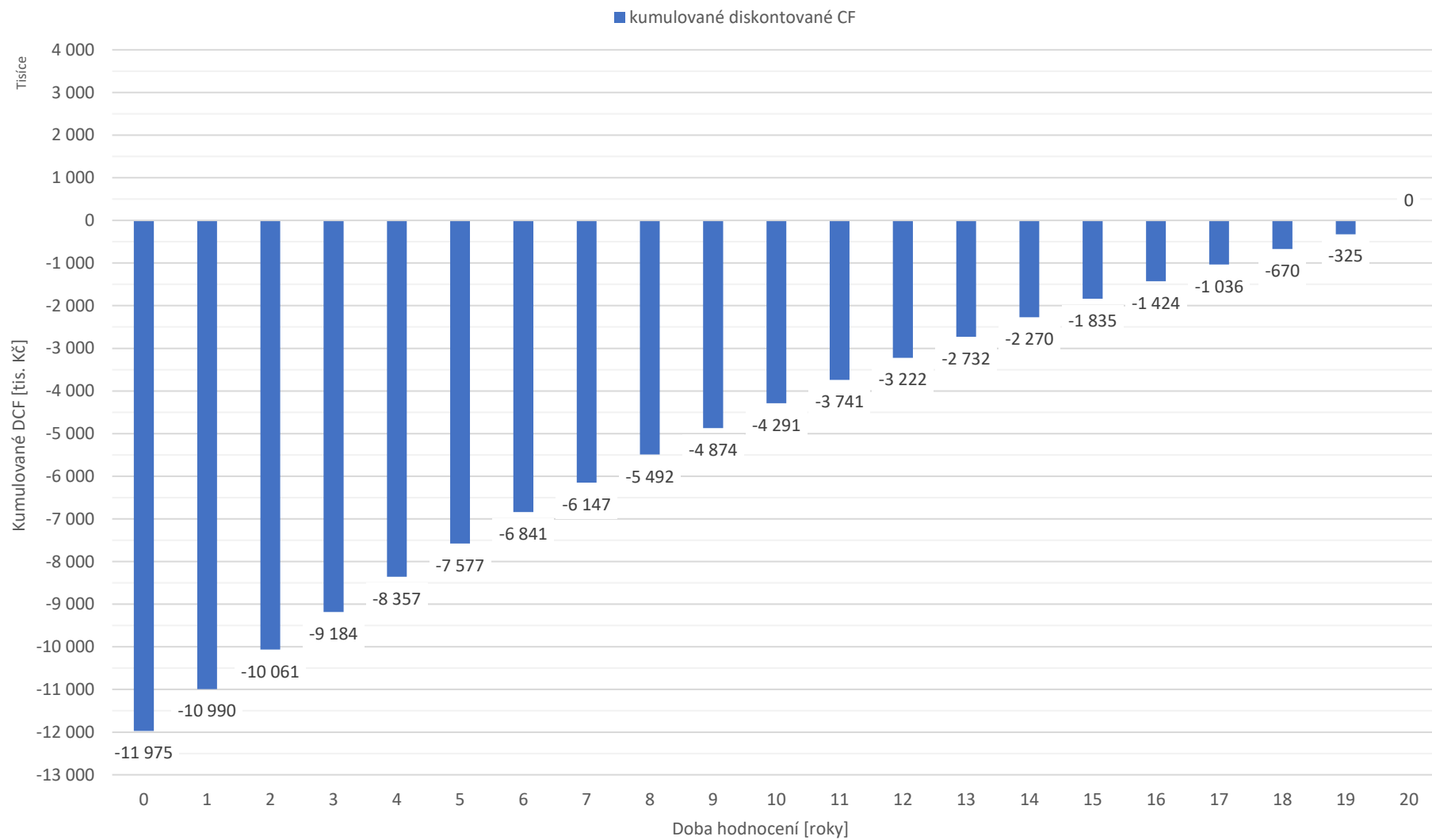
Zároveň je z výše uvedených důvodů zajímavé podívat se na samotný vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow a výslednou hodnotu NPV pro případ, kdy by společnost na dotaci nedosáhla a pouze by si zajistila úvěr ve výši 50 % hodnoty investice. NPV se v tomto případě během 20 let provozu nedostává do černých čísel a výsledná hodnota je -1536 tis. Kč tak, jak je vidět na grafu 4.2 na další straně. Hodnota IRR činí 3,65 %, což je stav, kdy by projekt za dobu své životnosti dosáhl hodnoty NPV nula. Za určitých okolností by však i tento případ vedl k ziskovému projektu, a to buď při ceně tepla 296 Kč/GJ a vyšší nebo při růstu cen alespoň 2,2 %. Ani jeden z těchto předpokladů není vzhledem k okolnostem a aktuální ekonomické situaci nereálný.

Graf 4.2 – Kumulované diskontované CF pro projekt vyvedení tepla z BPS, 0% dotace, 50% úvěr.



Pro výpočet z hlediska projektu (teoretický přístup viz kapitola 4.7) nemá významný smysl pracovat s konečnou cenou tepla 250 Kč/GJ, jelikož, jak bude ukázáno v rámci citlivostních analýz dále, hodnota NPV se v této situaci propadá velmi hluboko k -10 000 tis. Kč. Zde v grafu 4.3 je tak zobrazen vývoj kumulovaného diskontovaného cash flow pro cenu tepla 143 Kč/GJ, což odpovídá hodnotě NPV rovno nule. V tomto případě je tedy hodnota IRR rovna hodnotě diskontu ve výši 6 %. Prostá doba návratnosti za těchto okolností dosahuje 12 let. Takto určená hodnota ceny tepla 143 Kč/GJ (což je detailněji rozebráno v citlivostní analýze zabývající se tímto parametrem) společně s cenou, kterou odběratelé platí doposud (391 Kč/GJ) ve svém průměru činí 267 Kč/GJ. To je pozitivní zjištění ve smyslu nastavené výchozí hodnoty 250 Kč/GJ, která se tím podporuje.

Graf 4.3 – Kumulované diskontované CF pro projekt vyvedení tepla z BPS, z pohledu projektu.



4.9 Citlivostní analýza

Mezi parametry, které nejvýrazněji ovlivňují výsledek ekonomické simulace projektu, patří velikost ceny tepla, meziroční růst cen, diskont, objem prodaného tepla a velikost investice (nákladů). Na tyto parametry byla provedena citlivostní analýza.

CENA TEPLA

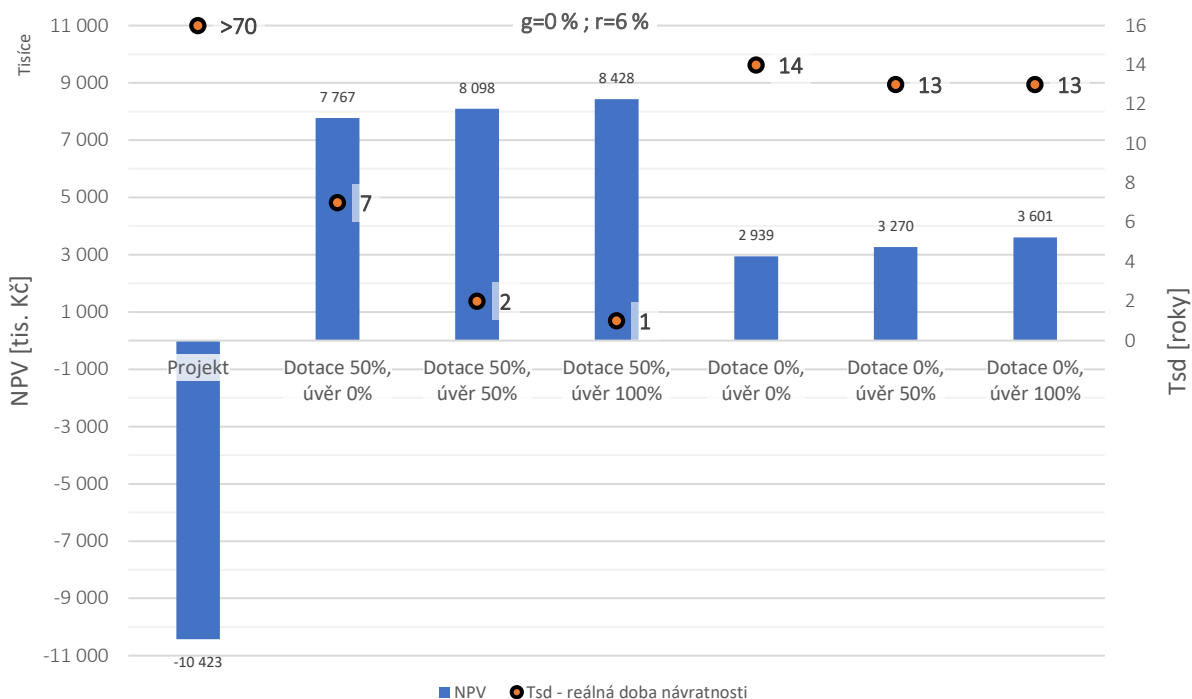
Nejprve bylo třeba otestovat, zda projekt bude pro investora ekonomicky smysluplný při zachování stávající ceny tepla 391 Kč/GJ pro koncové odběratele. Zbytek parametrů byl nastaven na výchozí definované, respektive konzervativně stanovené hodnoty – nulový růst cen a diskont 6 %. Výsledky této simulace jsou porovnány v grafu 4.4.

Jak je z grafu na první pohled patrné, všechny investiční varianty jsou ekonomicky smysluplné. Nejlépe vychází varianta č. 3, která uvažuje financování v maximálním množství cizími prostředky, tedy stoprocentním úvěrem a přiznanou dotací. Naopak, a zcela dle očekávání, nejméně rentabilní je varianta č. 4, která předpokládá využití vlastních zdrojů v celém rozsahu investice. Reálná doba návratnosti koresponduje s hodnotou NPV.

Na první pohled jde proti tomuto varianta hodnocená z hlediska projektu, která dosahuje záporné hodnoty NPV ve výši přes 10 mil. Kč. To je však způsobeno z hlediska projektu vysoko nastavenou cenou tepla. V tomto případě jsou totiž příjmy pro výpočet cash flow rovny uspořeným nákladům při porovnání situace před a po realizaci projektu vyvedení tepla z BPS. Tedy, čím větší prodejní cena tepla, tím menší jsou objektivně uspořené náklady mezi variantami. Hodnota NPV varianty Projektu se tak bude zvyšovat se snižující se cenou tepla dodávaného teplovodem.

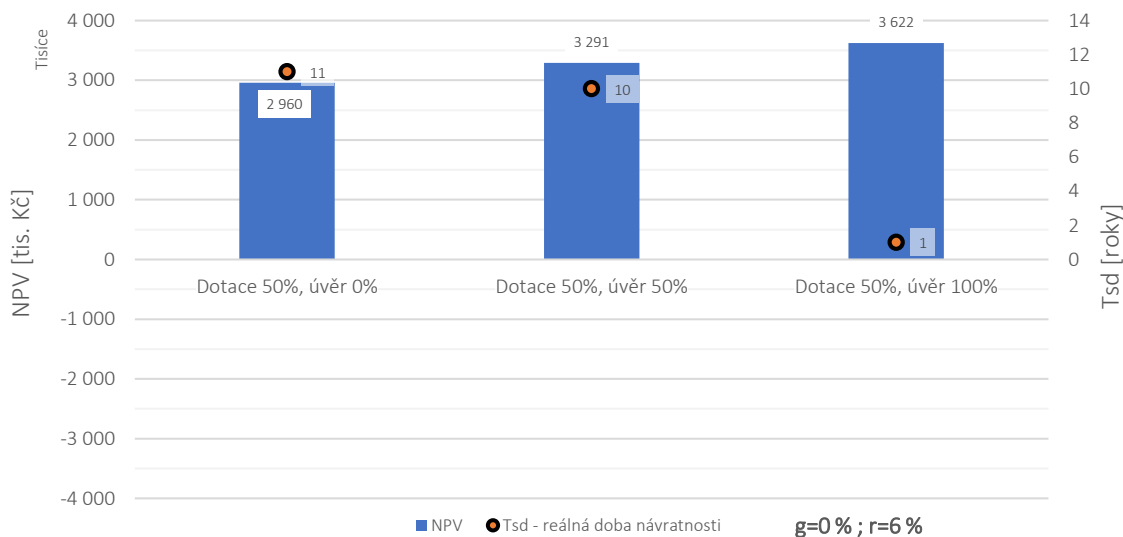
Právě z důvodů výrazné odchylky výsledků při hodnocení investice z pohledu projektu a investora budou dále grafy většinou prezentovány bez varianty projektu, a ten bude vždy slovně popsán v komentáři.

