



ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická

Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Technicko-ekonomická analýza prevádzky Microgrids Technical and Economical Analysis of Microgrids Operation

Bakalárska práca

Študijný program : Elektrotechnika, energetika a management

Študijný odbor : Elektrotechnika a management

Vedúci práce : Ing. František Vybíralík, CSc.

Katarína Čerňanová

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Čerňanová** Jméno: **Katarína** Osobní číslo: **420325**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Studijní obor: **Elektrotechnika a management**

II. ÚDAJE K BAKALÁŘSKÉ PRÁCI

Název bakalářské práce:

Technicko-ekonomická analýza provozu Microgrids

Název bakalářské práce anglicky:

Technical and Economical Analysis of Microgrids Operation

Pokyny pro vypracování:

1. Legislativní rámec pro provoz Microgrids.
2. Základní charakteristiky Microgrids pracujících paralelně v sítích.
3. Vlastnosti zdrojů, spotřeby a akumulace v Microgrids.
4. Případová studie Microgrid.
5. Ekonomická analýza realizace a provozu Microgrids.

Seznam doporučené literatury:

1. HATZARGYRIOU, Nikos a Thomas DEGNER. Microgrid: architectures and control. West Sussex, England: John Wiley & Sons, 2014. ISBN 978-1-118-72065-3.
2. S. CHOWDHURY, S.P. CHOWDHURY AND P. CROSSLEY., S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley. Microgrids and active distribution networks. Stevenage: Institution of Engineering and Technology, 2009. ISBN 9781815833399.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) bakalářské práce:

Ing. František Vybíralík, CSc., katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání bakalářské práce: **30.06.2017** Termín odevzdání bakalářské práce: **09.01.2018**

Platnost zadání bakalářské práce:
do konce letního semestru 2018/2019

Ing. František Vybíralík, CSc.
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Ing. Pavel Ríplka, CSc.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Studentka bere na vědomí, že je povinna vypracovat bakalářskou práci samostatně, bez cizí pomoci, s výjimkou poskytnutých konzultací. Seznam použité literatury, jiných pramenů a jmen konzultantů je třeba uvést v bakalářské práci.

Datum převzetí zadání

Podpis studentky

Prehlásenie

Prehlasujem, že som predloženú bakalársku prácu na tému „Technicko-ekonomická analýza prevádzky Microgrids“ vypracovala samostatne pod vedením vedúceho bakalárskej práce a že som uviedla všetky použité informačné zdroje v súlade s Metodickým pokynom o dodržovaní etických princípov pri príprave vysokoškolských záverečných prác.

V Prahe, dňa 9.1.2018

Katarína Čerňanová

Pod'akovanie

Na tomto mieste by som rada poďakovala všetkým, ktorí mi umožnili dokončenie tejto práce a absolvovanie štúdia. Poďakovanie patrí vedúcemu mojej bakalárskej práce Ing. Františkovi Vybíralíkovi, CSc. za cenné rady a prínosné konzultácie. Zároveň by som rada poďakovala doc. Ing. Jiřímu Vašíčkovi, CSc. za užitočné rady a odporúčenia k tejto práci. Veľká vďaka patrí mojím rodičom a zbytku rodiny za veľkú podporu počas celého štúdia.

Abstrakt

Cieľom tejto práce je vykonať technicko - ekonomickú analýzu prevádzkovania Microgrids sietí. V prvej kapitole je stručný prehľad platnej legislatívy. Ďalšia časť práce sa venuje technickej analýze Microgrids sietí. Jedna kapitola je venovaná popisu a definícii Microgrids sietí. Ďalšia kapitola sa zaoberá popisom zdrojov elektrickej energie a popisuje možnosti akumulácie elektrickej energie. Posledná časť práce sa venuje ekonomickej analýze Microgrid siete. V rámci tejto analýzy je spracovaná prípadová štúdia, ktorá analyzuje využitie vysokoúčinnnej kombinovanej výroby elektrickej energie a tepla v rámci priemyslového podniku. V poslednej časti práce je táto prípadová štúdia ekonomicky zhodnotená pomocou metód hodnotenia investícií, konkrétne pomocou čistej súčasnej hodnoty, vnútorného výnosového percenta a doby návratnosti.

Klíčové slová

Microgrids, kogeneračná jednotka, legislatívne podmienky, prípadová štúdia

Abstract

The aim of this thesis is to accomplish a technical and economic analysis of the operation of Microgrids. The first chapter is a brief overview of the legislation in force. Another part of the thesis deals with the technical analysis of Microgrids. One chapter is devoted to the description and definition of Microgrids. Another chapter deals with the description of electricity sources and describes the possibilities of accumulation of electricity. The main part of the thesis is dedicated to the economic analysis of the Microgrid network. In this analysis is processed case study that analyzes the utilization of high-efficiency cogeneration in a factory. In the last part of the thesis, this case study is economically evaluated using Net Present Value method, Internal Rate of Return method and Payback Period method.

Key words

Microgrids, cogeneration unit, legislation, case study

Obsah

| | |
|--|------------|
| Prehlásenie | v |
| PodĎakovanie | vii |
| Abstrakt | ix |
| Kľúčové slová | ix |
| Abstract | ix |
| Key words | ix |
| Obsah | 11 |
| Zoznam skratiek a symbolov..... | 13 |
| Úvod | 14 |
| 1 Legislatívny rámec pre prevádzku Microgrids sietí..... | 15 |
| 1.1 Národný akčný plán pre inteligentné siete..... | 15 |
| 1.2 Štátna energetická koncepcia | 16 |
| 1.2.1 Účastníci trhu s elektrickou energiou..... | 16 |
| 1.2.2 Bezpečnosť | 17 |
| 1.2.3 Tvorba a realizácia Štátnej energetickej koncepcie | 18 |
| 2 Základné charakteristiky Microgrids sietí pracujúcich paralelne v konvenčných sieťach . | 19 |
| 2.1 Definícia Microgrids sietí | 19 |
| 2.2 Rozdelenie Microgrids sietí..... | 21 |
| 2.3 Mylné definície Microgrids sietí..... | 22 |
| 3 Zdroje, spotreba a akumulácia elektrickej energie..... | 23 |
| 3.1 Vlastnosti rozptýlených zdrojov elektrickej energie..... | 23 |
| 3.1.1 Kombinovaná výroba tepla a elektriny - kogenerácia..... | 23 |
| 3.1.2 Systémy konverzie veternej energie | 23 |
| 3.1.3 Fotovoltické systémy | 23 |
| 3.1.4 Malé vodné elektrárne | 24 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 3.1.5 | Ďalšie obnoviteľné zdroje energie..... | 24 |
| 3.2 | Možnosti akumulácie elektrickej energie | 24 |
| 3.2.1 | Prečerpávajúce vodné elektrárne | 24 |
| 3.2.2 | Batériové systémy | 24 |
| 3.2.3 | Systémy stlačeného vzduchu..... | 25 |
| 3.2.4 | Akumulácia tepelnej energie..... | 25 |
| 3.2.5 | Zotrvačnickové systémy | 25 |
| 3.2.6 | Ďalšie možnosti akumulácie elektrickej energie | 25 |
| 4 | Prípadová štúdia Microgrid siete..... | 26 |
| 4.1 | Popis kogeneračnej jednotky..... | 27 |
| 4.2 | Zadanie štúdie..... | 29 |
| 4.3 | Metodológia prípadovej štúdie | 30 |
| 5 | Ekonomická analýza realizácie a prevádzky Microgrids..... | 34 |
| 5.1 | Metodológia ekonomickej analýzy | 34 |
| 5.1.1 | Čistá súčasná hodnota | 34 |
| 5.1.2 | Vnútorne výnosové percento | 34 |
| 5.1.3 | Doba návratnosti | 35 |
| 5.2 | Ekonomická analýza..... | 35 |
| 5.2.1 | Variant s podporou vysokoúčinnnej kombinovanej výroby elektriny a tepla..... | 35 |
| 5.2.2 | Variant s polovičnou podporou | 38 |
| 5.2.3 | Variant bez podpory | 40 |
| 5.2.4 | Porovnanie pre ďalšie roky..... | 41 |
| | Záver..... | 42 |
| | Referencie..... | 43 |

Zoznam skratiek a symbolov

| | |
|--------------------|--|
| SAIFI | System Average Interruption Frequency Index |
| SAIDI | System Average Interruption Duration Index |
| CIGRE | Conseil International des Grands Réseaux Électriques |
| PCC | Point of Common Coupling |
| DC/AC | Direct current/Alternating current |
| NPV | Net Present Value |
| IRR | Internal Rate of Return |
| CF | Hotovostný tok |
| CF _t | Hotovostný tok v čase t |
| r | Diskontná sadzba |
| DCF | Diskontovaný hotovostný tok |
| Nm ³ /h | Normatívny meter kubický za hodinu |