Graf 4.4 – NPV a Tsd variant financování pro cenu tepla před realizací teplovodu (391 Kč/GJ). Nulový růst cen, diskont 6 %.

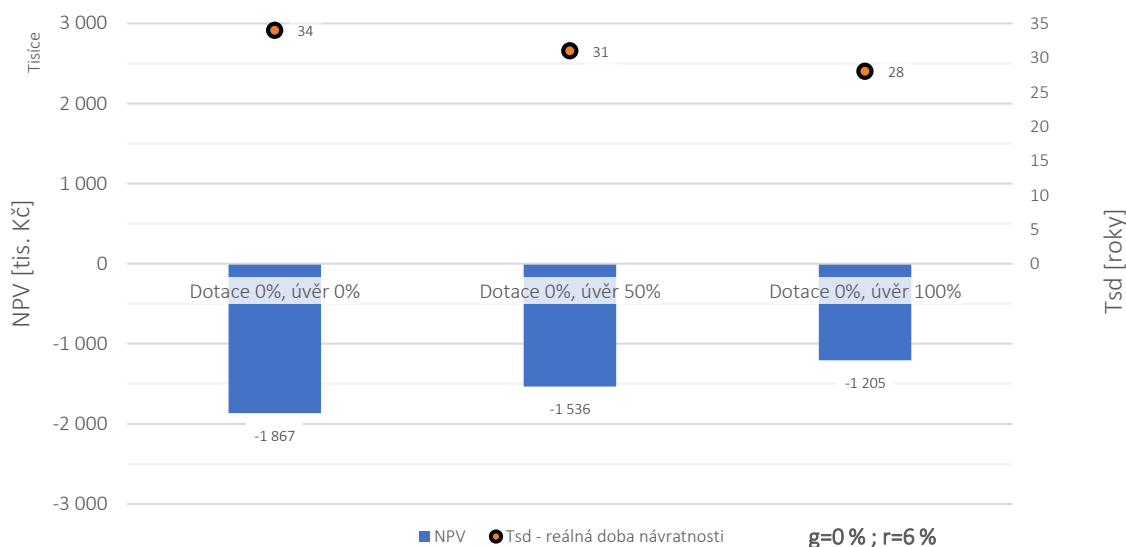


Pokud se nyní podíváme na výsledky při započtení předpokládané ceny 250 Kč/GJ, vidíme, že projekt se podle hlediska NPV zlepšuje o polovinu. To vše stále při konzervativním uvažování růstu cen 0 % a výchozí hodnotě diskontu 6 %. Při nepřiznání dotace a při větší míře financování z vlastních zdrojů se však již dostáváme do záporných hodnot NPV. Viz graf 4.6 níže.

Graf 4.5 – NPV variant financování s dotací pro předpokládanou cenu tepla po realizaci teplovodu (250 Kč/GJ). Nulový růst cen, diskont 6 %.



Graf 4.6 – NPV variant financování bez dotace pro předpokládanou cenu tepla po realizaci teplovodu (250 Kč/GJ).
Nulový růst cen, diskont 6 %

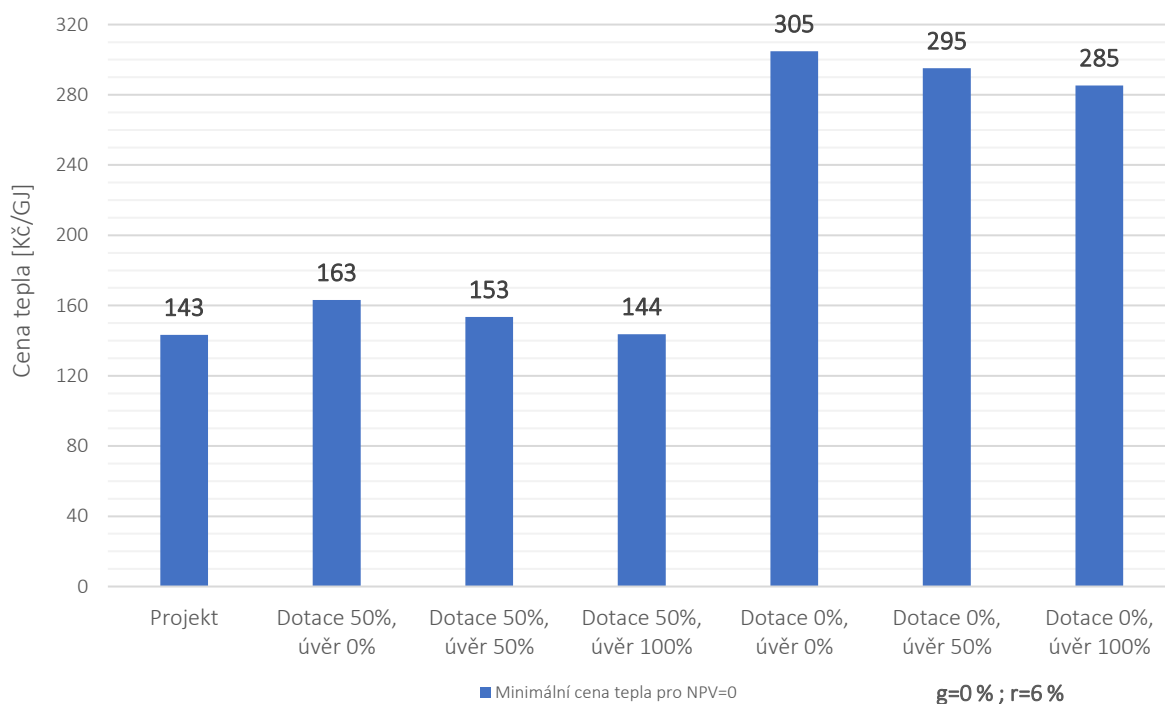


Jestliže se zaměříme na analýzu velikosti ceny tepla, získáváme porovnání variant podle grafu 4.7. Kritériem je zde hodnota NPV=0, tedy situace, kdy se diskont rovná hodnotě vnitřního výnosového procenta. Aby bylo porovnání směřodatné, opět je počítáno s nulovým růstem cen a výchozím diskontem. Tento výpočet nelze přímo označit za citlivostní analýzu, nicméně z důvodu lepšího porovnání dat a důrazu na možný rozsah intervalu konečných cen tepla byl zařazen do této části práce.

Nejvyšší přípustná cena pro dosažení hrany kritéria nulové čisté současné hodnoty v případě varianty Projekt je 143 Kč/GJ. Jakákoliv vyšší cena tepla po realizaci investičního záměru by z tohoto pohledu vedla k záporným hodnotám NPV. Nicméně je třeba zmínit, že toto, a tím spíše při hodnocení z hlediska Projektu, není jediné ani nejdůležitější kritérium. Je nutné vzít v potaz také emise, které nebudou vypuštěny do ovzduší díky nahrazení starých uhelných kotlů v připojených objektech dodávkou tepla z teplovodu. Zároveň přechod na nový způsob dodávky tepla výrazně ulehčí práci spojenou s vytápěním.

V případě variant posuzovaných z hlediska investora vychází pro koncového dodavatele nejlépe varianta č. 3 (144 Kč/GJ), a to opět díky přiznané dotaci a úvěru v plné výši investice. Průměr minimálních nutných prodejních cen všech variant činí při započtení ceny z modelu Projekt 213 Kč/GJ a o něco vyšších 224 Kč/GJ bez započtení modelu Projekt. Na základě těchto hodnot se jeví hodnota 250 Kč/GJ, stanovená v úvodu této kapitoly jako výchozí, ekonomicky smysluplná a obhajitelná. Tato cena stále slibuje velmi výraznou úsporu koncovým odběratelům tepla ve výši 141 Kč/GJ oproti stavu před dokončením teplovodu.

Graf 4.7 – Minimální cena tepla pro jednotlivé varianty financování pro NPV=0



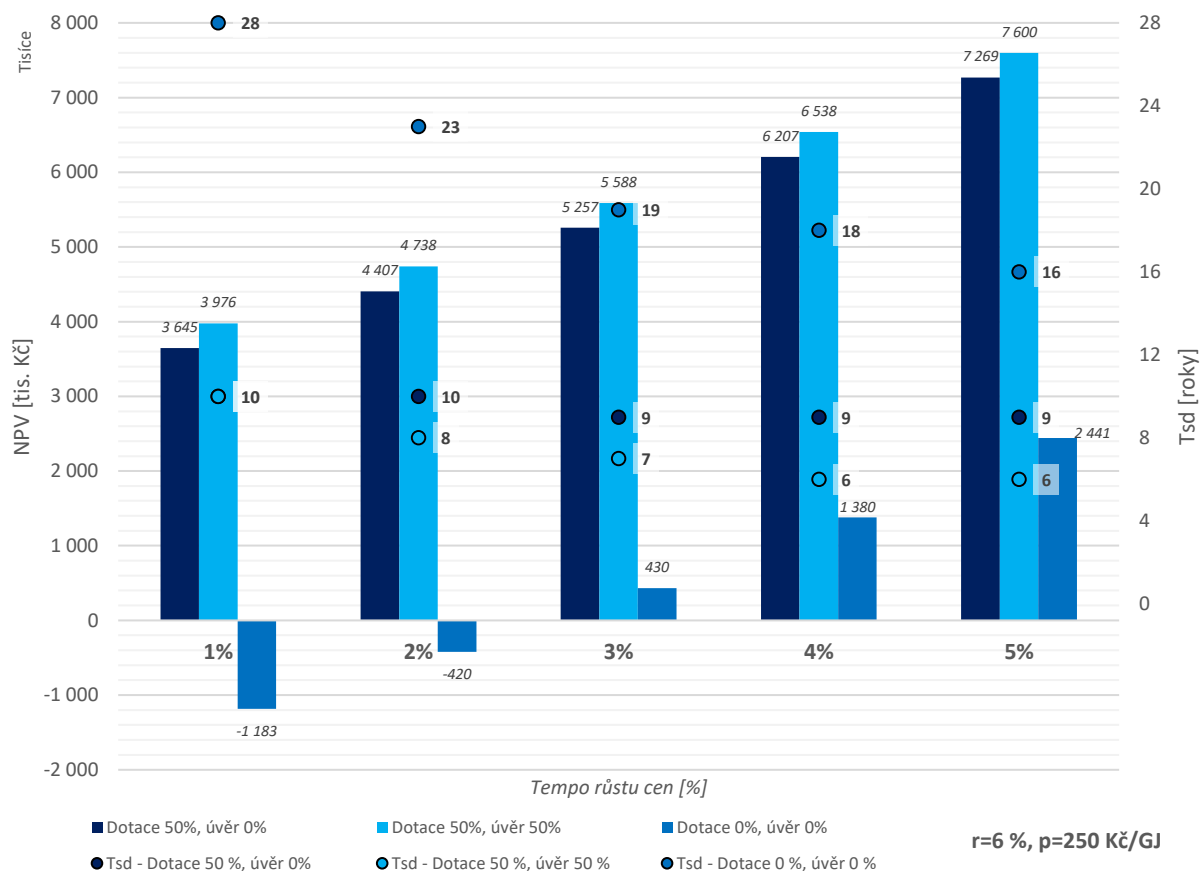
TEMPO RŮSTU CEN

Růst cen je faktorem, který velmi výrazně ovlivní sledované ekonomické ukazatele každé z variant. Veškeré výpočty byly ve své základní podobě provedeny v konzervativním náhledu, tedy s nulovým růstem cen. Zde byl propočten efekt růstu cen v rozmezí 1-5 % při uvažování konstantního diskontu 6 % a výše zdůvodněné ceny 250 Kč/GJ. Výsledky jsou zobrazeny v grafu 4.8.

Zde se analýza již zaměřuje pouze na 3 hlavní varianty realizace projektu (z hlediska financování). Jedná se, podle názoru autora, o nejpravděpodobnější volby financování záměru. Je to nejprve varianta, která počítá s přiznanou dotací v plné výši (tedy 50 % hodnoty investice), ale jinak s financováním celého projektu výhradně vlastními prostředky (tedy nulový úvěr). Dále jde o variantu kompromisní – tedy opět dotace v plné padesátiprocentní výši a úvěr pokrývající polovinu hodnoty celé investice. Tato varianta se v realitě jeví jako nejpravděpodobnější. Nakonec se jedná o variantu pesimistickou, nebo řekněme nezávislou. Nepočítá totiž ani s přiznáním dotace, ani s využitím úvěru. Veškeré financování tak leží na samotné společnosti a jde výlučně z jejích vlastních zdrojů.

Na základě zvolených ekonomických ukazatelů se jeví jako nejlepší kompromisní varianta číslo dvě, která dosahuje nejvyšších hodnot NPV v průměru okolo 5 mil. Kč a zároveň nejkratší reálné doby návratnosti, a to do 10 let. Hodnota IRR v tomto případě činí 19,64 %, a to při 2,7% růstu cen, což je průměrná výše inflace v roce 2019.

Graf 4.8 – Citlivost NPV na tempo růstu cen.



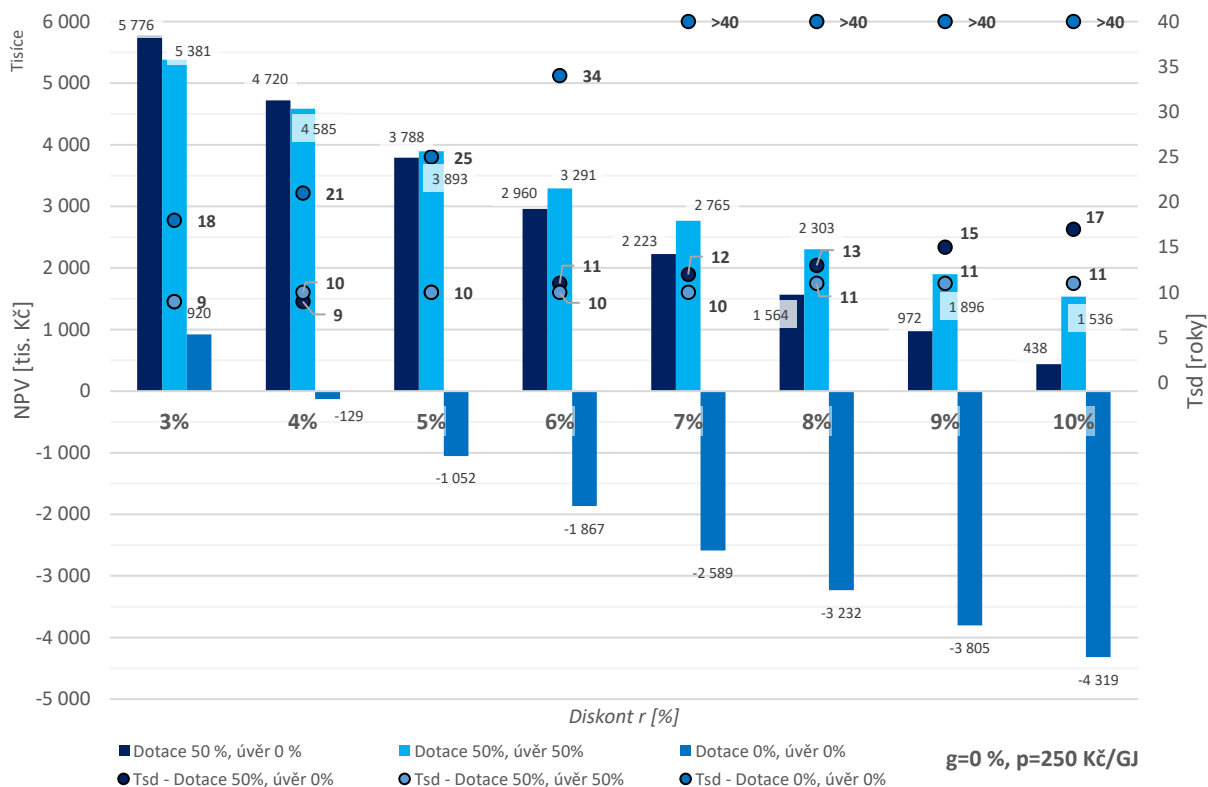
DISKONT

V případě citlivosti ekonomických ukazatelů na velikost diskontu byly opět zkoumány výsledky tří zvolených potenciálních způsobů realizace projektu tak, jak jsou popsány v předchozím odstavci. Interval diskontu v tomto případě nabýval celočíselných hodnot od 3 % do 10 % při ostatních parametrech opět na konstantní úrovni. Výsledky jsou shrnuty v grafu 4.9.

Pokud bychom měli porovnat výhodnost využití úvěru, tak při přiznání dotace v případě nižších procentuálních hodnot diskontu by se více vyplatilo úvěr nevyužít a financovat projekt výhradně z vlastních zdrojů. Situace se láme při hodnotě diskontu lehce pod 5 %, kde se výsledky otáčí ve prospěch varianty s úvěrem. Jelikož výchozí hodnota diskontu byla pro tento model zvolena na úrovni 6 %, lze říci, že z této citlivostní analýzy vyplývá preference kompromisní varianty 2. Složitější je srovnávat s variantou 3, kde se nepočítá s přijetím dotace, což výrazně ovlivňuje ekonomické ukazatele. S diskontem rostoucím k 10 % se NPV této varianty propadá již velmi hluboko. Důležité je však zmínit, že to vše při nulovém růstu cen. Pokud by ať už z jakýchkoliv důvodů firma upřednostňovala výhradně vlastní financování, lze tuto variantu doporučit například pro kombinaci faktorů

diskont 8 % (konzervativně), růst cen 3-4 % (mírně nad úrovní inflace), a cenou tepla 270 Kč/GJ (nepatrně vyšší než zde uvažovaná základní).

Graf 4.9 – Citlivost NPV na diskont.

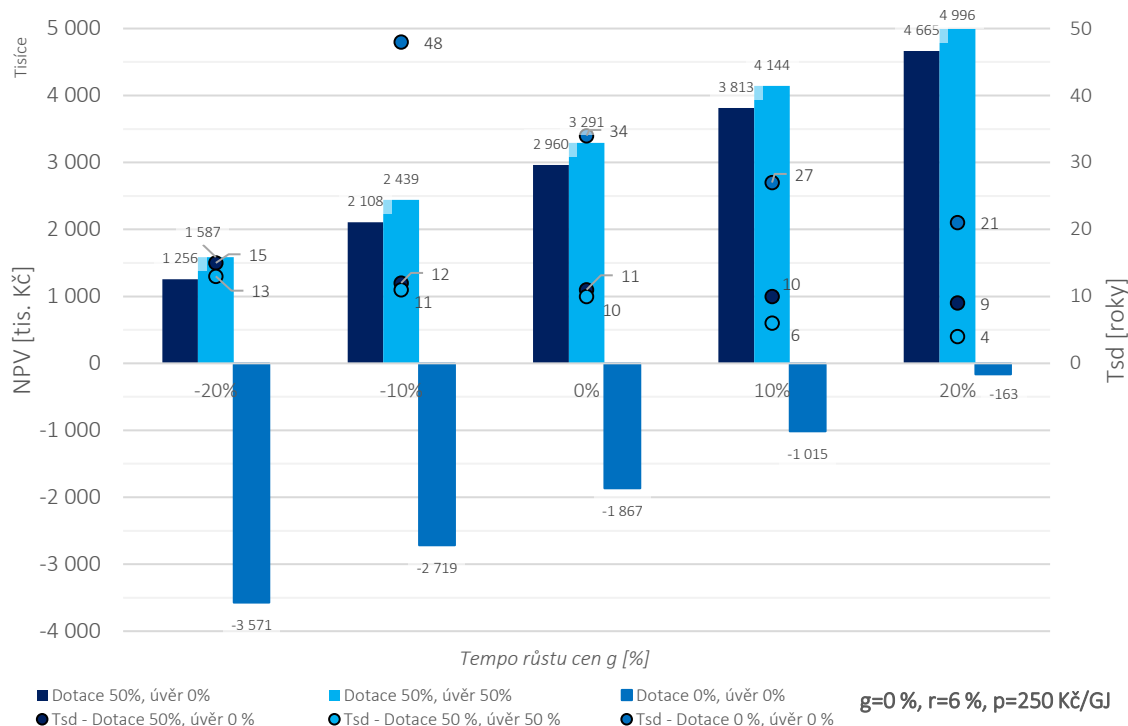


OBJEM PRODANÉHO TEPLA

V závislosti na průměrných venkovních, zejména zimních, teplotách, lze očekávat určité výkyvy v objemu prodaného tepla. Níže jsou propočteny důsledky fluktuace v rozmezí 80-120 % oproti výchozímu stavu, který představuje 3669 GJ/rok, což je hodnota, která je v této práci používána jako výchozí a plyne z technických podmínek dané BPS.

V absolutních číslech se tedy pohybujeme mezi 2935 a 4403 GJ/rok, což je poměrně široký rozptyl, který by měl pokrýt nejpravděpodobnější změny v objemu prodaného tepla. Tyto hodnoty jsou zobrazeny v grafu 4.10. V případě prvních dvou variant NPV neklesne pod nulu ani v případě nejpesimističtější varianty 20% poklesu prodeje. První varianta dosahuje nulové hodnoty NPV až při úrovni 65 % prodaného tepla oproti základu a druhá varianta pak při cca 61 %. Za stanovených podmínek zde tedy existuje poměrně velká rezerva pro případ nepříznivého vývoje na trhu. S třetí variantou založenou na vlastním financování je těžké provést přímé srovnání, neboť výsledky jsou významně ovlivněny faktorem „bez dotace“. Nicméně pro komplexnost je důležité podívat se i na její vývoj spojený se změnou v objemu prodaného tepla.

Graf 4.10 – Citlivost NPV na objem prodaného tepla (vůči původní hodnotě 3669 GJ/rok).