Úvod

V dynamicky meniacom sa odvetví elektroenergetiky v súčasnej dobe dochádza k zásadným zmenám v štruktúre výrobných zdrojov elektrickej energie. Centralizované výrobné zdroje elektrickej energie sú stále častejšie nahradzované decentralizovanými zdrojmi elektrickej energie, predovšetkým obnoviteľnými zdrojmi elektrickej energie. Obnoviteľné zdroje sa od konvenčných zdrojov odlišujú predovšetkým horšou možnosťou regulácie výkonu a v mnohých prípadoch môžu nastať veľké neočakávané zmeny vyrábaného výkonu. Tieto zmeny spôsobujú problémy súčasným prenosovým i distribučným sústavám, ktoré boli navrhnuté a konštruované pre koncept centralizovanej výroby elektrickej energie. Vznikajúce problémy sú stupňované tromi základnými faktormi. Prvým faktorom je integrácia obnoviteľných zdrojov elektrickej energie (najmä fotovoltaických elektrární) so značným inštalovaným výkonom do elektrizačnej sústavy. Fotovoltaické elektrárne sú obvykle pripojované do distribučnej sústavy, čo má v extrémnych prípadoch za následok zmenu toku výkonu z prenosovej do distribučnej sústavy. Následkom tejto zmeny sú problémy s reguláciou napätia v uzloch prenosovej a distribučnej sústavy. Druhým faktorom je otázka budúcnosti energetiky z pohľadu výrobných zdrojov. Je zrejmé, že v dohľadnej dobe bude nutné hľadať koncepciu pre udržateľnú štruktúru výrobných zdrojov. Majoritné množstvo elektrickej energie je v súčasnosti vyprodukované v uhoľných a jadrových elektrárnach. Zásadnou otázkou budúcnosti je, aký mix výrobných zdrojov bude v elektrizačnej sústave po vyčerpaní dostupných zásob hnedého a čierneho uhlia. Zásadný vplyv na novú štruktúru výrobných zdrojov bude mať do značnej miery tržná cena elektrickej energie v kombinácii s regulačnou politikou. Tretím faktorom je náznak trendu prechodu od centralizovaného modelu elektrizačnej sústavy k decentralizovanému modelu. Filozofiu tejto zmeny možno popísať heslom „vyrábať elektrickú energiu čo najbližšie k miestu spotreby“. Toto heslo sa uplatnilo aj historicky pri tvorbe koncepcie decentralizovaného modelu, kde sa to prejavilo koncentrovaním väčších priemyslových celkov v blízkosti výrobných zdrojov. V súčasných trendoch sa k tejto filozofii pristupuje s väčším dôrazom a začínajú sa objavovať takzvané Microgrids. Jedná sa o distribučné siete prevažne nízkeho a v niektorých prípadoch vysokého napätia, kde sú pripojované malé zdroje elektrickej energie a sú využívané moderné Smartgrids technológie. Cieľom Smartgrids technológií je v podstate skvalitnenie služieb distribučných sústav zákazníkom, s tým že tieto technológie vyžadujú nemalé investície. U technológií Microgrids je očakávané, že budú ekonomický benefit prinášať v nezanedbateľnej miere aj zákazníkom distribučnej sústavy. Práca je rozčlenená do piatich častí, pričom úvodné časti sa zameriavajú na legislatívny rámec a popis fungovania samotných Microgrids technológií vrátane technologických aspektov. V ďalšej časti práce je vytvorená prípadová štúdia využitia kombinovaného zdroja elektrickej energie a tepla v rámci Microgrids konceptu. V práci uvažujem s nasadením vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky na báze plynovej spaľovacej turbíny a spalínového kotla. Cieľom mojej práce je posúdiť využitie vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky z ekonomického hľadiska. V poslednej časti práce je spracovaná ekonomická analýza využitia vysokoúčinnnej kogenerácie s porovnaním poskytovanej podpory a s posúdením ekonomickej efektívnosti investície do takéhoto projektu. Efektívnosť investície posúdim metódou čistej súčasnej hodnoty, metódou vnútorného výnosového percenta a návratnosti.

1 Legislatívny rámec pre prevádzku Microgrids sietí

Klimatická a energetická politika Európskej únie sa riadi cieľmi a záväzkami, ktoré boli odsúhlasené Európskou radou na samite v roku 2009. Snahou Európskej únie je do roku 2050 prejsť na energeticky úspornú a nízkouhlíkovú ekonomiku. Do roku 2010 mal každý členský štát Európskej únie povinnosť predložiť Národný akčný plán pre obnoviteľné zdroje energie, v ktorom sa stanovil postup ako sa budú dané ciele naplňovať.

1.1 Národný akčný plán pre inteligentné siete

V energetickej politike Európskej únie existujú 3 základné strategické iniciatívy:

- Stratégia do roku 2020 (20-20-20) – je podporená radou platných legislatívnych dokumentov a záväzkov členských štátov, prebieha jej plnenie. Cieľom tejto stratégie je zníženie emisií skleníkových plynov CO₂ o 20 % v porovnaní s hodnotami z roku 1990, minimálne 20 % podiel obnoviteľných zdrojov energie na spotrebe energie v Európskej únii a zvýšenie energetickej účinnosti o 20 %.
- Návrh stratégie do roku 2050 (Roadmap 2050) – hlavnou prioritou energetickej politiky Európskej únie v období do roku 2050 by malo byť znižovanie emisií skleníkových plynov CO₂ o 80 % v porovnaní s rokom 1990. Tento dokument skúma ako by bolo možné dosiahnuť dané ciele.
- Rámec politiky v oblasti klímy a energetiky do roku 2030 – bol schválený Európskou radou na jej jednaní 23. 10. a 24. 10. 2014

Stanovuje 3 energo – klimatické ciele :

- zníženie emisií skleníkových plynov minimálne o 40 % v porovnaní s rokom 1990. Ide o záväzný cieľ Európskej únie.
- podiel obnoviteľných zdrojov energie na spotrebe energie v Európskej únii minimálne 27 %, čo znamená 47 % podiel obnoviteľných zdrojov energie na výrobe elektriny. Taktiež ide o záväzný cieľ Európskej únie.
- zlepšenie energetickej účinnosti o 27 % pričom ide o orientačný cieľ Európskej únie.

V priebehu tvorby Národného akčného plánu [4] boli spracované vecné zámery niektorých legislatívnych úprav:

- Legislatívne úpravy súvisiace so zjednodušeným pripájaním malých zdrojov
- Legislatívne úpravy súvisiace s prevádzkovaním výroby elektriny len pre vlastnú spotrebu
- Úpravy definícií distribučnej sústavy a odberného miesta
- Úpravy do energetického zákona v súvislosti s prípravou nového tarifného systému
- Úpravy do energetického zákona v súvislosti s umožnením inštalácie nadštandardného meradla na žiadosť zákazníka

V prípade potreby úprav právnych predpisov Českej republiky je potrebné rešpektovať :

- Dobu potrebnú na prípravu legislatívy, čo činí približne 1 až 2 roky

- Časový plán zavádzania jednotlivých opatrení, väzbu na štátnu energetickú koncepciu a ďalšie dokumenty

1.2 Štátna energetická koncepcia

Hlavným cieľom Štátnej energetickej koncepcie [3] je zaistiť spoľahlivú a bezpečnú dodávku energie pre potreby obyvateľstva Českej republiky ako aj pre potreby ekonomiky Českej republiky. Snahou je aby táto dodávka energie bola šetrná k životnému prostrediu a aby bola za prijateľnej a konkurencieschopné ceny. Cieľom je tiež zaistiť neprerušené dodávky energie počas krízových situácií k zabezpečeniu prežitia obyvateľstva a fungovania dôležitých zložiek štátu.

Energetická koncepcia štandardne rozlišuje tri základné strategické ciele, tiež nazývané ako energetická trilema. Tieto základné strategické ciele vychádzajú z energetickej stratégie Európskej únie. Medzi základné strategické ciele energetickej koncepcie teda patrí bezpečnosť, konkurencieschopnosť a udržateľnosť energetického systému, ktoré sú cieľom súčasne používaného modelu liberalizovaného prostredia energetiky.

1.2.1 Účastníci trhu s elektrickou energiou

Konkurencieschopnosť a udržateľnosť sú v energetickom sektore zaistované prostredníctvom trhu s elektrickou energiou ktorý je definovaný zákonom o energetike na Slovensku[5] a v Českej republike[6]. Na trhu s elektrickou energiou pôsobia nasledujúci účastníci:

- **Výrobcovia** – majú povinnosť disponovať platnou licenciou pre svoju činnosť. Výrobcovia majú v prípade splnenia špecifikovaných podmienok právo na pripojenie do elektrizačnej sústavy a jej využívanie za účelom prepravy vyrobenej elektrickej energie ku ďalším subjektom. Výrobcovia po splnení ďalších podmienok môžu poskytovať aj podporné služby.
- **Odberateľ** – spotrebováva elektrickú energiu podľa podmienok zahrnutých v zmluve s obchodníkom. Odberateľ má zákonné právo na dodávku elektrickej energie splňujúcej požiadavky na kvalitu elektrickej energie.
- **Burza** – organizuje trh z elektrickou energiou. V súčasnosti v regióne Strednej Európy pôsobí burza POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE, a.s.[11] v ktorej sú zapojené štáty: Slovenská republika, Česká republika, Maďarsko, Poľsko a Rumunsko. Táto regionálna burza prispieva k vyrovnaným trhovým cenám silovej elektrickej energie v stredoeurópskom regióne.
- **Prevádzkovateľ distribučnej sústavy** – na základe licencie udelenej regulačným úradom zaisťuje distribúciu elektrickej energie ku konečným spotrebiteľom v požadovanej kvalite podľa zákona.
- **Prevádzkovateľ prenosovej sústavy** – na základe licencie spravuje prevádzku prenosovej sústavy na napäťových hladinách 400, 220 a 110 kV. Medzi povinnosti prevádzkovateľa prenosovej sústavy patrí aj dispečerské riadenie elektroenergetickej sústavy na danom území.
- **Operátor trhu s elektrinou** – na základe licencie je jeho úlohou zaisťovať fungovanie trhu s elektrickou energiou. Medzi hlavné úlohy patrí registrácia účastníkov, spracovávanie obchodných transakcií a diagramov, vyhodnocovanie a zúčtovanie odchýlok (dáta poskytované účastníkom trhu).

- **Regulačný úrad** – vydáva licencie všetkým licencovaným účastníkom trhu s elektrickou energiou a stanovuje tarify pre regulovanú zložku ceny elektrickej energie u ktorej nie je zaistená hospodárska súťaž (služby prenosovej sústavy a distribučných sústav).

Vďaka zavedenému trhu s elektrickou energiou sú konečné ceny energie udržiavané na úrovni, ktorá je porovnateľná s ostatnými krajinami v danom regióne, pričom sa myslí i na energetické podniky, ktoré sú dlhodobo schopné vytvárať ekonomickú pridanú hodnotu a vlastnú udržateľnosť.

1.2.2 Bezpečnosť

Bezpečnosť dodávok je kľúčovým faktorom pre zaistenie dodávok elektrickej energie pre spotrebiteľov počas bežnej prevádzky ako aj pri neočakávaných zmenách prevádzkových parametrov energetického systému. Neočakávané zmeny prevádzkových parametrov sú obvykle vyvolané náhlymi zmenami vonkajších podmienok (napríklad výpadky dodávok primárnych zdrojov, poruchy na zariadeniach, vplyvy počasia a ďalšie prírodné a iné faktory). Pre zaistenie schopnosti rýchleho obnovenia dodávok sa využívajú technológie pre monitoring, chránenie, manipuláciu s prvkami sústavy a automatizáciu, čo v podstate znamená rozširovanie Smart technológií. Rozširovanie týchto technológií podporuje aj Úrad pre reguláciu sieťových odvetví prostredníctvom benefitov alebo penalizácií založených na základných ukazovateľoch spoľahlivosti dodávok elektrickej energie SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) a SAIDI (System Average Interruption Duration Index).