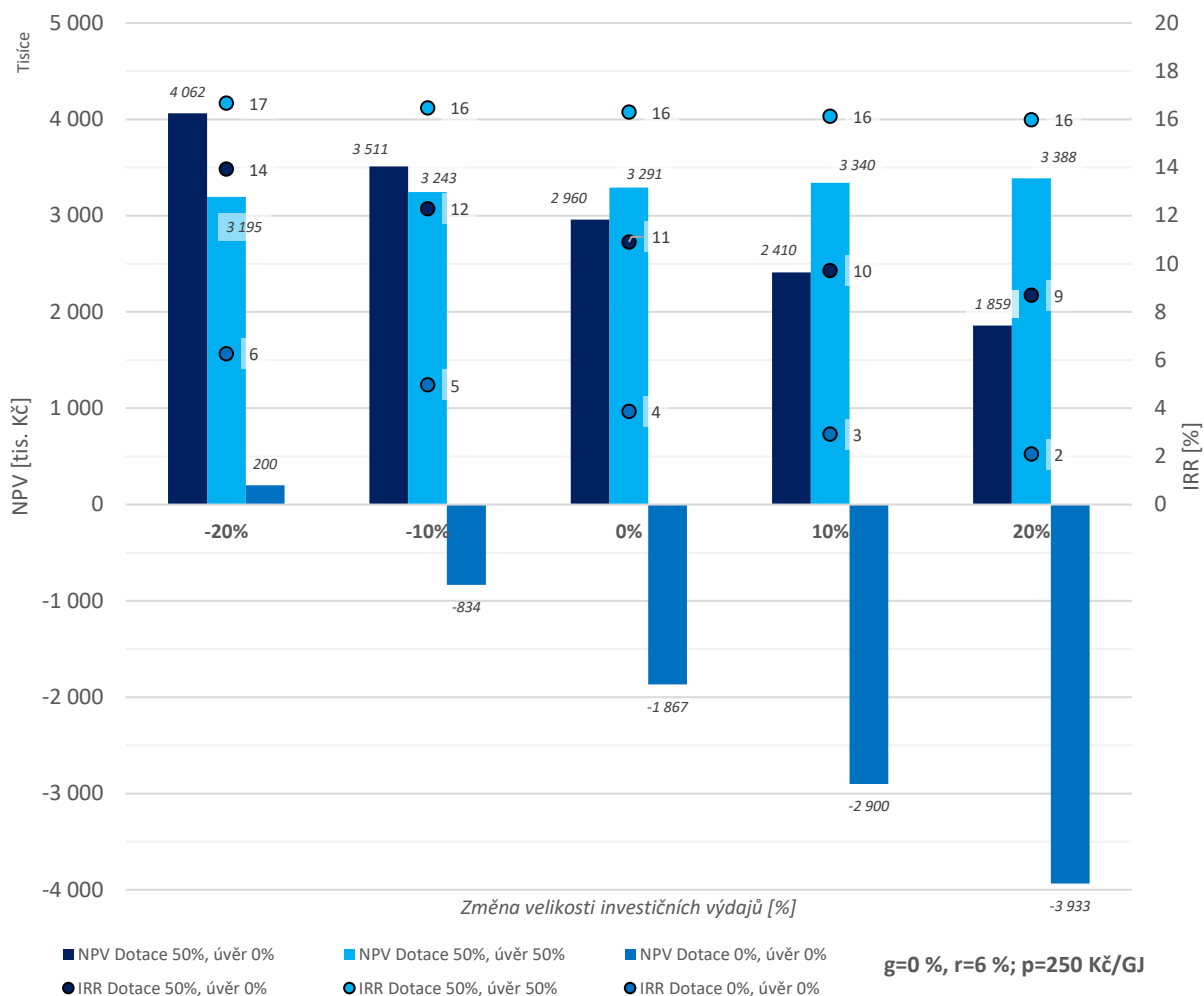


VELIKOST INVESTICE

Pokud se jedná o externí vlivy a podmínky, které nelze přímo ovlivnit, můžeme mezi ně zařadit i určitý rozptyl ve velikosti investice. Ta může být dodatečně změněna různými nepředpokládanými faktory, a to pravděpodobně zejména stavebního či technologického charakteru. S větší pravděpodobností, a rovněž také na základě konzervativního uvažování, lze spíše očekávat nárůst. Zkoumané hodnoty se pohybují v rozmezí 80-120 % základu, tedy cca plus a minus 2,5 mil. Kč (z cca 12 mil. původně očekávané hodnoty investice), což je znázorněno v grafu 4.11.

Z těchto vypočtených hodnot plyne, že pro ochranu investora před nepředpokládaným růstem nákladů je nejvhodnější kompromisní varianta 2, kde změna výše investice nemá výrazný vliv na výslednou hodnotu NPV (díky kombinaci vlivu faktorů jako je daňový štít a způsob financování). Naopak zbylé dva způsoby realizace vykazují silnou závislost na změně velikosti počáteční investice, přičemž varianta 3 s kompletně vlastním financováním ještě přibližně jednou tak velkou oproti variantě 1.

Graf 4.11 – Citlivost NPV na změnu velikosti investice



4.10 Zhodnocení ekonomického modelu

V rámci projektu je poměrně velké množství proměnných, které mají výrazný vliv na celkové hodnocení daného podnikatelského záměru. Byla zde pokryta relativně široká škála kombinací nastavení a vývoje těchto parametrů, kterou by si případný investor mohl upravit ještě více na míru nebo si vybrat pro něj nejschůdnější a nejpravděpodobnější variantu. Zde představené referenční nastavení parametrů potvrzuje předpokládanou rentabilitu projektu, když i při nastavení proměnných na relativně negativní hodnoty stále dosahuje kladné hodnoty NPV.

Obdobně pozitivní výsledek poskytuje varianta s padesátiprocentní dotací a nulovým úvěrem. Hlavním rozdílem vůči referenční variantě pak je reakce na změnu velikosti investičních nákladů. Při vývoji, kdy by došlo k jejich neočekávanému růstu, se tato varianta profiluje méně výhodně.

Pozornost byla věnována také variantě financování bez obdržené dotace a bez čerpání úvěru, tedy financování čistě z vlastních zdrojů společnosti. V takovém případě by investor sice musel nastavit vyšší cenu tepla, ale stále o téměř 90 Kč/GJ pod úrovní ceny, kterou za vytápění odběratelé platili před realizací teplovodu. Tento způsob financování je citlivější na změnu parametrů, a to zejména z důvodu, že při jejich nejpravděpodobnějším nastavení se pohybuje na hraničních hodnotách rentability. Nicméně například při poměrně reálném růstu cen okolo 3-4 % dosahuje hodnoty NPV okolo 1 000 tis. Kč a dokázal by tak zůstat rentabilní i při určitých výkyvech na straně poptávky, případně při růstu investičních nákladů.

ZÁVĚR

V této práci byla představena a detailně rozebrána široká problematika týkající se provozu bioplynových stanic v České republice. Nejprve byl popsán historický vývoj tohoto obnovitelného zdroje energie, a to z několika úhlů pohledu. Jedná se o komplexní propojení současných technologických možností v oblasti anaerobní fermentace, zdrojů vstupního materiálu, lokace bioplynové stanice (mající podstatný vliv na možnosti zvýšení využití produkovaného bioplynu) a zejména poměrně komplikovaná legislativní problematika zpracovávající systém dotační podpory, která do velké míry definuje rozvoj tohoto odvětví a ekonomické podmínky provozu bioplynových stanic.

V podmínkách České republiky jsou stěžejní dotační podpory vypisované Ministerstvem průmyslu a obchodu v rámci operačního programu Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost na poli OZE. V souvislosti se snahou o větší využití tepla, které je v současnosti ve většině bioplynových stanic z velké míry odpadním produktem při výrobě elektřiny, rostl v poslední době důraz na podporu zvyšování využití bioplynu. To lze provést několika způsoby. Může to být například úprava (zvyšování, upgrading) bioplynu na biometan a jeho vtláčení do současných plynovodů či využití v CNG vozidlech, nebo vyvedení tepla z BPS teplovodem. To byla v posledních několika letech preferovaná varianta většiny stanic, které se rozhodly ve svých prozvech realizovat některé podporované inovace. Jejich podpora probíhala právě v rámci několika výzev programu OP PIK OZE.

Proto na tento postup byla zaměřena výpočetní část práce. Nejprve byla teoreticky popsána hlavní kritéria pro hodnocení projektů v rámci existujících dotačních programů – tedy stupně energetického využití bioplynu a snižování emisí CO₂ – a následně prezentován jejich výpočet pro konkrétní hodnoty předloženého projektu. V rámci hodnocení těchto projektů lze větší část bodového hodnocení dopočítat na základě současně platných zákonů, jejich příloh a vyhlášek. Při porovnání údajů energetické náročnosti objektů zahrnutých do projektu vyvedení tepla z BPS byl vypočten přínos plánovaného záměru podle popsaných ukazatelů. Stav po realizaci projektu by mohl snížit ceny tepla pro koncové uživatele ze současných 391 Kč/GJ až na průměrnou hodnotu okolo 225 Kč/GJ v závislosti na investorem zvoleném způsobu financování. Společnost provozující danou BPS by prakticky jistě dosáhla na investiční podporu ve výši 50 % způsobilých investičních nákladů, neboť v hlavních kritériích projekt vyvedení tepla dosáhl více než 80 % možných bodů.

Dále bylo provedeno ekonomické hodnocení projektu podle kritérií NPV, reálné doby návratnosti a také IRR. Práce zkoumala 6 různých kombinací způsobů financování projektu od nulové dotace a 50% úvěru po maximální, tedy padesátiprocentní dotaci a nulový úvěr. Bylo také vzato v úvahu několik proměnných parametrů – diskont, růst cen, cena tepla, změny v objemu prodaného tepla nebo rozsah investičních nákladů.

Jako nejpravděpodobnější způsob realizace pak byl vzat stav s přiznáním dotace v maximálním padesátiprocentním rozsahu a s využitím taktéž padesátiprocentního

úvěru. Za této situace byl projekt jednoznačně doporučen k realizaci, jelikož výsledná hodnota NPV činí 3 291 tis. Kč. Díky vysoké hodnotě NPV je tak v rámci projektu poměrně velký prostor pro případný neočekávaný negativní vývoj některých proměnných, jako například propady v objemu tepla odebraného koncovými uživateli připojenými k teplovodu nebo neočekávané dodatečné náklady v průběhu výstavby projektu. Společně se získáním jednorázové investiční dotace se tak jedná o poměrně málo rizikový projekt, protože, například na rozdíl od provozní podpory, zde odpadá určitá míra nejistoty z budoucího vývoje státního dotačního systému.

SEZNAM GRAFŮ

| | |
|---|----|
| Graf 1.1 – Hrubá výroba elektřiny z OZE. [13] | 22 |
| Graf 1.2 – Objem prostředků podpory OZE v ČR v období 2007–2013. [15] | 25 |
| Graf 1.3 – Srovnání výkupních cen elektrické energie z OZE v ČR v Kč/kWh. [15] | 25 |
| Graf 1.4 – Vývoj výroby elektřiny brutto z OZE a její podíl na tuzemské hrubé spotřebě (TWh). [15] | 26 |
| Graf 1.5 – Porovnání spotřeby bioplynu k energetickým účelům v roce 2003 a 2018. [13] | 27 |
| Graf 1.6 – Vývoj celkové výroby elektřiny z bioplynu. [13] | 27 |
| Graf 1.7 – Vývoj celkové výroby tepla z bioplynu. [13] | 28 |
| Graf 4.1 – Kumulované diskontované CF pro projekt vyvedení tepla z BPS, 50% dotace, 50% úvěr. | 83 |
| Graf 4.2 – Kumulované diskontované CF pro projekt vyvedení tepla z BPS, 0% dotace, 50% úvěr. | 85 |
| Graf 4.3 – Kumulované diskontované CF pro projekt vyvedení tepla z BPS, z pohledu projektu. | 87 |
| Graf 4.4 – NPV a Tsd variant financování pro cenu tepla před realizací teplovodu (391 Kč/GJ). Nulový růst cen, diskont 6 % | 89 |
| Graf 4.5 – NPV variant financování s dotací pro předpokládanou cenu tepla po realizaci teplovodu (250 Kč/GJ). Nulový růst cen, diskont 6 % | 89 |
| Graf 4.6 – NPV variant financování bez dotace pro předpokládanou cenu tepla po realizaci teplovodu (250 Kč/GJ). Nulový růst cen, diskont 6 % | 90 |
| Graf 4.7 – Minimální cena tepla pro jednotlivé varianty financování pro NPV=0 | 91 |
| Graf 4.8 – Citlivost NPV na tempo růstu cen. | 92 |
| Graf 4.9 – Citlivost NPV na diskont. | 93 |
| Graf 4.10 – Citlivost NPV na objem prodaného tepla (vůči původní hodnotě 3669 GJ/rok). | 94 |
| Graf 4.11 – Citlivost NPV na změnu velikosti investice. | 95 |

SEZNAM OBRÁZKŮ

| | |
|--|----|
| Obrázek 1.1 – Prognóza vývoje podílu OZE na celkové produkci elektřiny v EU. (zdroj: [8], upraveno) | 13 |
| Obrázek 1.2 – Produkce elektřiny v EU28 (zdroj: [8], upraveno)..... | 14 |
| Obrázek 1.3 – Vývoj produkce elektřiny v EU od roku 2010 (zdroj: [8], upraveno)..... | 15 |
| Obrázek 1.4 – Procentuální podíl jednotlivých OZE na produkci elektřiny z OZE v EU k roku 2018 (zdroj: [8], upraveno) | 16 |
| Obrázek 1.5 – Produkce elektřiny z biomasy v EU28 (zdroj: [8], upraveno)..... | 17 |
| Obrázek 1.6 – Vývoj počtu bioplynových stanic v EU mezi roky 2009-2017. [12]..... | 19 |
| Obrázek 1.7 – Počty BPS v jednotlivých zemích EU. [12]..... | 19 |
| Obrázek 1.8 – Vývoj instalované elektrické kapacity BPS v EU a průměrná velikost stanic v zemích EU v MW. [12] | 20 |
| Obrázek 1.9 – Počet stanic produkujících biometan na straně levé a přepočtený počet stanic na 1 milion obyvatel na straně pravé. [12]..... | 21 |
| Obrázek 1.10 – Počet bioplynových stanic produkujících biometan v EU mezi lety 2011 a 2017. [12]..... | 21 |
| Obrázek 2.1 – Definice kritéria pro měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO ₂ , aktivita a) (zdroj: [31])..... | 50 |
| Obrázek 2.2 – Definice kritéria pro stupeň energetického využití bioplynu, aktivita a) (zdroj: [31])..... | 50 |
| Obrázek 2.3 – Definice kritéria pro měrné způsobilé výdaje na snížení emisí CO ₂ , aktivita d) (zdroj: [39])..... | 53 |
| Obrázek 2.4 – Definice kritéria pro stupeň energetického využití bioplynu, aktivita d) (zdroj: [39])..... | 53 |
| Obrázek 3.1 – Schéma znázorňující systém vstupů, technologických procesů a výstupů v BPS. (upraveno) [45] | 56 |
| Obrázek 3.2 – Princip fungování bioplynové stanice. [46] | 57 |
| Obrázek 3.3 – Schéma výpočtu SEV _{BP} pro základní konfiguraci BPS. [53]..... | 62 |
| Obrázek 3.4 – Schéma výpočtu SEV _{BP} pro konfiguraci BPS s vyvedením tepla pro další energetické účely. [53]..... | 62 |
| Obrázek 3.5 – Schéma výpočtu SEV _{BP} pro konfiguraci s technologií přepracování bioplynu na biometan. [53]..... | 63 |

SEZNAM TABULEK

| | |
|--|----|
| Tabulka 1.1 – Vývoj podílu OZE na konečné hrubé spotřebě energie v EU a vybraných státech (zdroj: [5], [4], [6], [7])..... | 12 |
| Tabulka 1.2 – Produkce elektrické energie v EU28 a ve vybraných zemích EU v roce 2018 (zdroj: [8], upraveno)... | 16 |
| Tabulka 1.3 – Celková energie z OZE v roce 2018. [13]..... | 22 |
| Tabulka 1.4 – Výroba elektřiny v ČR z obnovitelných zdrojů v roce 2018. [13]..... | 23 |
| Tabulka 1.5 – Výroba tepla z obnovitelných zdrojů v roce 2018. [13] | 24 |
| Tabulka 2.1 –Režimy podpory elektřiny formou zeleného bonusu (zdroj: autor, [17]) | 34 |
| Tabulka 2.2 - Přehled forem podpory výroby elektřiny z OZE (zdroj: autor)..... | 35 |
| Tabulka 2.3 – Technicko-ekonomické parametry pro výrobu elektřiny z energie biomasy. [21] | 37 |
| Tabulka 2.4 – Technicko-ekonomické parametry pro výrobu tepla z bioplynu. [21]..... | 38 |
| Tabulka 2.5 – Snižování velikosti provozní podpory na základě výše poskytnuté nevratné investiční podpory (zdroj: autor, [23] [24])..... | 39 |
| Tabulka 2.6 – Výkupní ceny a roční zelené bonusy na elektřinu pro spalování bioplynu, skládkového plynu, kalového plynu a důlního plynu z uzavřených dolů (zdroj: [24]) | 40 |
| Tabulka 2.7 - Základní sazba ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET pro výrobu elektřiny s celkovým instalovaným výkonem kogeneračních jednotek do 5 MWe včetně (zdroj: [24]) | 41 |
| Tabulka 2.8 – Základní sazba ročního zeleného bonusu na elektřinu z KVET pro výrobu elektřiny s celkovým instalovaným výkonem kogeneračních jednotek nad 5 MWe (zdroj: [24])..... | 42 |
| Tabulka 2.9 – Podpora tepla formou zeleného bonusu (zdroj: [24][23]) | 43 |
| Tabulka 2.10 – Způsoby využití biomasy při výrobě podporované elektřiny, tepla a biometanu (zdroj: autor, [26]).. | 44 |
| Tabulka 2.11 – Schválené žádosti programu OZE I.-III. výzva. [33] | 51 |
| Tabulka 2.12 – Podané žádosti ve IV. výzvě programu OZE. [33]..... | 51 |
| Tabulka 3.1 – Podíl složek přítomných v bioplynu. [44] | 55 |
| Tabulka 4.1 – Seznam připojovaných objektů. | 65 |
| Tabulka 4.2 – Data energetické spotřeby připojovaných objektů. | 66 |
| Tabulka 4.3 – Rozdělení využití tepla z BPS..... | 67 |
| Tabulka 4.4 – Roční energetické vstupy před realizací teplovodu z BPS. | 67 |
| Tabulka 4.5 – Porovnání energetických bilancí před a po realizaci projektu teplovodu. | 68 |
| Tabulka 4.6 – Hodnoty pro výpočet emisí CO ₂ před realizací projektu. | 70 |
| Tabulka 4.7 – Odpisový plán dlouhodobého majetku v Kč. | 76 |
| Tabulka 4.8 – Přehled řešených variant financování projektu. | 81 |
| Tabulka 4.9 – Nastavení základních parametrů pro ekonomické hodnocení projektu. | 82 |

BIBLIOGRAFICKÉ ZDROJE

- [1] EBA. *EBA - Biogas Basics* [online]. 2018. Dostupné z: <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2019/08/Biogas-Basics-v6.pdf>
- [2] EVROPSKÝ PARLAMENT. *20 20 20 do roku 2020: šance pro zelenou Evropu* [online]. 2008 [vid. 2019-03-27]. Dostupné z: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20080122IPR19355+0+DOC+XML+V0//CS>
- [3] EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. Trends and projections in Europe 2018. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets. *EEA Report 10/2018* [online]. 2018, 44. ISSN 1977-8449. Dostupné z: doi:10.2800/93693
- [4] EUROSTAT. *EU Sustainable Energy Week* [online]. 2011 [vid. 2019-03-27]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/5036314/8-11042011-AP-EN.PDF/51a5e5e3-5515-425e-bab6-1a46788ae248?version=1.0>
- [5] EUROPEAN COMMISSION. *Main tables - Eurostat* [online]. [vid. 2019-03-30]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/main-tables>
- [6] EUROSTAT. *File:Share of renewables in gross inland energy consumption, 2017 (%).png - Statistics Explained* [online]. 2017 [vid. 2019-03-27]. Dostupné z: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_renewables_in_gross_inland_energy_consumption,_2017_\(%25\).png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_renewables_in_gross_inland_energy_consumption,_2017_(%25).png)
- [7] EUROSTAT. *Přehled, jak členské státy plní cíle v oblasti obnovitelných zdrojů energie pro rok 2020* [online]. 2013. Dostupné z: http://europa.eu/rapid/attachment/IP-15-5180/cs/Annex_RES_CS.pdf
- [8] AGORA ENERGIEWENDE, sandbag. *The European Power Sector in 2018* [online]. 2018 [vid. 2019-03-31]. Dostupné z: https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2018/EU-Jahresauswertung_2019/Agora-Energiawende_European-Power-Sector-2018_WEB.pdf
- [9] ERÚ. *Současný stav v oblasti OZE z pohledu EU - Zimní balíček* [online]. nedatováno [vid. 2019-03-31]. Dostupné z: http://www.decentralnienergetika.cz/UserFiles/file/DE/2017/akum17/soucasny_stav_oz-eru.pdf
- [10] JAN VOTRUBA. *Zimní legislativní balíček EK se soustředí na energetickou účinnost a emise CO2* [online]. 2016 [vid. 2019-03-31]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/evropska-unie/zimni-klimaticky-balicek-se-soustredi-energetickou-ucinnost-emise-co2/>
- [11] EBA. *EBA Annual Report 2018* [online]. 2019 [vid. 2019-12-20]. Dostupné z: https://issuu.com/europeanbiogasassociationeba/docs/eba_annual_report_2018
- [12] EBA. *EBA Statistical Report 2018* [online]. 2018 [vid. 2019-12-20]. Dostupné z: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2019/11/EBA_report2018_abridged_A4_vers12_220519_RZweb.pdf
- [13] MPO ČR. *Obnovitelné zdroje energie v roce 2018* [online]. 2019 [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/statistika/obnovitelne-zdroje-energie/2019/11/Obnovitelne-zdroje-energie-2018_1.pdf
- [14] MORAVEC, Adam. *Od prasečího perpetuum mobile k bioplynové velmoci. Biom.cz* [online]. 2014 [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: <https://biom.cz/cz/odborne-clanky/od->