Ukazovateľ SAIFI predstavuje priemerný počet výpadkov dodávky elektrickej energie trvajúcich viac ako 3 minúty na jedného zákazníka za vyhodnocovacie obdobie jedného roku. Ukazovateľ SAIFI je definovaný podľa vzťahu (1.1):

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_T} \quad (1.1)$$

kde λ_i predstavuje počet prerušení dodávok elektrickej energie,
 N_i predstavuje počet odberateľov postihnutých i -tým prerušením dodávky elektrickej energie,
 N_T je celkový počet odberateľov.

Ukazovateľ SAIDI predstavuje priemernú dobu trvania výpadkov dodávky elektrickej energie trvajúcich viac ako 3 minúty na jedného zákazníka za vyhodnocovacie obdobie jedného roku. Ukazovateľ SAIDI je definovaný podľa vzťahu (1.2):

$$SAIDI = \frac{\sum t_i N_i}{N_T} \quad (1.2)$$

kde t_i predstavuje dobu trvania i -teho prerušenia dodávky elektrickej energie,
 N_i predstavuje počet odberateľov postihnutých i -tým prerušením dodávky elektrickej energie,
 N_T je celkový počet odberateľov.

1.2.3 Tvorba a realizácia Štátnej energetickej koncepcie

Proces tvorby a realizácie energetickej koncepcie je možné rozdeliť do štyroch fáz [3] nasledovne:

1. fáza :

- Bola vykonaná analýza aktuálneho energetického systému, metodologicky sa jedná o analýzu silných a slabých stránok českej energetiky
- Vykonaný bol aj rozbor vonkajších a vnútorných podmienok ovplyvňujúcich českú energetiku. Medzi vonkajšie podmienky ovplyvňujúce českú energetiku patria napríklad všeobecná súťaž o primárne zdroje energie, vytvorenie jednotného trhu s energiami v Európskej únii, vedecko technologický vývoj alebo potreba znižovania emisií. K vnútorným podmienkam ovplyvňujúcim českú energetiku patria napríklad zaistenie spoľahlivosti dodávok energie, znižujúce sa zásoby uhlia alebo obnova zastaralej a tvorba novej sieťovej infraštruktúry.

2. fáza :

- Bolo definované štátne zadanie pre oblasť energetiky, teda vrcholové strategické ciele pre celú energetickú oblasť. Z týchto cieľov bolo odvodených päť kľúčových dlhodobých priorít:
 - vyvážený energetický mix
 - energetické úspory a účinnosť energetických procesov
 - infraštruktúra a medzinárodná spolupráca
 - výskum, vývoj a inovácia
 - energetická bezpečnosť

3. fáza :

- Bolo vykonané energetické modelovanie – skúmalo možnosti budúceho vývoja českej energetiky s dôrazom na energetické úspory, ekonomickú efektívnosť a maximálnu ekologickú prijateľnosť
- Táto fáza viedla k vymedzeniu zamýšľaných koridorov pre mix primárnych zdrojov energie a hrubej výroby elektrickej energie

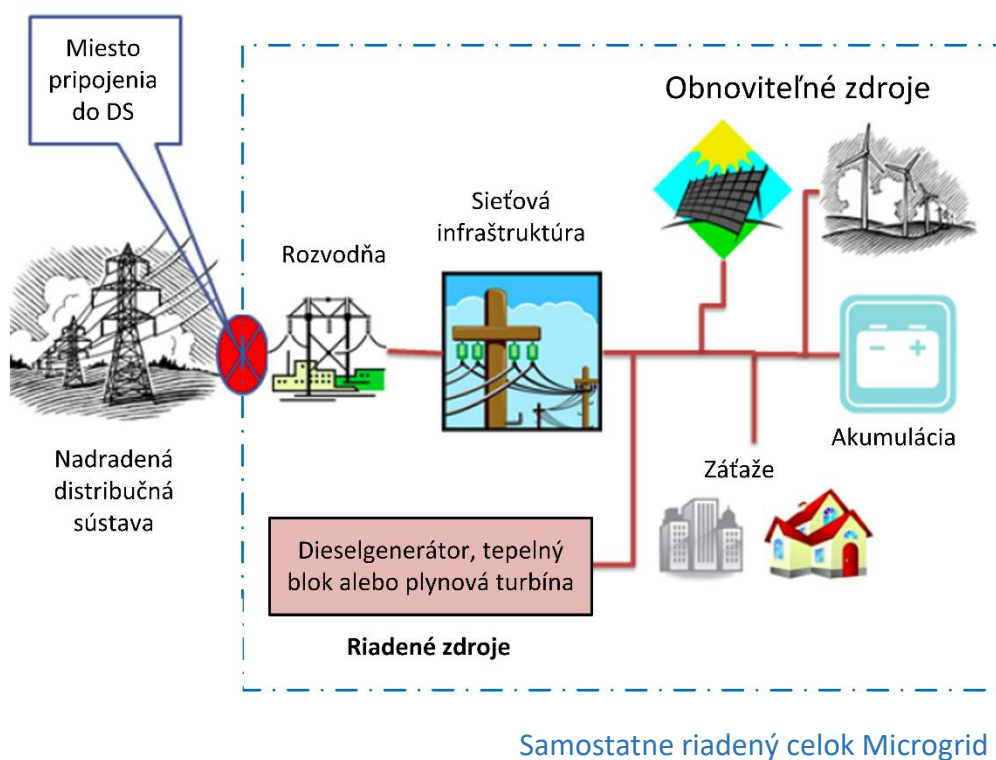
4. fáza:

- V tejto fáze bol definovaný postup a boli vymedzené nástroje pre realizáciu Štátnej energetickej koncepcie

2 Základné charakteristiky Microgrids sietí pracujúcich paralelne v konvenčných sieťach

2.1 Definícia Microgrids sietí

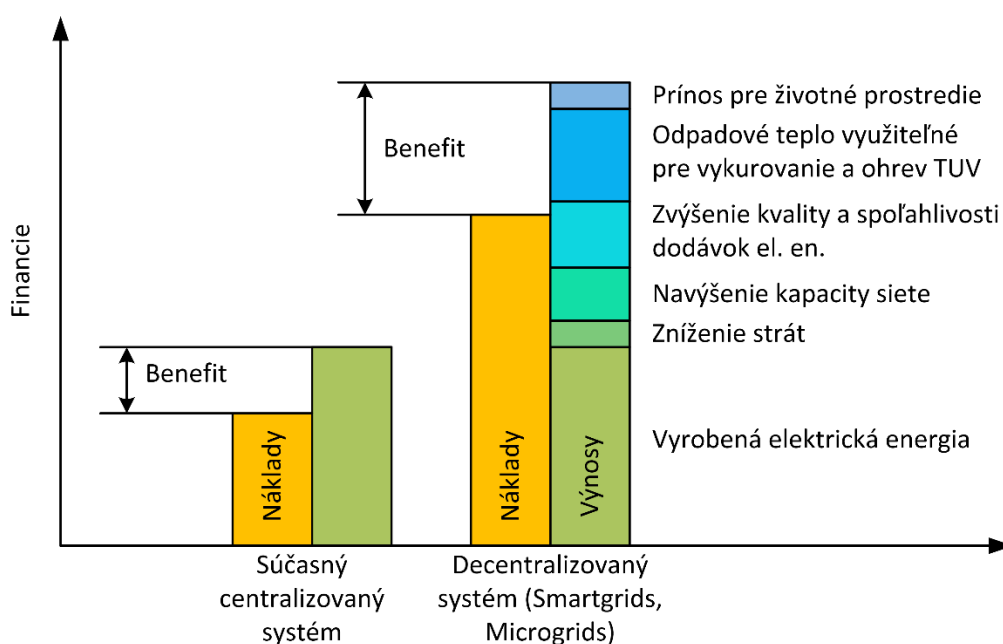
Pod pojmom Microgrids rozumieme lokálne zoskupenie zdrojov elektrickej energie a záťaží, ktoré sú za normálnych prevádzkových podmienok synchronne pripojené do konvenčnej centralizovanej siete, ale je možné ich odpojiť a prevádzkovať v samostatnom ostrovnom režime ako samostatné fyzické alebo ekonomické jednotky [1]. Formálna definícia CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) uvádza: Microgrids sú elektrické systémy obsahujúce záťaže a rozptýlené zdroje elektrickej energie, ktoré je možné používať v kontrolovanom a koordinovanom režime prevádzky a to buď pri pripojení k nadradenej distribučnej sieti, alebo pri režime ostrovej prevádzky časti siete [1]. Základná koncepcia topológie Microgrids sietí je ilustrovaná na obrázku 2.1.



Obr. 2.1: Ilustrácia konceptu topológie siete Microgrids [1]

Microgrid sieť zahŕňa distribučný systém s distribuovanými zdrojmi energie ako sú mikroturbíny, palivové články, fotovoltika a podobne, spolu s úložnými zariadeniami (napríklad zotrvačníky, batérie, energetické kapacitory) a flexibilným zaťažením. Tento systém môže byť prevádzkovaný v dvoch režimoch, a to v neautonómnom a v autonómnom. Neautonómny režim sa vyznačuje tým, že táto microgrid je prepojená s distribučnou sieťou. Naopak v prípade autonómneho režimu nie je microgrid pripojená k distribučnej sieti, jedná sa teda o ostrovnú prevádzku. Prevádzka mikrozdrojov v sieti môže pre celkový výkon systému poskytovať rôzne výhody, ak je efektívne riadená a koordinovaná. Microgrid je integračná

platforma pre zásobovaciu stranu, skladovacie jednotky a zdroje dopytov umiestnené v lokálnej rozvodnej sieti. Prevádzka Microgrids sietí ponúka výrazné výhody zákazníkom i ďalším subjektom. Konkrétne sa jedná o zlepšenie energetickej účinnosti lepším využitím primárneho paliva, zníženie negatívnych dopadov energetiky na životné prostredie (nižšie emisie), zlepšenie spoľahlivosti dodávok a kvality elektrickej energie nasadzovaním malých lokálnych zdrojov, navýšenie kapacity siete, zlepšenie výkonových pomerov v sieti a zníženie činných strát pripojením lokálneho zdroja, prevenciu pred lokálnym preťažením siete, rozšírenie možností regulácie napätia, zníženie nákladov na upgrade siete v kritických miestach. Microgrids boli navrhnuté ako nová koncepcia distribučných sústav v rámci konceptu Smartgrids, ktorý je schopný využívať všetky výhody vyplývajúce z integrácie veľkého počtu drobných zdrojov rozptýlenej výroby elektrickej energie do sietí nízkeho napätia. Z hľadiska technickej funkčnosti Microgrids je nutné nasadenie Smartgrid technológií (automatizácia distribučnej sústavy, Smartmetering – inteligentné elektromery, meranie v distribučných trafostaniciach a iných bodoch distribučnej sústavy). Zjednodušený pohľad na ekonomické aspekty Microgrids sietí s využitím Smartgrid technológií je ilustrovaný na obrázku 2.2.