praseciho-perpetuum-mobile-k-bioplynové-velmoci

- [15] CZBA. *Technologický foresight 2020 – 2040* [online]. 2017 [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: https://www.czba.cz/files/ceska-bioplynova-asociace/uploads/files/Technologicky_foresight.pdf
- [16] ČESKO. *Zákon č. 458/2000 Sb., Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon)* [online]. [vid. 2019-02-15]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458/zneni-20190101>
- [17] ČESKO. *Zákon č. 165/2012 Sb., Zákon o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů* [online]. [vid. 2019-02-17]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165/zneni-20190101#Top>
- [18] ERÚ. *Často kladené dotazy* [online]. [vid. 2019-02-19]. Dostupné z: http://www.eru.cz/search;jsessionid=1E2AA9E94EAB1608F7E56F94A0BE261C?p_p_auth=iryMjh9e&p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=
- [19] ERÚ. *Metodika stanovení výkupních cen a zelených bonusů na základě zákona č. 165/2012 Sb.* [online]. nedatováno [vid. 2019-02-19]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462902/metodika_165_2012.pdf/5d64411c-d005-4a4e-830a-fd2846254710
- [20] ERÚ. *Metodika stanovení výkupních cen a zelených bonusů na základě zákona č. 180/2005 Sb.* [online]. nedatováno [vid. 2019-02-19]. Dostupné z: http://www.eru.cz/documents/10540/462902/metodika_180_2005.pdf/80a0ec7c-cb1c-40e4-b7de-f5a4281877a5
- [21] ERÚ. *Vyhláška č. 296/2015 Sb. o technicko-ekonomických parametrech* [online]. 2015 [vid. 2019-02-22]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-296>
- [22] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2019 ze dne 20. prosince 2019* [online]. 2019 [vid. 2019-12-27]. Dostupné z: https://www.eru.cz/documents/10540/5228943/ERV10_2019.pdf/dceda036-63d7-42ce-bae3-51bafeda7cdb
- [23] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 3/2018 ze dne 25. září 2018* [online]. 2018 [vid. 2019-02-24]. Dostupné z: ;
- [24] ERÚ. *Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 3/2019 ze dne 26. září 2019.* 2019.
- [25] ČESKO. *Vyhláška č. 408/2015 Sb., Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou* [online]. 2016 [vid. 2019-02-24]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2015-408>
- [26] MPO. *Vyhláška č. 477/2012 Sb., Vyhláška o stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů pro výrobu elektřiny, tepla nebo biometanu a o stanovení a uchování dokumentů* [online]. 2012 [vid. 2019-03-03]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-477>
- [27] ČESKO. *Vyhláška č. 37/2016 Sb. Vyhláška o elektřině z vysokoučinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů* [online]. 2016 [vid. 2019-02-24]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-37>
- [28] ČESKO. *Zákon č. 406/2000 Sb., Zákon o hospodaření energií* [online]. 2000 [vid. 2019-03-03]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-406#cast2>

- [29] MPO. *Zákon o hospodaření energií* | MPO [online]. 2006 [vid. 2019-03-04]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/dokument20167.html>
- [30] MPO. *Vyhláška č. 441/2012 Sb., Vyhláška o stanovení minimální účinnosti užití energie při výrobě elektřiny a tepelné energie* [online]. 2012 [vid. 2019-03-04]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-441>
- [31] FIALA ING, Martin. *Možnosti dotací pro inovativní technologie a demonstrační projekty - Výstavba a provoz bioplynových stanic*. 2017.
- [32] MPO. *Obnovitelné zdroje energie - Výzva IV - API* [online]. 2018 [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: <https://www.agentura-api.org/programy-podpory/obnovitelne-zdroje-energie/obnovitelne-zdroje-energie-vyzva-iv/>
- [33] HONZÍK, Miroslav a Martin FIALA. *V. výzva programu OZE OP PIK 2014 až 2020* [online]. 2019 [vid. 2019-12-22]. Dostupné z: <https://mail.google.com/mail/u/0/#inbox/FMfcgwxCGLvrdKLIDPhvwftLcLNQkFMV?projector=1&messagePartId=0.2>
- [34] MPO ČR. *Obnovitelné zdroje energie - Výzva V - API* [online]. 2019 [vid. 2019-12-19]. Dostupné z: <https://www.agentura-api.org/cs/programy-podpory/obnovitelne-zdroje-energie/obnovitelne-zdroje-energie-vyzva-v/>
- [35] EVROPSKÁ KOMISE. *NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) č. 651/2014* [online]. 2014 [vid. 2019-12-19]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0651&from=EN>
- [36] MPO. *Nízkouhlikové technologie - Úprava bioplynu na biometan a jeho vtláčení do sítě - Výzva IV - API* [online]. 2018 [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: <https://www.agentura-api.org/programy-podpory/nizkouhlikove-technologie/nizkouhlikove-technologie-uprava-bioplynu-na-biometan-a-jeho-vtlaceni-do-site-vyzva-iv/>
- [37] MPO. *Výzva IV programu podpory NÍZKOUHLÍKOVÉ TECHNOLOGIE – Úpravu bioplynu na biometan a jeho vtláčení do sítě nebo jeho plnění v rámci místní infrastruktury* [online]. 2018 [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/vyzvy-op-pik-2018/2018/12/NUTvtl_IV-Vyzva-vtlaceni.pdf
- [38] EVROPSKÁ KOMISE. *NAŘÍZENÍ KOMISE (EU) č. 651/2014 ze dne 17. června 2014, kterým se v souladu s články 107 a 108 Smlouvy prohlašují určité kategorie podpory za slučitelné s vnitřním trhem* [online]. 2014, 7 [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: doi:10.07.2017
- [39] MPO. *Příloha č. 3 – Model hodnocení a kritéria pro hodnocení a výběr projektů, příloha programu Nízkouhlikové technologie, Výzva IV* [online]. nedatováno [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/vyzvy-op-pik-2018/2018/11/NUTvtl_IV-vyzva_Priloha-c-3_Vtlaceni_MH-a-VK.pdf
- [40] MPO. *Příloha č. 2 - Vymezení způsobilých výdajů, příloha programu Nízkouhlikové technologie, Výzva IV* [online]. nedatováno [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/vyzvy-op-pik-2018/2018/11/NUTvtl_IV-vyzva_Priloha-c-2_Vymezeni-zpusobilych-vydaju.pdf
- [41] MPO. *Pravidla pro žadatele a příjemce z OP PIK - Zvláštní část; Program NUT, aktivita d) Vtláčení bioplynu, Výzva IV*. [online]. 2018 [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: https://www.agentura-api.org/wp-content/uploads/2018/11/NUTvtl_IV-vyzva_Priloha-č.5_-D_Bioplyn-PpŽP.pdf

- [42] MPO. *OPIK Informační zpravodaj OP PIK 2014–2020* [online]. 2019 [vid. 2019-03-26]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/oppik-2014-2020/opik-informacni-zpravodaj/2019/2/Informacni-zpravodaj-OPIK-c--3-fin.pdf>
- [43] ERÚ. *Národní akční plán České republiky pro energii z obnovitelných zdrojů* [online]. 2015 [vid. 2019-03-03]. Dostupné z: <https://www.mpo.cz/assets/dokumenty/54909/62718/649151/priloha001.pdf>
- [44] MOLEK, Tomáš. *Bioplyn a bioplynové stanice v ČR* [online]. 2015 [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/elektrina/bioplyn-a-bioplynove-stanice-v-cr>
- [45] EBA. *Biogas Basics* [online]. 2018 [vid. 2019-12-22]. Dostupné z: <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2019/08/Biogas-Basics-v6.pdf>
- [46] BPS PROJEKT. *Bioplynové stanice* [online]. [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: <http://www.bpsprojekt.cz/cs/obsah/bioplynove-stanice>
- [47] CZBA. *Biometan jako palivo budoucnosti?* [online]. 2014 [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: <https://www.czba.cz/aktuality/biometan-jako-palivo-budoucnosti.html>
- [48] CZBA. *Strategická výzkumná agenda oboru bioplyn 2014* [online]. 2014 [vid. 2019-12-21]. Dostupné z: https://www.czba.cz/files/ceska-bioplynova-asociace/uploads/files/SVA_CzBA_2014_FINAL.pdf
- [49] EFG RAPOTÍN BPS SE. *ECR Rapotín* [online]. [vid. 2019-12-26]. Dostupné z: <http://www.ecr-rapotin.cz/#rapotin>
- [50] ENERGY HUB. *Odpadové bioplynové stanice v hledáčku investorů* [online]. 2019 [vid. 2019-12-26]. Dostupné z: <https://energyhub.eu/article/detail/314538-odpadove-bioplynove-stanice-v-hledacku-investor?fbclid=IwAR3hEsv8bWJLYrxNHnvURF4jG-https://energyhub.eu/article/detail/314538-odpadove-bioplynove-stanice-v-hledacku-investor?fbclid=IwAR3hEsv8bWJLYrxNHnvURF4jG-s1h>
- [51] TRNAVSKÝ, Jiří. *Rozjíždí se výroba biometanu z odpadů I Energie 21* [online]. [vid. 2019-12-26]. Dostupné z: <https://www.energie21.cz/v-cesku-zacina-vyroba-biometanu-z-odpadu/>
- [52] HÁNYŠ, Rostislav. *V Rapotíně spustili první výrobu biometanu v Česku, čistí bioplyn z odpadu* [online]. 2019 [vid. 2019-12-26]. Dostupné z: https://www.idnes.cz/olomouc/zpravy/rapotin-prvni-stanice-vyroba-biometanu-cisteni-bioplynu-odpad.A191025_510313_olomouc-zpravy_stk
- [53] SEVEN ENERGY. *Energetická efektivnost bioplynových stanic* [online]. 2011 [vid. 2019-12-16]. Dostupné z: <https://www.czba.cz/files/ceska-bioplynova-asociace/uploads/files/EnEfBPS-komplet.pdf>
- [54] MPO ČR. *Příloha č. 3 - Model hodnocení a kritéria pro hodnocení a výběr projektů. Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost 2014-2020* [online]. nedatováno [vid. 2019-12-19]. Dostupné z: https://www.agentura-api.org/wp-content/uploads/2018/08/OZE_3a_Vyvedeni-tepla_MHaK.pdf
- [55] ČR. *Vyhláška 480/2012 Sb. Vyhláška o energetickém auditu a energetickém posudku* [online]. 2016 [vid. 2019-12-22]. Dostupné z: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-480/zneni-20161011>
- [56] ČNB. *ARAD - Systém časových řad - Úrokové sazby korunových úvěrů poskytnutých bankami nefinančním podnikům v ČR - nové obchody (%)* [online]. 2019 [vid. 2019-12-18]. Dostupné z: https://www.cnb.cz/cnb/STAT.ARADY_PKG.PARAMETRY_SESTAVY?p_sestuid=58843&p_strid=AAABAA&p_lang=CS

- [57] CEIC DATA. *Czech Republic Treasury Bill Rate: Government Securities | Economic Indicators* [online]. 2019 [vid. 2019-12-18]. Dostupné z: <https://www.ceicdata.com/en/czech-republic/treasury-bill-and-government-securities-rates-annual/cz-treasury-bill-rate-government-securities>
- [58] ASWATH, Damodaran. *Risk Premiums for Other Markets* [online]. 2019. Dostupné z: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/>
- [59] ASWATH, Damodaran. *Levered and Unlevered Betas by Industry* [online]. 2019. Dostupné z: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/>
- [60] ČR. *Vyhláška č. 37 / 2016* [online]. 2016 [vid. 2020-01-02]. Dostupné z: <https://www.tzb-info.cz/docu/predpisy/download/V37-2016.pdf>
- [61] EVROPSKÁ KOMISE. *Nariadení komise v přenesené pravomoci (EU) 2015/2402* [online]. 2015 [vid. 2020-01-02]. Dostupné z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R2402&from=en>
- [62] ERÚ. *ERÚ - Často kladené dotazy* [online]. [vid. 2019-03-03]. Dostupné z: http://www.eru.cz/search;jsessionid=1E2AA9E94EAB1608F7E56F94A0BE261C?p_p_auth=iryMjh9e&p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=

PŘÍLOHA 1 – Seznam právních předpisů týkajících se POZE

Převzato z webu ERÚ [62].