Obr. 2.2: Ekonomický pohľad na rozdiely modelu centralizovanej a decentralizovanej výroby elektrickej energie [7]

Na obrázku 2.2 je zobrazené porovnanie súčasného centralizovaného systému a decentralizovaného systému z hľadiska finančného benefitu. V prípade decentralizovaného systému k vyššiemu benefitu prispievajú tieto faktory :

- Prínos pre životné prostredie - nižšie zaťaženie životného prostredia vďaka využívaniu obnoviteľných zdrojov elektrickej energie a kombinovanej výroby elektrickej energie a tepla.
- Odpadové teplo využiteľné pre vykurovanie a ohrev teplej úžitkovej vody – umožňuje využitie odpadového tepla v miestach kde nie je dostupné teplo z veľkých teplární s kombinovanou výrobou elektrickej energie e tepla.

- Zvýšenie kvality a spoľahlivosti dodávok elektrickej energie – smart technológie umožňujú rýchlu lokalizáciu a izoláciu oblasti postihnutej poruchou a navyiac umožňujú rozšírené možnosti zálohovania pomocou ostrovných režimov rozptýlených zdrojov elektrickej energie.
- Navýšenie kapacity siete – s využitím rozptýlených zdrojov elektrickej energie dochádza aj k lokálnej spotrebe v blízkosti výroby, teda sieť na vyšších napäťových hladinách je menej zaťažovaná. To umožňuje pripojenie nových odberateľov bez nutnosti rozširovania siete.
- Zníženie strát – rovnako ako v prípade navýšenia kapacity siete aj tu sa prejaví efekt nižšieho zaťažovania sietí vyšších napäťových hladín.

Na obrázku 2.2 je zobrazený teoretický odhadovaný potenciál nasadenia Microgrids [7]. V praxi bude miera benefitov silne závislá na regulačnej politike a legislatíve. Tieto benefity sa môžu u každého účastníka prejavovať odlišným spôsobom. V obrázku 2.2 sa jedná o benefit celého energetického systému.

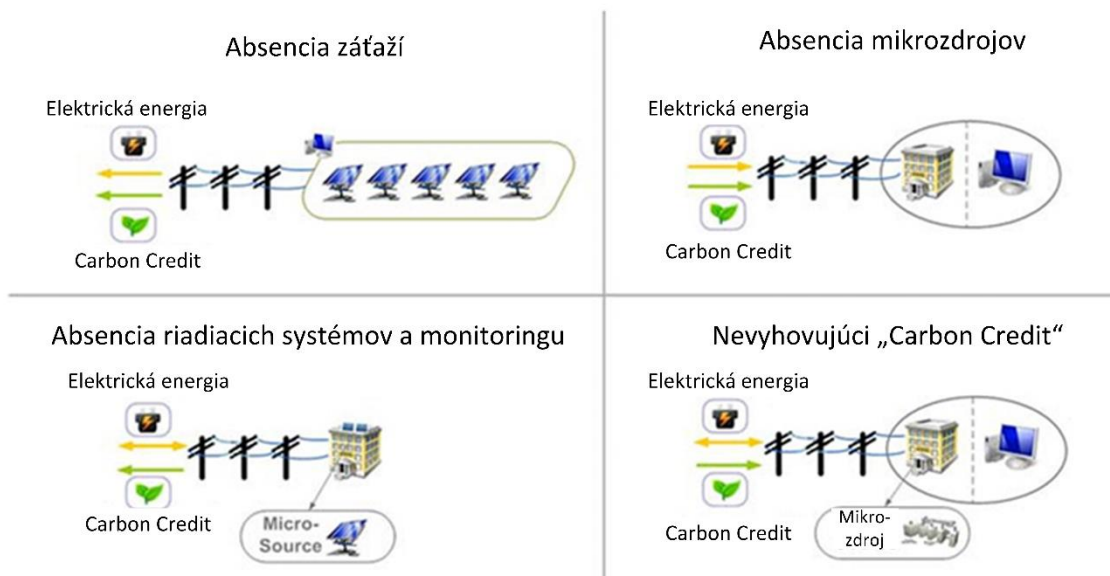
2.2 Rozdelenie Microgrids sietí

V súčasnosti existujú dva základne typy microgrids sietí a dva doplňujúce typy využívajúce podobné technológie [1][2]:

1. **Microgrid zákazníka** – zákazník si sám riadi sieť za bodom pripojenia – odberným miestom (PCC - Point of Common Coupling). Množstvo aplikácií tohto typu už existuje, pretože uvedený režim prevádzky siete je možný i z legislatívneho hľadiska, hlavne z hľadiska regulačnej politiky. Na strane siete zákazníka je značná voľnosť pre využitie rôznych moderných a inovatívnych technológií. Vo väčšine prípadov sa jedná o priemyselné objekty. V rámci modernizácie výrobných technológií a zvyšovania kvality výrobných procesov je u tohto typu Microgrids sietí veľký potenciál pre využitie viacerých Smartgrids technológií.
2. **Komunitná microgrid sieť** – tento typ siete možno definovať ako časť distribučnej siete, ktorá spadá do regulovaného odvetvia. Technologické vybavenie sa od predošlého typu Microgrids sietí takmer neodlišuje. Základnými odlišnosťami je regulačná politika a ekonomické aspekty a to z dôvodov integrácie nového systému do existujúcej infraštruktúry. U tohto typu Microgrids naberá na dôležitosti najmä regulačná politika.
3. **Virtuálna Microgrid sieť** – princíp je podobný ako u predchádzajúceho typu, s rozdielom, že jednotlivé technologické celky sú lokalizované v rôznych miestach nadradeného systému (distribučnej sústavy). Tieto technologické časti sú riadené ako celok. Pre splnenie požiadaviek na prevádzku tohto typu siete je potrebné, aby jednotlivé technologické celky boli schopné pracovať v ostrovnom režime, prípadne každý technologický celok ako samostatný ostrov.
4. **Malé ostrovné siete** – príbuznosť spočíva vo využívaní technológií Smartgrids a Microgrids.

2.3 Mylné definície Microgrids sietí

Základnými charakteristikami Microgrids sú miestne zaťaženie, miestne mikrozdroje a inteligentné riadenie. Na obrázku 2.3 sú zobrazené príklady kedy sa nejedná o Microgrid, teda v prípade absencie záťaže, absencie mikrozdrojov, absencie kontroly a riadenia, prípadne nedostatočný uhlíkový kredit (carbon credit). Carbon credit – v niektorých krajinách je ochrana životného prostredia podporovaná prostredníctvom týchto kreditov podľa využitia obnoviteľných zdrojov energie a kogeneračných technológií.



Obr. 2.3: Prípady v ktorých sa jedná o chybnú definíciu Microgrids sietí [1]

3 Zdroje, spotreba a akumulácia elektrickej energie

3.1 Vlastnosti rozptýlených zdrojov elektrickej energie

Typickými reprezentantmi rozptýlených zdrojov elektrickej energie sú [2]:

- Kombinovaná výroba tepla a elektriny – kogenerácia
- Systémy konverzie veternej energie
- Fotovoltické systémy
- Malé vodné elektrárne
- Ďalšie obnoviteľné zdroje energie

3.1.1 Kombinovaná výroba tepla a elektriny - kogenerácia

Hlavnou výhodou tejto technológie je energeticky efektívna výroba elektrickej energie s využitím odpadného tepla. Od minulosti sú využívané veľké zdroje na kombinovanú výrobu elektrickej energie a tepla, predovšetkým v blízkosti miest s dostatočne vysokou požiadavkou na tepelnú energiu (napríklad mestské teplárne). V posledných rokoch a v súčasnosti dochádza k značnému rozvoju čoraz menších výrobní s kombinovanou výrobou elektrickej energie a tepla, čo umožňuje efektívne nasadenie týchto zariadení aj v oblastiach s menšou požiadavkou na teplo. Na rozdiel od elektrární osadených kondenzačnou parnou turbínou využívajúcich fosílnu palivá, kogenerácia zachytáva a využíva vedľajšiu produkciu tepla na lokálne vykurovanie domácnosti alebo priemyselných oblastí. Tento systém umožňuje lepšie využitie energie a dosahuje celkovú účinnosť viac ako 80 % v porovnaní s tepelnými elektrárnami bez využitia odpadného tepla, ktoré dosahujú účinnosť okolo 35 %. Najvyššia účinnosť sa dosahuje pri lokálnom využití tepla, kde sú minimalizované tepelné straty na základe znižovania vzdialeností pre dopravu tepla. Z uvedených dôvodov vyplýva, že využitie menších výrobní s kombinovanou výrobou elektrickej energie a tepla sa javí perspektívne.

3.1.2 Systémy konverzie veternej energie

Hlavnou úlohou týchto systémov je previesť veternú energiu na elektrickú energiu. Hlavným komponentom tohto systému je veterná turbína, ktorá je spojená s generátorom. Veterná turbína sa skladá z betónového základu, stožiaru, gondoly a rotoru.

3.1.3 Fotovoltické systémy

Tieto systémy umožňujú výrobu elektrickej energie z voľného a nevyčerpatelného zdroja energie – slnečnej energie. Toto riešenie poskytuje mnoho výhod, ako napríklad udržateľný charakter slnečnej energie ako paliva, minimálny dopad na životné prostredie, dlhá životnosť s minimálnymi požiadavkami na údržbu, tichá prevádzka.

3.1.4 Malé vodné elektrárne

Malé vodné elektrárne sú efektívne využívané na výrobu elektrickej energie priamo v mieste umiestnenia microgrid. Rozsah využitia takéhoto zdroja závisí na mieste kde sa nachádza, teda na jeho topografii a na ročnom úhrne zrážok.

3.1.5 Ďalšie obnoviteľné zdroje energie

Do tejto kategórie sa radia ďalšie možnosti výroby elektrickej energie z obnoviteľných zdrojov ako sú napríklad geotermálne elektrárne, elektrárne na bioplyn a biomasu alebo elektrárne využívajúce skládkový plyn.