- 1 **Zákon č. 165/2012 Sb.**, o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů, dále jen zákon č. 165/2012 Sb. (od 1. 1. 2013 nahradil zákon č. **180/2005 Sb.**, o podpoře využívání obnovitelných zdrojů, ve znění pozdějších předpisů).
- 2 **Zákon č. 458/2000 Sb.**, o podmínkách podnikání a výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) ve znění pozdějších předpisů, dále jen energetický zákon.
- 3 **Vyhláška ERÚ č. 296/2015 Sb.**, o technicko-ekonomických parametrech pro stanovení výkupních cen pro výrobu elektřiny a zelených bonusů na teplo a o stanovení doby životnosti výroben elektřiny a výroben tepla z obnovitelných zdrojů energie ve znění pozdějších předpisů (vyhláška o technicko-ekonomických parametrech). (Pro předchozí roky příslušné platné verze vyhlášek ERÚ č. 347/2012 Sb. nebo 475/2005 Sb.).
- 4 **Vyhláška ERÚ č. 408/2015 Sb.**, o Pravidlech trhu s elektřinou ve znění pozdějších předpisů (nahradila vyhlášku č. 541/2005 Sb.).
- 5 **Vyhláška ERÚ č. 9/2016 Sb.** o postupech registrace podpor u operátora trhu a provedení některých dalších ustanovení zákona o podporovaných zdrojích energie (registrační vyhláška) (nahradila vyhlášku č. 346/2012 Sb.).
- 6 **Vyhláška ERÚ 16/2016 Sb.** o podmínkách připojení k elektrizační soustavě (nahradila vyhlášku č. 51/2006 Sb.).
- 7 **Vyhláška MPO č. 145/2016 Sb.** o vykazování elektřiny a tepla z podporovaných zdrojů a k provedení některých dalších ustanovení zákona o podporovaných zdrojích energie (vyhláška o vykazování energie z podporovaných zdrojů), (nahradila vyhlášku č. 478/2012 Sb.)
- 8 **Vyhláška MPO č. 477/2012 Sb.**, o stanovení druhů a parametrů podporovaných obnovitelných zdrojů, způsob využití obnovitelných zdrojů energie pro výrobu elektřiny, tepla nebo biometanu a uchovávání dokumentů o použitém palivu, biologicky rozložitelná část komunálního odpadu, požadavky na kvalitu biometanu a kritéria udržitelnosti pro biokapaliny.
- 9 **Vyhláška MPO č. 37/2016 Sb.**, o elektřině z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla a elektřině z druhotných zdrojů (nahradila vyhlášku č. 453/2012 Sb.).
- 10 **Vyhláška MPO č. 441/2012 Sb.**, o stanovení minimální účinnosti užití energie při výrobě elektřiny nebo tepelné energie.
- 11 **Vyhláška MPO č. 82/2011 Sb.**, o měření elektřiny a o způsobu stanovení náhrady škody při neoprávněném odběru, neoprávněné dodávce, neoprávněném přenosu nebo neoprávněné distribuci elektřiny, ve znění pozdějších předpisů.
- 12 **Cenová rozhodnutí ERÚ**, aktuálně Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 3/2018 ze dne 25. září 2018, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie

PŘÍLOHA 2 – Zařazení druhů biomasy, které jsou předmětem podpory, do jednotlivých skupin podle kategorií (Příloha č. 1 k vyhlášce č. 477/2012 Sb.)

Zařazení druhů biomasy, které jsou předmětem podpory, do jednotlivých skupin podle kategorií

Tabulka č. 1: Procesy uvedené v § 3 odst. 1 písm. a), b) a d) a § 3 odst. 2.

| Popis druh biomasy | Podpora elektřiny | Podpora tepla |
|--|--------------------------|--------------------|
| | Proces | Proces |
| Kategorie 1 (Cíleně pěstovaná biomasa podle § 7) | | |
| a) Cíleně pěstované plodiny, které jsou primárně určeny k energetickému využití, jejichž hmota nadzemní části je využita k energetickým účelům, případně upravené pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy ¹⁾ , | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| b) cíleně pěstované energetické dřeviny, tj. dřeviny vypěstované mimo lesní půdu, jejichž hmota nadzemní části je využita k energetickým účelům, případně upravené pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| c) ušlechtilá paliva vyrobená z biomasy kategorie 1 uvedená pod písmenem a) | O, S,P | O, DS, DP |
| d) ušlechtilá paliva vyrobená z biomasy kategorie 1 uvedená pod písmenem b). | - | O |
| Kategorie 2 | | |
| a) Sláma obilovin a olejnin, sláma kukuřice na zrno, včetně vedlejších a zbytkových produktů z jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| b) znehodnocené zrno potravinářských obilovin a semeno olejnin, včetně vedlejších a zbytkových produktů z jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| c) ostatní rostlinná pletiva, celé rostliny a části rostlin včetně sena, včetně vedlejších a zbytkových produktů z jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| d) rostliny uvedené v příloze č. 4 k této vyhlášce, avšak pouze v případě, pokud se jedná výlučně o využití biomasy vzniklé odstraněním těchto rostlin na jejich stávajících stanovištích, včetně vedlejších a zbytkových produktů z jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| e) travní hmota z údržby trvalých porostů, z údržby veřejné i soukromé zeleně, včetně údržby vodních vodotečí, ochranných pásem apod. a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| f) kaly z čištění odpadních vod, vzniklé v aeračních nádržích při biologickém zpracování odpadních vod nebo při biologickém procesu čištění, a separovaných sedimentací nebo flotací, s vyloučením ostatních kalů a usazenin z vodních těles, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |

6

⁶ §3, odst. 1 Při výrobě podporované elektřiny je biomasa využívána v procesu, písm.:

- a) spalování nebo zplynování
 - b) současného spalování různých druhů paliva, s výjimkou případů, kdy je výroba elektřiny nebo tepla možná jen prostřednictvím zažehnutí nezbytného množství jiného paliva (dále jen „společné spalování“), podle toho zda se palivo spaluje v jednom kotli nebo v samostatných kotlích se rozlišuje
 - 1. společné spalování v zařízeních, kde dochází k mísení různých druhů paliva v jednom topeništi, nebo před vstupem do topeniště, přičemž fyzikálně je možné rozlišit energii vzniklou spálením směsi pouze na základě parametrů jednotlivých složek paliva, jakými jsou například hmotnostní podíl, vlhkost, výhřevnost, obsah popelovin, poměr uhlíku a dusíku (dále jen „spoluspalování“); v případě spalování nevytříděného komunálního odpadu se nejedná o spoluspalování, nebo
 - 2. společné spalování v zařízeních, kde dochází ke spalování různých druhů paliv odděleně v samostatných kotlích, dodávajících vyrobené teplo do společné parní sběrnice, ze které se uskutečňuje odběr tepla pro výrobu elektřiny v jednom nebo více parních turbosoustrojích (dále jen „paralelní spalování“)
 - d) spalování biokapalin
- §3, odst. 2 Při výrobě podporovaného tepla je biomasa využívána v procesu, písm.:
- a) spalování nebo zplynování,

| | | |
|--|--------------------------|--------------------|
| g) kaly z mechanického oddělování obsahující vlákna, včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| h) zbytkový jedlý olej a tuk, směs tuků a olejů z odlučovače tuků obsahující pouze jedlé oleje a jedlé tuky, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| i) zbytkové produkty z destilace líhu, výpalky a obdobné rostlinné zbytky a vedlejší produkty z rostlin, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| j) rostlinné oleje a živočišné tuky s výjimkou živočišných tuků podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ³¹ včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| k) alkoholy vyráběné z biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| 1) kompost nevyhovující jakostí nebo určený k energetickému využití a vypložené substráty z pěstování hub v podobě energetického kompostu včetně vedlejších a zbytkových produktů jeho zpracování a včetně jeho úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, zbytkový digestát z bioplynových stanic, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| m) biologicky rozložitelné zbytky z kuchyní a stravoven, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| n) biologicky rozložitelná část komunálního odpadu včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| o) zbytková hmota z těžby dřeva, tzv. nehroubí, tj. dřevo do průměru 7 cm a zbytkové produkty z jejího zpracování včetně kofenů (pařezů), biomasa vzniklá v lese z probírek a prořezávek, dřevní hmota z údržby veřejné a soukromé zeleně včetně tratí, vodotečí, rozvodů elektřiny apod. a zbytkové produkty jejího zpracování, včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, P, S, DS, DP | O |
| p) ostatní zbytková biomasa v podobě kalů z praní, čištění, extrakce, loupání, odstředování a separace, včetně zbytkové biomasy ze zpracování ovoce, zeleniny, obilovin, jedlých olejů, kaka, kávy a tabáku, z mlékárenského, konzervářského, cukrovarnického, pivovarnického a tabákového průmyslu, z výroby droždí a kvasničného extraktu, z přípravy a kvašení melasy, z pekáren a výroby cukrovinek, výroby alkoholických a nealkoholických nápojů a další obdobná biomasa, která je nevhodná ke spotřebě nebo pro další zpracování, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| q) použité dřevo, použité výrobky vyrobené ze dřeva a dřevěných materiálů, dřevěné obaly včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O,P | O |

- b) společného spalování s druhotným zdrojem, nebo
- c) spalování biokapalin

| | | |
|---|--------------------------|--------------------|
| r) ušlechtilá paliva ²⁾ vyrobená z biomasy kategorie 1 uvedené pod písmeny c), nesplňující podmínky § 7 odst. 2 písm. b) | O, S, P, DS, DP | O, DS, DP |
| s) ušlechtilá paliva ²⁾ vyrobená z biomasy kategorie 2 uvedené pod písmeny a) až e), 1) až n) a p). | O, P, S, DS, DP | O, DS, DP |
| Kategorie 3 | | |
| a) Vlákninové kaly vznikající v sedimentačních nádržích při čištění odpadních vod z produkce papíru a celulózy separované sedimentací nebo flotací, výplně a povrchové vrstvy z mechanického třídění, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| b) deinkingové kaly, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| c) zbytková biomasa z kožedělného a textilního průmyslu, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejího zpracování a včetně její úpravy pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| d) druhotně nevyužitý papír a lepenka, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| e) výmět z rozvláknování odpadního papíru a lepenky, výměnová vlákna, včetně vedlejších a zbytkových produktů jeho zpracování a včetně jeho úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| f) sulfátový, sulfitový výluh, surové tálové mýdlo, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| g) zbytková dřevní hmota vznikající při výrobě celulózy včetně kůry, včetně vedlejších produktů z jejího zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, B, DS, DP | O, DS, DP, B |
| h) odřezky ze dřeva určené pro materiálové využití, včetně vedlejších a zbytkových produktů jejich zpracování a včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | O, S, P, DS, DP | O, DS, DP, B |
| i) štěpka vzniklá při pilařském zpracování odkorněného a neodkorněného dřeva, | O,P | O |
| j) ušlechtilá paliva ²⁾ vyrobená z biomasy kategorie 3 uvedené pod písmeny a) a c) až h). | O,P, DP | O |

Vysvětlivky k tabulce č. 1:

- 1) Úpravou pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy se rozumí např. balíkování, štěpkování, řezání a mletí biomasy.
- 2) Ušlechtilým palivem se rozumí pelety a brikety z cíleně pěstované biomasy, zbytkové biomasy ze zemědělské a lesní produkce a zbytkové biomasy ze zpracovatelského průmyslu.
- 3) Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 1069/2009, o hygienických pravidlech pro vedlejší produkty živočišného původu a získané produkty, které nejsou určeny k lidské spotřebě, a o zrušení nařízení (ES) č. 1774/2002 (nařízení o vedlejších produktech živočišného původu).