3.2 Možnosti akumulácie elektrickej energie

Akumulácia elektrickej energie patrí medzi technológie, ktoré môžu do významnej miery prispieť k rozvoju svetovej energetiky. V súčasnosti sú využívané nasledovné základné technológie [2]:

- Prečerpávajúce vodné elektrárne
- Batériové systémy
- Stlačený vzduch
- Akumulácia tepelnej energie
- Zotrvačnickové systémy
- Supravodivá magnetická energia
- Vodík

3.2.1 Prečerpávajúce vodné elektrárne

Prečerpávajúce vodné elektrárne pozostávajú z dvoch vodných nádrží medzi ktorými je určitý výškový rozdiel. Energia je akumulovaná vo forme potenciálnej energie vody v hornej nádrži. Akumulácia prečerpávaním vody zo spodnej nádrže, do hornej nádrže. Naopak využitie energie je obdobné ako u klasických vodných elektrární. Táto technológia akumulácie môže dosahovať účinnosť až do 80 %. Technológia prečerpávajúcich vodných elektrární je v súčasnosti bežne využívaná na vyrovnávanie denného diagramu zaťaženia .

3.2.2 Batériové systémy

Batériové systémy sú založené na elektrochemických procesoch v akumulátoroch. Pre batériový systém je špecifické, že akumulátorové systémy sú jednosmerným zdrojom elektrickej energie. Pre súčasný batériový akumulčný systém je teda potrebný ešte menič DC/AC vrátane regulátoru nabíjania a vybíjania. Batériové systémy akumulácie elektrickej energie zastávali pôvodne len funkciu záložných zdrojov

elektrickej energie vo veľkom množstve rôznych druhov technologických komplexov. V súčasnosti sú batériové systémy kľúčovou technológiou v oblasti elektromobility.

3.2.3 Systémy stlačeného vzduchu

Jedná sa o podobný princíp ako v prípade prečerpávajúcich vodných elektrární. V tomto prípade je stlačený vzduch akumulovaný v starých baniach, odkiaľ je v požadovanom čase vypúšťaný von za účelom výroby elektrickej energie.

3.2.4 Akumulácia tepelnej energie

Tepelné úložiská získali na dôležitosť v aplikáciách využívajúcich slnečné žiarenie. Pomocou solárneho systému, prípadne solárneho koncentrátorového systému je tepelná energia slnečného žiarenia uskladňovaná do roztavených tekutých solí. Tento systém následne umožňuje celodenne vyrábať paru pre prevádzku parnej turbíny, čo umožňuje nepretržité využívanie slnečnej energie. Energia je v tomto prípade akumulovaná počas slnečného svitu, pričom je spotrebovaná rovnomerne počas celého dňa. Takéto projekty dosahujú účinnosti až 99 %.

3.2.5 Zotrvačnickové systémy

Jedná sa o systém, ktorý dokáže elektrickú energiu akumulovať v zotrvačných rotačných hmotách. Najväčší zotrvačnik dokázal uskladniť 133 kWh [8]. Táto technológia sa nejaví tak perspektívne, pretože sa jedná o možnosti uskladnenie malého množstva energie počas krátkej doby.

3.2.6 Ďalšie možnosti akumulácie elektrickej energie

Medzi ďalšie technológie patria technológie na báze vodíkových článkov a supravodivej magnetickej energie.

4 Prípadová štúdia Microgrid siete

Cieľom prípadovej štúdie je analyzovanie využitia kogeneračnej jednotky s vysokou účinnosťou v rámci priemyslového areálu, ktorý sa zaoberá strojárskou výrobou, tepelným spracovaním a povrchovou úpravou kovov. Strojárska výroba je reprezentovaná technologickými linkami na delenie a tvárnenie oceľových profilov a rúr. Požadované technické parametre výrobkov sú ďalej zabezpečované tepelným spracovaním v žihacích a kaliacich peciach. Výrobky sú povrchovo upravené pozinkovaním v galvanizačnej linke. Táto výroba je energeticky náročná na spotrebu tepelnej a elektrickej energie.

Celkový inštalovaný príkon spotrebičov pripojených v technologických zariadeniach je 495 kW a delí sa nasledovne :

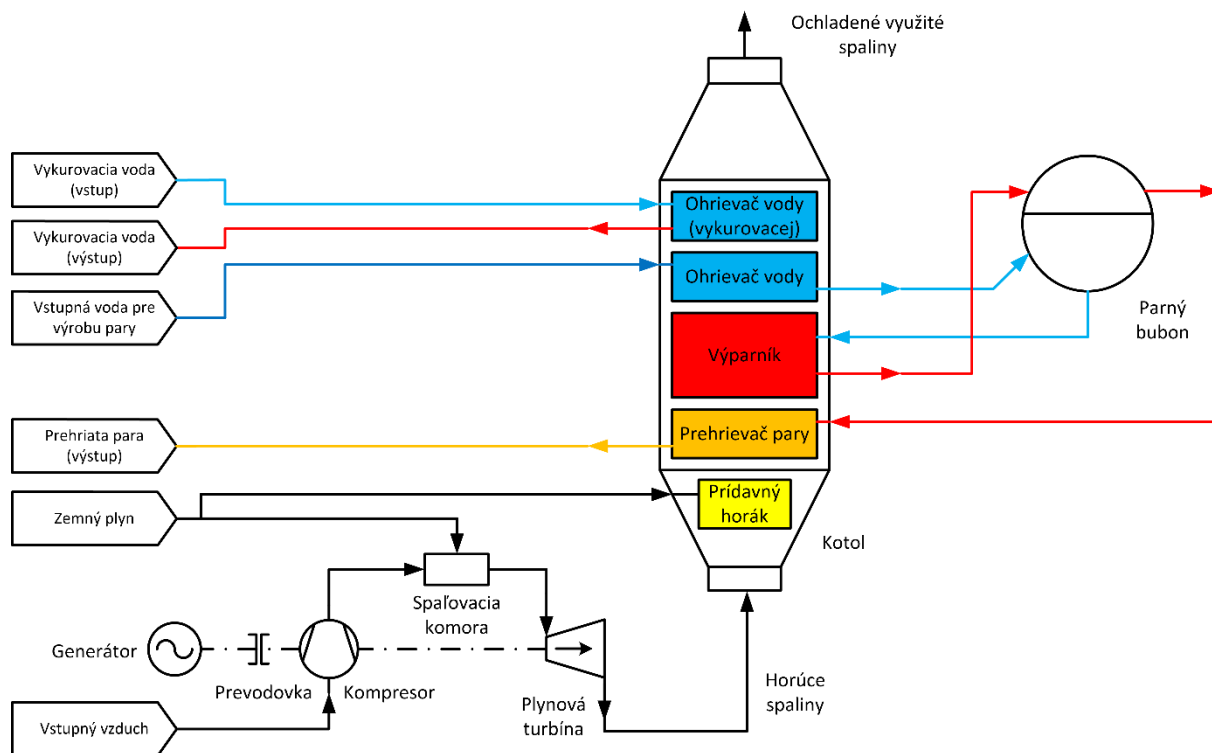
- delenie a spracovanie kovov (elektromotory, meracia a regulačná technika, riadiace systémy) 135 kW,
- tepelné spracovanie (elektrické ohrevy žihacích a kaliacich pecí) 155 kW,
- galvanizačná linka (elektrolýza) 180 kW,
- ostatná spotreba, administratíva (osvetlenie, vzduchotechnika, výpočtová technika) 25 kW.

Produkcia závodu je určená pre automobilový priemysel s nepretržitým pracovným režimom. Preto rovnomerná produkcia elektrickej energie vyrobenej v kogeneračnej jednotke je celoročne spotrebovaná technologickými zariadeniami priemyselného závodu so sumárnym inštalovaným príkonom spotrebičov 495 kW. V prípade prestoja počas vianočných a veľkonočných sviatkov a plánovaných opráv zariadenia je vyrobená elektrická energia, ktorá nie je spotrebovaná v priemyselnom závode dodaná do distribučnej siete. Regulácia kogeneračnej jednotky taktiež umožňuje prispôbiť množstvo vyrobenej elektrickej energie aktuálnej spotrebe.

Všetka vyrobená tepelná energia je tiež celoročne spotrebovaná v technologickom procese galvanizačnej linky pri ohrevoch použitých chemických (pasivačných) roztokov.

4.1 Popis kogeneračnej jednotky

Kogeneračná jednotka je tvorená dvomi základnými časťami. Prvou je set turbíny a druhou je spalínový kotol. Na obrázku 4.1 je ilustrovaná zjednodušená technologická schéma kogeneračnej jednotky.



Obr. 4.1: Technologická schéma kogeneračnej jednotky

Set turbíny pozostáva z plynovej turbíny, kompresora vzduchu pre spaľovanie, prevodovky a trojfázového synchronného generátora. Set turbíny je ďalej vybavený prídavnými časťami medzi ktoré patria nádrž a systém mazacieho oleja, štartovací systém tvorený elektrickým motorom, hydraulickým čerpadlom a hydraulickým motorom, a prívod zemného plynu pre napájanie palivového systému turbíny. Vnútorne zariadenie je doplnené o spalinovod, ktorým sú vyvedené spaliny zo spaľovacej komory turbíny.

Spalínový kotol je navrhnutý ako jednoťahový s vertikálnym prietokom spalín cez rúrkové zväzky prehrievača pary, výparníka a ohrievača vody. Za ohrievačom vody je zaradený rúrkový zväzok ohrievača vykurovacej vody. Spalínový kotol využívajúci odpadné teplo z plynovej spaľovacej turbíny je doplnený o špeciálny prikurovací horák, ktorý zvyšuje výkon aj účinnosť spalínového kotla. Tento špeciálny prikurovací horák využíva zvyškový kyslík v spalinách ako spaľovací vzduch. Podiel zvyškového kyslíku v spalinách o teplote do 700 °C je viac ako 12 %.

Plynová turbína spaľuje zmes zemného plynu so vzduchom, pričom vzduch je stláčaný viacstupňovým kompresorom, ktorý je na spoločnom hriadeľi s plynovou turbínou. Hriadeľ trojfázového synchronného generátora je cez prevodovku spojený s hriadeľom plynovej turbíny. Plynovou turbínou poháňaný synchronný generátor vyrába elektrickú energiu, ktorá je dodávaná do distribučného rozvodu

priemyslového areálu. Spaliny o teplote do 700°C, ktoré sú produkované v plynovej turbíne, sú spalinovodom vyvedené zo setu turbíny do vstupu spalinového kotla.

Spalinový kotol využíva na výrobu tepla spaliny zo spaľovacej turbíny a teplo vyrobené s použitím špeciálneho prikurovacieho horáka, v ktorom je dospaľovaný zvyškový kyslík v spalinách. Spalinový kotol produkuje teplo vo forme prehriatej pary, ktorá je využívaná v technologickom procese výroby, a horúcej vody pre vykurovanie a ohrev teplej úžitkovej vody v priemyslovom areáli.

Konkrétne parametre uvažovanej kogeneračnej jednotky sú uvedené v tabuľke 4.1 .

Tab. 4.1: Parametre kogeneračnej jednotky

| | | |
|-----------------|--|--|
| Turbína | Typ zariadenia | Plynová turbína s regeneráciou tepla |
| | Palivo | Zemný plyn s výhrevnosťou 0,00965 MWh/m ³ |
| | Vstupný tlak plynu | 15 bar |
| | Spotreba zemného plynu | 128 Nm ³ / h |
| | Otáčky turbíny | 14 944 ot/min |
| Prevodovka | Typ zariadenia | Vysoko rýchlostná dvojestupňová |
| | Výstupné otáčky | 1 500 ot/min |
| Generátor | Typ zariadenia | Trojfázový synchronný generátor |
| | Menovité otáčky | 1 500 ot/min |
| | Frekvencia | 50 Hz |
| | Inštalovaný elektrický výkon | 500 kW |
| Spalinový kotol | Menovitý parný výkon | 1 650 kg/h |
| | Menovitý tlak prehriatej pary absolútny | 1,3 MPa |
| | Menovitá teplota prehriatej pary | 220 °C – 250 °C |
| | Teplota napájacej vody | 105 °C |
| | Menovitý výkon ohrievača vykurovacej vody | 300 kW |
| | Teplota vody vstup / výstup ohrievača vody | 70 °C / 105 °C |

4.2 Zadanie štúdie

Kogeneračná jednotka pre vytipovanú aplikáciu je navrhnutá tak aby bolo vyrobené teplo celoročne využiteľné na technologickú spotrebu vo výrobe, vykurovanie objektov a ohrev teplej úžitkovej vody v priemyslovom areáli.

V kontexte typológie Microgrid sietí, ktorá je popísaná v kapitole 2, sa jedná o typ „Microgrid zákazníka“, kedy si zákazník sám riadi sieť za bodom pripojenia. Elektrická energia vyrobená kogeneračnou jednotkou bude spotrebúvaná v priemyslovom areáli. Kogeneračná jednotka je pripojená do distribučnej siete s rezervovaným príkonom 500 kW. V prípade potreby je táto jednotka schopná pracovať v ostrovnom režime.

V tabuľke 4.2 sú špecifikované plánované parametre prevádzky kogeneračnej jednotky počas obdobia jedného roku. Údaje v tabuľke 4.2 boli poskytnuté priemyslovým závädom a jedná sa o reálne zmerané údaje kogeneračnej jednotky, ktorá je inštalovaná a prevádzkovaná v priemyslovom podniku v Slovenskej republike. Prípadová štúdia uvažuje využitie kogeneračnej jednotky s rovnakou technológiou. Pre účely tejto práce boli dané hodnoty uvažované v redukovanom merítke, čiže hodnoty boli pomerne prepočítané pre menšiu kogeneračnú jednotku na základe výkonu.

Tab. 4.2: Energetický prehľad pre jednotlivé mesiace v prípade nasadenia kogeneračnej jednotky

| Obdobie | Zemný plyn [m ³] | Teoretická energia v palive [MWh] | Vyrobená elektrická energia [MWh] | Vlastná spotreba el. energie [MWh] | Využiteľná elektrická energia [MWh] | Využiteľné teplo [MWh] | Účinnosť využitia paliva [%] |
|--------------|------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------------|
| Január | 122 266 | 1 180 | 326 | 2,8 | 323 | 756 | 91,5 |
| Február | 115 686 | 1 116 | 300 | 2,6 | 297 | 722 | 91,3 |
| Marec | 114 741 | 1 107 | 310 | 2,7 | 307 | 682 | 89,3 |
| Apríl | 100 737 | 972 | 291 | 2,5 | 289 | 550 | 86,3 |
| Máj | 104 813 | 1 011 | 291 | 2,5 | 289 | 451 | 73,1 |
| Jún | 100 865 | 973 | 244 | 2 | 242 | 428 | 68,9 |
| Júl | 102 545 | 990 | 276 | 2,4 | 274 | 446 | 72,7 |
| August | 104 661 | 1 010 | 282 | 2,4 | 280 | 455 | 72,7 |
| September | 105 077 | 1 014 | 282 | 2,4 | 280 | 457 | 72,6 |
| Október | 104 237 | 1 006 | 298 | 2,6 | 295 | 550 | 84,0 |
| November | 114 446 | 1 104 | 297 | 2,5 | 295 | 658 | 86,3 |
| December | 117 606 | 1 135 | 316 | 2,6 | 314 | 698 | 89,1 |
| SPOLU | 1 307 680 | 12 619 | 3 512 | 30 | 3 482 | 6 853 | 81,9 |

Na základe tabuľky 4.2 je možné zostaviť tabuľku 4.3, ktorá podáva informácie o množstve vyrobeného tepla a elektrickej energie a ich percentuálnych podieloch z celkového množstva vyrobenej energie.

Tab. 4.3: Prerozdelenie celkovej vyrobenej energie

| Zložka vyrobenej energie | Využitelná energia [MWh] | Podiel [%] |
|----------------------------|--------------------------|--------------|
| Výroba tepla | 3 512 | 33,883 % |
| Výroba elektrickej energie | 6 853 | 66,117 % |
| Spolu | 10 365 | 100 % |

Celkové potrebné množstvo zemného plynu je podľa tabuľky 4.2 rovné 1 307 680 m³. Prepočtom pomocou vzťahu (4.1) zistím teoretickú energiu v danom množstve paliva [9].

$$\text{Teoretická energia v palive} = \text{Množstvo paliva} \cdot \text{Výhrevnosť paliva} \quad (4.1)$$

Po dosadení do (4.1) vypočítam, že teoretická energia v palive je rovná 12 619 MWh.

$$\text{Teoretická energia v palive} = 1\,307\,680 \cdot 0,00965 \doteq 12\,619 \text{ MWh} \quad (4.2)$$

Táto energia sa prerozdelení na výrobu tepla a na výrobu elektrickej energie podľa percentuálnych podielov vypočítaných v tabuľke 4.3 .

Tab. 4.4: Prerozdelenie využiteľnej energie z paliva na výrobu tepla a elektrickej energie

| | Využitelná energia [MWh] | Podiel [%] |
|----------------------------|--------------------------|------------|
| Celková energia | 12 619 | 100 % |
| Výroba tepla | 8 343,3 | 33,883 % |
| Výroba elektrickej energie | 4 275,7 | 66,117 % |

Z tabuľky 4.4 vyplýva, že na výrobu tepla je potrebných 8 343,3 MWh energie z paliva, čo po prepočte pomocou vzťahu (4.1) zodpovedá približne 864 591 m³ zemného plynu. Na výrobu elektrickej energie je potrebných 4 275,7 MWh energie z paliva, čo zodpovedá približne 443 078 m³ zemného plynu.

4.3 Metodológia prípadovej štúdie

Pre ekonomické posúdenie investície do výstavby kogeneračnej jednotky je potrebné poznať potenciálnu úsporu nákladov na nákup energií potrebných pre zaistenie prevádzky priemyslového areálu. Potenciálna úspora je teda kalkulovaná pre obdobie jedného roku, a dotýka sa len množstva energií pre kogeneračnú jednotku. V kalkulácií sú použité ceny platné pre rok 2016 [12]. Nákladové a výnosové položky môžeme rozdeliť do troch kategórií:

1. Spotreba elektrickej energie – do tejto kategórie patria náklady spojené s nákupom elektrickej energie. Jedná sa o platbu za silovú elektrinu nakúpenú na burze [10], platbu za rezervovaný výkon odberu (ročný poplatok pre nahlasovanie kapacity každý mesiac), poplatok za distribúciu a prenos elektrickej energie, poplatok za straty spojené s distribúciou elektrickej energie, tarifu za systémové služby, odvod do jadrového fondu a tarifa za prevádzkovanie systému, ktorá zahŕňa výrobu elektriny z domáceho uhlia, výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie, výrobu elektriny z kombinovanej výroby elektriny a tepla a náklady na organizovanie krátkodobého trhu s elektrinou.
2. Výroba elektrickej energie – do tejto kategórie patria náklady a výnosy spojené s vlastnou výrobou a spotrebou elektrickej energie. Jedná sa o náklady na tarifu za prevádzkovanie systému, ktorá zahŕňa výrobu elektriny z domáceho uhlia, výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie, výrobu elektriny z kombinovanej výroby elektriny a tepla a náklady na organizovanie krátkodobého trhu s elektrinou. Ďalej do tejto kategórie patria náklady na tarifu za systémové služby, odvod do jadrového fondu, platbu za rezervovaný výkon a náklady na nákup zemného plynu. Medzi výnosy patrí podpora za prevádzkovanie vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky.
3. Samostatná výroba tepla – v tejto kategórii sa prejavujú náklady spojené s nákupom paliva a ďalšími poplatkami (emisie - uhlie). V tomto prípade je uvažované, že v prípade využitia starého kotla je nižšia účinnosť, čo sa premietne v 5 % navýšení spotreby paliva pre výrobu rovnakého množstva tepla.

Celková vypočítaná potenciálna úspora je v ekonomickej investícii uvažovaná ako výnos. Výpočet potencionálnej úspory s nasadením kogeneračnej jednotky je rozpoložovaný v tabuľke 4.5. Jednotlivé tarify a poplatky uvedené v tabuľke 4.5 určuje Úrad pre reguláciu sieťových odvetví. Cena silovej energie je priemerná cena z burzy pre rok 2016. Platba za rezervovaný výkon sa v prípade využitia kogeneračnej jednotky nemení. V prípade využitia vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky je podľa zákona [11] poskytovaná podpora. Táto podpora je poskytovaná počas celého roku po dobu maximálne 15 rokov, teda nie je obmedzená počtom prevádzkových hodín kogeneračnej jednotky. Výška tejto podpory vychádza z ceny pre stanovenie doplatku a z ceny elektriny na straty. Cenu pre stanovenie doplatku určuje Úrad pre reguláciu sieťových odvetví. Cena elektriny na straty sa určuje ako aritmetický priemer cien elektriny na straty všetkých prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav. Obe vyššie spomenuté ceny schvaľuje rozhodnutím Úrad pre reguláciu sieťových odvetví. Výsledná cena podpory sa následne určí pomocou vzťahu :

$$\text{Výsledná cena podpory} = \text{Cena pre stanovenie doplatku} - \text{Cena elektriny na straty} \quad (4.3)$$

Po dosadení konkrétnych cien do vzťahu (4.3) vypočítam, že výška podpory pre rok 2016 je rovná 41,74 €/MWh.

$$\text{Výsledná cena podpory} = 75,59 \text{ €/MWh} - 33,85 \text{ €/MWh} = 41,74 \text{ €/MWh} \quad (4.4)$$

Tab. 4.5.: Výpočet potenciálnej úspory v prípade nasadenia vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky pre rok 2016

| Kategória | Položka | Jednotka | Jednotková cena | Bez kogenerácie | | S kogeneráciou | |
|--------------------------------------|--------------------------------------|----------|-----------------|-----------------|-------------------|----------------|-------------------|
| | | | | množstvo | celkom [eur] | množstvo | celkom [eur] |
| Spotreba elektrickej energie | Tarifa za prevádzkovanie systému | eur/MWh | 22,90 | 3 482,00 | 79 737,80 | | |
| | Tarifa za systémové služby | eur/MWh | 7,05 | 3 482,00 | 24 548,10 | | |
| | Platba za rezervovaný výkon | eur/MW | 33 648,00 | 0,50 | 16 824,00 | | |
| | Poplatok za distribúciu a prenos | eur/MWh | 6,48 | 3 482,00 | 22 563,36 | | |
| | Poplatok za straty pri distribúcií | eur/MWh | 0,85 | 3 482,00 | 2 959,35 | | |
| | Odvod do jadrového fondu | eur/MWh | 3,21 | 3 482,00 | 11 177,22 | | |
| | Silová energia | eur/MWh | 40,00 | 3 482,00 | 139 280,00 | | |
| Spolu | | | | | 297 089,83 | | |
| Výroba elektrickej energie | Tarifa za prevádzkovanie systému | eur/MWh | 22,90 | | | 3 482,00 | 79 737,80 |
| | Tarifa za systémové služby | eur/MWh | 7,05 | | | 3 482,00 | 24 548,10 |
| | Platba za rezervovaný výkon | eur/MW | 33 648,00 | | | 0,50 | 16 824,00 |
| | Odvod do jadrového fondu | eur/MWh | 3,21 | | | 3 482,00 | 11 177,22 |
| | Podpora vysokoúčinnnej kogenerácie A | eur/MWh | 41,74 | | | 3 482,00 | -145 338,68 |
| | Podpora vysokoúčinnnej kogenerácie B | eur/MWh | 20,87 | | | 3 482,00 | -72 669,34 |
| | Podpora vysokoúčinnnej kogenerácie C | eur/MWh | 0,00 | | | 3 482,00 | 0,00 |
| | Zemný plyn | eur/MWh | 28,50 | | | 4 276,00 | 121 854,88 |
| Spolu A | | | | | | | 108 803,32 |
| Spolu B | | | | | | | 181 472,66 |
| Spolu C | | | | | | | 254 142,00 |
| Samostatná výroba tepla | Zemný plyn | eur/MWh | 28,50 | 8 760,47 | 249 650,62 | 8 343,30 | 237 762,36 |
| Celkové porovnanie nákladov A | | eur | | | 546 740,45 | | 346 565,68 |
| Celkové porovnanie nákladov B | | eur | | | 546 740,45 | | 419 235,02 |
| Celkové porovnanie nákladov C | | eur | | | 546 740,45 | | 491 904,36 |
| Ročná úspora A | | eur | | | | | 200 174,77 |
| Ročná úspora B | | eur | | | | | 127 505,43 |
| Ročná úspora C | | eur | | | | | 54 836,09 |

V tabuľke 4.5 sú vypočítané ročné úspory pre tri varianty. „Ročná úspora A“ je vypočítaná pre prípad poskytnutia plnej podpory vysokoúčinnnej kogenerácie. Prípady kedy by bola táto podpora polovičná odpoďadá „Ročná úspora B“ a v prípade nulovej podpory je „Ročná úspora C“.

Jednotlivé tarify, poplatky a ceny sa každoročne menia na základe vývoja cien na burze, teda keby sme uvažovali nad touto investíciou z pohľadu iného roku, vypočítané údaje by sa zmenili. V tabuľke 4.6 je uvedené porovnanie ročných úspor v rokoch 2012 až 2016 pre tri prípady. Prvý prípad je kalkulovaný vrátane plnej podpory vysokoúčinnnej kogenerácie, v druhom prípade je táto podpora polovičná a v treťom prípade je podpora nulová. Výsledky v tabuľke 4.6 vychádzajú z výpočtov použitých v tabuľke 4.5 pri dosadení cien stanovených na konkrétne roky [12 - 16].

Tab. 4.6.: Porovnanie výšky potenciálnej ročnej úspory v rokoch 2012 až 2016 vo variante s plnou podporou, s polovičnou podporou a bez podpory

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ročná úspora s podporou vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky [eur] | 130 408,58 | 180 052,46 | 174 899,54 | 159 023,94 | 200 174,77 |
| Ročná úspora s polovičnou podporou vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky [eur] | 96 894,33 | 127 282,75 | 118 229,99 | 102 215,11 | 127 505,43 |
| Ročná úspora bez podpory vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky [eur] | 63 380,08 | 74 513,04 | 61 560,44 | 45 406,28 | 54 836,09 |

5 Ekonomická analýza realizácie a prevádzky Microgrids

5.1 Metodológia ekonomickej analýzy

V predchádzajúcej kapitole som určila výšku potenciálnej ročnej úspory pri využití vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky v priemyslovom areáli. Pre posúdenie ekonomickej efektívnosti investície do výstavby tejto jednotky je vytvorená ekonomická analýza finančných tokov.

Na zhodnotenie efektívnosti investície do vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky použijem tri metódy hodnotenia investícií. Prvou bude metóda čistej súčasnej hodnoty (NPV), druhou bude metóda vnútorného výnosového percenta (IRR) a treťou bude doba návratnosti.

5.1.1 Čistá súčasná hodnota

Čistú súčasnú hodnotu (NPV) vypočítam ako súčet diskontovaných hotovostných tokov. Pre využitie tejto metódy je potrebné poznať diskontnú sadzbu. Výsledkom tejto metódy je absolútna hodnota prínosu, teda koľko peňazí nám realizácia tejto investície prinesie. Na základe tejto metódy do daného projektu investujeme v prípade, že výsledná hodnota NPV je kladná. V prípade, že hodnota NPV je záporná, do daného projektu neinvestujeme. V prípade, že porovnávame viaceré varianty investícií, vyberieme investíciu s najvyššou hodnotou NPV. Čistú súčasnú hodnotu vypočítam podľa vzťahu (5.1), ktorý je definovaný nasledovne :

$$NPV = \sum_{t=0}^T CF_t \times (1+r)^{-t} = \sum_{t=0}^T DCF \quad (5.1)$$

kde CF_t je hotovostný tok v čase t ,
 r je diskontná sadzba,
 DCF je diskontovaný hotovostný tok.

5.1.2 Vnútorné výnosové percento

Vnútorné výnosové percento (IRR) nám udáva úrokovú mieru pri ktorej je čistá súčasná hodnota (NPV) rovná nule. Na základe tohto kritéria investíciu realizujeme v prípade, že hodnota IRR je vyššia než diskontná sadzba. Čím vyššie je vnútorné výnosové percento, tým vyššia je návratnosť danej investície. Vnútorné výnosové percento vypočítam podľa vzťahu (5.2), ktorý je definovaný nasledovne :

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (5.2)$$

kde CF_t je hotovostný tok v čase t .

5.1.3 Doba návratnosti

Ukazovateľ doba návratnosti nám udáva počet rokov, ktoré sú potrebné na to aby sa kumulované hotovostné toky vyrovnali investíciou do projektu. Doba návratnosti môže byť prostá, kedy sa nezohľadňuje faktor času (teda diskontná sadzba je nulová), alebo môže byť diskontovaná. O diskontovanej dobe návratnosti hovoríme v prípade, že je zohľadnený faktor času tým, že hotovostné toky diskontujeme.

5.2 Ekonomická analýza

5.2.1 Variant s podporou vysokoúčinnnej kombinovanej výroby elektriny a tepla

V prípade investície do kogeneračnej jednotky 500 kW pracujúcej so zemným plynom je odhadnutá výška investície na 600 000 eur. Financovanie investície uvažujem prostredníctvom vlastného kapitálu spoločnosti investora. Ako výnosy sú počítané ročné úspory, v ktorých sú už obsiahnuté náklady na zemný plyn. Tieto ročné úspory sú vypočítané v predošlej kapitole v tabuľke 4.5.

Na strane nákladov sa prejaví výdaje spojené s prevádzkou a údržbou zariadenia. Tieto náklady pozostávajú z nákladov na pomocné energie (priemyselná voda pre kotol na výrobu pary) ktoré sú vo výške 12 000 eur ročne, náklady na údržbu a režijný materiál ročne 23 000 eur, náklady na ostatné služby a externý servis (metrológia pre meradlá, meranie emisií a externý servis výrobcu turbíny) ročne 17 000 eur a osobné náklady vo výške 14 000 eur na rok. Každoročné náklady vynaložené na prevádzku a údržbu tejto kogeneračnej jednotky sú teda vo výške 66 000 eur. K týmto nákladom je potrebné navyše pripočítať náklady na rozsiahlejšiu opravu zariadenia, ktorá je potrebná každý 4. rok. V rámci tejto opravy sa vykonáva renovácia plynovej turbíny pričom náklady na túto opravu sú vo výške 100 000 eur a sú zaúčtované do prevádzkových nákladov.

Pre ekonomické zhodnotenie investície som použila diskontnú sadzbu 3 %, ktorá zodpovedá výnosnosti vlastného kapitálu daného podniku. Uvažujem, že pre účely daňových odpisov sa investícia 600 000 eur prerozdelená nasledovne:

- 66 % z investície do turbíny a generátoru ktoré patria podľa zákona [18] do 3. odpisovej skupiny,
- 34 % z investície do kotlu, ktorý podľa zákona [18] patrí do 4. odpisovej skupiny.

Doba odpisovania majetku zaradeného do 3. odpisovej skupiny je 8 rokov, pre 4. odpisovú skupinu je to 12 rokov [18]. Výšku odpisov následne určím pomocou vzťahu (5.3). Ostatné vstupné parametre pre ďalšie výpočty sú uvedené v tabuľke 5.1

$$\text{Výška odpisu} = \text{Investícia} / \text{Doba odpisovania} \quad (5.3)$$

Tab. 5.1: Vstupné parametre

| | |
|--|-----|
| Daňová sadzba [18] | 22% |
| Diskontná sadzba | 3% |
| Podiel investície v 3. odpisovej skupine | 66% |
| Podiel investície v 4. odpisovej skupine | 34% |
| Doba odpisovania 3. odpisovej skupiny | 8 |
| Doba odpisovania 4. odpisovej skupiny | 12 |

Ekonomická analýza pre ceny platné na rok 2016, vrátane detailných dát pre obdobie 15 rokov je znázornená v tabuľke 5.2. V tejto analýze je pre porovnanie zahrnutý aj variant s vplyvom dane z príjmov aj variant, v ktorom daň nie je uvažovaná. V rokoch kedy sa vykonáva renovácia turbíny vychádza daňový základ záporný. Pre účely tejto analýzy v týchto rokoch uvažujem nulovú daň. V prípade priemyslového podniku sa dá predpokladať, že daňový základ celého podniku bude vyšší a teda daňový základ by sa nedostal do záporných hodnôt, čiže daň by nebola nulová.

Tab. 5.2: Výsledky ekonomického zhodnotenia investície nasadenia kogeneračnej jednotky

| Rok | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|---------|
| Ročná úspora [eur] | 0 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 |
| Investícia do zariadenia [eur] | 600 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Náklady na pomocné energie [eur] | 0 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 |
| Náklady na údržbu a režijný mat. [eur] | 0 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 |
| Ostatné náklady a externý servis [eur] | 0 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Osobné náklady [eur] | 0 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 |
| Renovácia turbíny [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 000 | 0 | 0 | 0 |
| Daň [eur] | 0 | 14 888 | 14 888 | 14 888 | 0 | 14 888 | 14 888 | 14 888 |
| Daňové odpisy 3. odpisová skupina | 0 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 |
| Daňové odpisy 4. odpisová skupina | 0 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Daňový základ | -600 000 | 67 675 | 67 675 | 67 675 | -32 325 | 67 675 | 67 675 | 67 675 |
| Celkové výdaje [eur] | 600 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Celkové vrátane daní [eur] | 600 000 | 80 888 | 80 888 | 80 888 | 166 000 | 80 888 | 80 888 | 80 888 |
| Ročný čistý CF [eur] | -600 000 | 119 286 | 119 286 | 119 286 | 34 175 | 119 286 | 119 286 | 119 286 |
| Kumulovaný čistý CF [eur] | -600 000 | -480 714 | -361 427 | -242 141 | -207 966 | -88 680 | 30 606 | 149 893 |
| Diskontovaný čistý CF [eur] | -600 000 | 115 812 | 112 439 | 109 164 | 30 364 | 102 897 | 99 900 | 96 991 |
| Kumulovaný diskontovaný čistý CF [eur] | -600 000 | -484 188 | -371 749 | -262 585 | -232 222 | -129 324 | -29 424 | 67 567 |
| Ročný CF [eur] | -600 000 | 134 175 | 134 175 | 134 175 | 34 175 | 134 175 | 134 175 | 134 175 |
| Kumulovaný CF [eur] | -600 000 | -465 825 | -331 650 | -197 476 | -163 301 | -29 126 | 105 049 | 239 223 |
| Diskontovaný CF [eur] | -600 000 | 130 267 | 126 473 | 122 789 | 30 364 | 115 740 | 112 369 | 109 096 |
| Kumulovaný diskontovaný CF [eur] | -600 000 | -469 733 | -343 261 | -220 472 | -190 108 | -74 368 | 38 002 | 147 098 |

| Rok | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| Ročná úspora [eur] | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 | 200 175 |
| Investícia do zariadenia [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Náklady na pomocné energie [eur] | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 |
| Náklady na údržbu a režijný mat. [eur] | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 |
| Ostatné náklady a externý servis [eur] | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Osobné náklady [eur] | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 |
| Renovácia turbíny [eur] | 100 000 | 0 | 0 | 0 | 100 000 | 0 | 0 | 0 |
| Daň [eur] | 0 | 25 778 | 25 778 | 25 778 | 3 778 | 29 518 | 29 518 | 29 518 |
| Daňové odpisy 3. odpisová skupina | 49 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Daňové odpisy 4. odpisová skupina | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 0 | 0 | 0 |
| Daňový základ | -32 325 | 117 175 | 117 175 | 117 175 | 17 175 | 134 175 | 134 175 | 134 175 |
| Celkové výdaje [eur] | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Celkové vrátane daní [eur] | 166 000 | 91 778 | 91 778 | 91 778 | 169 778 | 95 518 | 95 518 | 95 518 |
| Ročný čistý CF [eur] | 34 175 | 108 396 | 108 396 | 108 396 | 30 396 | 104 656 | 104 656 | 104 656 |
| Kumulovaný čistý CF [eur] | 184 067 | 292 464 | 400 860 | 509 256 | 539 653 | 644 309 | 748 965 | 853 622 |
| Diskontovaný čistý CF [eur] | 26 978 | 83 077 | 80 657 | 78 308 | 21 319 | 71 266 | 69 190 | 67 175 |
| Kumulovaný diskontovaný čistý CF [eur] | 94 545 | 177 622 | 258 279 | 336 587 | 357 906 | 429 172 | 498 362 | 565 537 |
| Ročný CF [eur] | 34 175 | 134 175 | 134 175 | 134 175 | 34 175 | 134 175 | 134 175 | 134 175 |
| Kumulovaný CF [eur] | 273 398 | 407 573 | 541 748 | 675 922 | 710 097 | 844 272 | 978 447 | 1 112 622 |
| Diskontovaný CF [eur] | 26 978 | 102 834 | 99 839 | 96 931 | 23 969 | 91 366 | 88 705 | 86 122 |
| Kumulovaný diskontovaný CF [eur] | 174 076 | 276 910 | 376 748 | 473 679 | 497 649 | 589 015 | 677 720 | 763 842 |

| | |
|--|---------|
| IRR (15 rokov) [%] po zdanení | 15% |
| IRR (15 rokov) [%] bez zdanenia | 18% |
| NPV (15 rokov) [eur] po zdanení | 565 537 |
| NPV (15 rokov) [eur] bez zdanenia | 763 842 |
| Prostá doba návratnosti po zdanení | 5 |
| Diskontovaná doba návratnosti po zdanení | 6 |
| Prostá doba návratnosti bez zdanenia | 5 |
| Diskontovaná doba návratnosti bez zdanenia | 5 |

Na základe výsledkov ekonomického zhodnotenia investície sa ukazuje, že sa jedná o zaujímavú investíciu. Čistá súčasná hodnota investície vypočítaná podľa vzťahu (5.1) je v 15. roku rovná 763 842 eur. Pri výpočte s uvažovaním dane je to 565 537 eur. Vnútorne výnosové percento je na základe výpočtu podľa vzťahu (5.2) rovné 18 %. Pre variant s vplyvom dane je vnútorne výnosové percento rovné 15 %. Prostá aj diskontovaná doba návratnosti vo variante bez dane vychádza na 5 rokov pri diskontnej sadzbe 3 %. V prípade s uvažovanou daňou je prostá doba návratnosti 5 rokov a diskontovaná doba návratnosti 6 rokov.

Výsledky ekonomického zhodnotenia investície do vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky sú závislé od výšky poskytovanej podpory. Pre porovnanie vypracujem ďalšie varianty, v ktorých uvažujem polovičnú podporu a nulovú podporu.

5.2.2 Variant s polovičnou podporou

Kalkulácie odpovedajúce prípadu kedy je poskytnutá polovičná podpora sú zobrazené v tabuľke 5.3, v ktorej je použitá rovnaká metodológia ekonomickej analýzy ako v tabuľke 5.1, avšak ako príjem uvažujem ročnú úsporu pri využití kogeneračnej jednotky s polovičnou podporou. Táto úspora je vyčíslená v predchádzajúcej kapitole v tabuľke 4.6. V tomto prípade pre rok 2016 a pre variantu s polovičnou podporou je ročná úspora 127 505,43 eur.

Tab. 5.3: Výsledky ekonomického zhodnotenia investície nasadenia kogeneračnej jednotky s polovičnou podporou

| Rok | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Ročná úspora [eur] | 0 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 |
| Investícia do zariadenia [eur] | 600 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Náklady na pomocné energie [eur] | 0 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 |
| Náklady na údržbu a režijný mat. [eur] | 0 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 |
| Ostatné náklady a externý servis [eur] | 0 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Osobné náklady [eur] | 0 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 |
| Renovácia turbíny [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 000 | 0 | 0 | 0 |
| Daň [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Daňové odpisy 3. odpisová skupina | 0 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 | 49 500 |
| Daňové odpisy 4. odpisová skupina | 0 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Daňový základ | -600 000 | -4 995 | -4 995 | -4 995 | -104 995 | -4 995 | -4 995 | -4 995 |
| Celkové výdaje [eur] | 600 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Celkové vrátane daní [eur] | 600 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Ročný čistý CF [eur] | -600 000 | 61 505 | 61 505 | 61 505 | -38 495 | 61 505 | 61 505 | 61 505 |
| Kumulovaný čistý CF [eur] | -600 000 | -538 495 | -476 989 | -415 484 | -453 978 | -392 473 | -330 967 | -269 462 |
| Diskontovaný čistý CF [eur] | -600 000 | 59 714 | 57 975 | 56 286 | -34 202 | 53 055 | 51 510 | 50 010 |
| Kumulovaný diskontovaný čistý CF [eur] | -600 000 | -540 286 | -482 311 | -426 025 | -460 227 | -407 172 | -355 662 | -305 652 |
| Ročný CF [eur] | -600 000 | 61 505 | 61 505 | 61 505 | -38 495 | 61 505 | 61 505 | 61 505 |
| Kumulovaný CF [eur] | -600 000 | -538 495 | -476 989 | -415 484 | -453 978 | -392 473 | -330 967 | -269 462 |
| Diskontovaný CF [eur] | -600 000 | 59 714 | 