Poznámky k tabulce č. 1:

O1, O2 a O3 – kategorie v procesu spalování nebo zplynování čisté biomasy

S1, S2 a S3 – kategorie v procesu spoluspalování biomasy a neobnovitelného zdroje

P1, P2 a P3 – pro kategorie v procesu paralelního spalování biomasy a neobnovitelného zdroje

DS1, DS2 a DS3 – kategorie v procesu spoluspalování biomasy a druhotného zdroje

DP1, DP2 a DP3 – kategorie v procesu paralelního spalování biomasy a druhotného zdroje

B1, B2 a B3 – kategorie v procesu spalování biokapalin

Tabulka č. 2: Proces uvedený v § 3 odst. 1 písm. c) a § 3 odst. 3.

| | Podpora elektřiny | Podpora biometanu |
|---|-------------------|-------------------|
| Popis druhu biomasy | Proces | Proces |
| Kategorie 1 (Cíleně pěstovaná biomasa podle §7) | | |
| a) Cíleně pěstované plodiny a jejich oddělené části s původem v zemědělské výrobě, včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy ¹⁾ . | AF | AF |
| Kategorie 2 | | |
| a) Travní hmota z údržby trvalých porostů, z údržby veřejné i soukromé zeleně, včetně údržby vodních vodotečí, ochranných pásem apod., ostatní rostlinná pletiva, rostliny a části rostlin, včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | AF | AF |
| b) znehodnocené zrno potravinářských obilovin a semeno olejnin, včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | AF | AF |
| c) zemědělské meziprodukty z živočišné výroby vznikající při chovu hospodářských zvířat, včetně tuhých a kapalných exkrementů s původem z živočišné výroby - kejda, hnůj, močůvka, trus, nedožerky, včetně jejich úprav pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy, | AF | AF |
| d) kafilerní tuk pouze kategorie 2 a 3 podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ²⁾ , | AF | AF |
| e) masokostní moučka pouze kategorie 2 a 3 podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ²⁾ , | AF | AF |

7

¹⁾ §3, odst. 1 Při výrobě podporované elektřiny je biomasa využívána v procesu, písm.:

- c) anaerobní fermentace

§3, odst. 3 Při výrobě biometanu je biomasa využívána v procesu anaerobní fermentace.

| | | |
|---|----|----|
| f) vedlejší a zbytkové produkty ze zemědělských výrob, zbytkové biomasy ze zpracování ovoce, zeleniny, obilovin, pícnin, nepoužité oleje z olejnatých rostlin a pokrutiny vzniklé při lisování rostlinného oleje, které prošly pouze mechanickou úpravou nebo úpravou pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy | AF | AF |
| g) vedlejší a zbytkové produkty ze zemědělských a potravinářských výrob, zbytkové biomasy ze zpracování ovoce, zeleniny, obilovin, pícnin, nepoužité oleje z olejnatých rostlin a pokrutiny vzniklé při lisování rostlinného oleje, které prošly technologickou úpravou (jinou než mechanickou) | AF | AF |
| h) alkoholy vyráběné z biomasy, zbytkové produkty z destilace lihu, výpalky z lihovarů vyrábějících kvasný líh pro potravinářské účely a z pěstitelských pálenic, | AF | AF |
| i) rostlinné oleje a živočišné tuky s výjimkou živočišných tuků podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ²⁾ , | AF | AF |
| j) zpracované produkty pocházející z živočišných materiálů kategorie 2 a 3, podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ²⁾ , nezpracovaných živočišných materiálů, kalů z praní a čištění živočišných tkání kategorie 3, podle právního předpisu evropských společenství, mléka, mleziva, hnoje a obsahu trávicího traktu z něj vyjmutého, vše kategorie 3, podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ³⁾ , v případě těchto materiálů kategorie 2 podle přímo použitelného předpisu Evropské unie ²⁾ , tj. pouze pokud jsou předem tepelně zpracovány, | AF | AF |
| k) biologicky rozložitelné zbytky z kuchyní a stravoven, biologicky rozložitelná část vytříděného komunálního odpadu pocházející z odděleného sběru nebo z procesu mechanicko-biologické úpravy, s vyloučením biomasy zpracovávané v procesu čištění odpadních vod, | AF | AF |
| l) kaly z praní, čištění, extrakce, loupání, odstředování a separace, včetně zbytkové biomasy z mlékárenského, konzervářského, cukrovarnického, pivovarnického a tabákového průmyslu, z výroby jedlých olejů, kaka, kávy, droždí a kvasničného extraktu, z přípravy a kvašení melasy, z pekáren a výroby cukrovinek, výroby alkoholických a nealkoholických nápojů, a další obdobná biomasa, | AF | |
| m) ne stabilizované kaly z čištění odpadních vod, vzniklé v aeračních nádržích při biologickém zpracování odpadních vod nebo při biologickém procesu čištění výlučně z čištění vybavených pouze aerobním stupněm čištění, s vyloučením ostatních kalů a usazenin z vodních těles, | AF | |
| n) zbytkový jedlý olej a tuk, směs tuků a olejů z odlučovače tuků obsahující pouze jedlé oleje a jedlé tuky. | AF | - |

Vysvětlivky k tabulce č. 2:

1) Úpravou pro přepravu ke konečnému spotřebiteli biomasy se rozumí např. balíkování, štěpkování, řezání a mletí biomasy.

2) Nařízení Evropského parlamentu a Rady č. 1069/2009, o hygienických pravidlech pro vedlejší produkty živočišného původu a získané produkty, které nejsou určeny k lidské spotřebě, a o zrušení nařízení (ES) č. 1774/2002 (nařízení o vedlejších produktech živočišného původu).

3) Nařízení Rady (EHS) č. 2913/92 ze dne 12. října 1992 m, kterým se vydává celní kodex Společenství.

Poznámky k tabulce č. 2:

AF1, AF2 – kategorie v procesu anaerobní fermentace, ze které vzniká bioplyn nebo biometan.

Za biomasu v kategorii 1 se považuje biomasa v případě, že zahrnuje pouze plodiny a také v případě, že energetické plodiny a jejich části tvoří v daném kalendářním měsíci více než 50 % hmotnostního podílu v sušině vstupní suroviny do bioplynové stanice a zbytek vstupní suroviny tvoří biomasa zařazená do kategorie č. 2.

PŘÍLOHA 3 – EKONOMICKÝ MODEL

Příklad z ekonomického modelu pro variantu financování dotace 50 % a úvěr 50 %.

| ODPISOVÝ PLÁN | | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----------------------------------|----------------------------------|------------|------------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| ZRYCHLENÉ + ROVNOMĚRNÉ 20 LET | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 |
| AGREGOVANÉ | Tech - plná hodnota třída | 8 558 193 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Investiční náklady | 11 975 070 | [CZK] | 0 | 427 910 | 770 237 | 684 655 | 599 074 | 513 492 | 427 910 | 342 328 | 256 746 | 171 164 | 85 582 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>technologická část</i> | 8 438 193 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>stavební část</i> | 3 296 877 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>posudek</i> | 240 000 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Náklady | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>opravy</i> | 6 000 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>celkem</i> | 5 987 535 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>technologická část</i> | 4 279 097 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>stavební část</i> | 1 708 439 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>úrok</i> | 59% | [%] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <i>průběh</i> | 0 | [CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Energetická úspora | 342,97 | [GJ/rok] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Prodané teplo | 3668,80 | [GJ/rok] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cena za GJ | 250 | [CZK/GJ] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Výnosy roční | 917 200 | [CZK/rok] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Doba hodnocení | 20 | [roky] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Roční růst cen energií | 0% | [%] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Diskont | 6% | [%] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tr - prostá doba návratnosti | 13,06 | [roky] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tr - reálná doba návratnosti | | [roky] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NPV | | [tis. CZK] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IRR | | [%] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DPPD | 19% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dotace | | | 0 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 |
| Investice | | | 5 987 535 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Dotace | | | 5 987 535 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Výdaje - splátky úvěru | | | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 758 923 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Příjmy | | | 0 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 |
| <i>Prodej energie</i> +6% | | | 0 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 | 917 200 |
| Náklady celkem | | | 288 698 | 264 640 | 239 352 | 212 770 | 184 827 | 155 455 | 124 581 | 92 127 | 58 012 | 22 152 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Výdaje celkem | | | 288 698 | 735 281 | 1 103 574 | 991 410 | 877 885 | 762 932 | 646 475 | 528 439 | 408 743 | 287 301 | 179 567 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 |
| Náklady celkem | | | 288 698 | 735 281 | 1 103 574 | 991 410 | 877 885 | 762 932 | 646 475 | 528 439 | 408 743 | 287 301 | 179 567 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 | 93 985 |
| Základ daně (HV provozní) | | | -288 698 | 181 919 | -186 374 | -74 210 | 39 315 | 154 268 | 270 725 | 388 761 | 508 457 | 629 899 | 737 633 | 823 215 | 823 215 | 823 215 | 823 215 | 823 215 | 823 215 | 823 215 | 823 215 | 823 215 |
| Daň z příjmů | | | -54 853 | 34 565 | -35 411 | -14 100 | 7 470 | 29 311 | 51 438 | 73 865 | 96 607 | 119 681 | 140 150 | 156 411 | 156 411 | 156 411 | 156 411 | 156 411 | 156 411 | 156 411 | 156 411 | 156 411 |
| HV čistý | | | -233 845 | 147 354 | -150 963 | -60 110 | 31 845 | 124 957 | 219 287 | 314 896 | 411 851 | 510 218 | 597 483 | 666 804 | 666 804 | 666 804 | 666 804 | 666 804 | 666 804 | 666 804 | 666 804 | 666 804 |
| CF přímou | | | -6 691 605 | 6 105 247 | 187 688 | 166 377 | 144 807 | 122 966 | 100 839 | 78 412 | 55 670 | 32 596 | 771 050 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 |
| CF nepřímou | | | 6 691 605 | 6 105 247 | 187 688 | 166 377 | 144 807 | 122 966 | 100 839 | 78 412 | 55 670 | 32 596 | 771 050 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 | 754 789 |
| odůročitel | | | 1,000 | 0,943 | 0,890 | 0,840 | 0,792 | 0,747 | 0,705 | 0,665 | 0,627 | 0,592 | 0,558 | 0,527 | 0,497 | 0,469 | 0,442 | 0,417 | 0,394 | 0,371 | 0,350 | 0,331 |
| DCF | | | -6 691 605 | 5 759 667 | 167 042 | 139 693 | 114 701 | 91 887 | 71 088 | 52 149 | 34 928 | 19 294 | 430 550 | 397 613 | 375 107 | 353 875 | 333 844 | 314 947 | 297 120 | 280 302 | 264 436 | 249 468 |
| DCF (IRR) | | | 6 691 605 | 5 249 638 | 138 768 | 105 772 | 79 158 | 57 798 | 40 758 | 27 250 | 16 635 | 8 375 | 170 350 | 149 388 | 123 293 | 106 014 | 91 157 | 78 382 | 67 397 | 57 952 | 49 831 | 42 847 |
| cDCF | | | -6 691 605 | -931 938 | -764 896 | -625 203 | -510 502 | -418 615 | -347 527 | -295 378 | -260 450 | -241 156 | 189 394 | 587 007 | 962 114 | 1 315 989 | 1 649 833 | 1 964 780 | 2 261 900 | 2 542 201 | 2 806 637 | 3 056 105 |
| NPV | | | 3 291 452 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NPV=0 | | | 0,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IRR | | | 16,30% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |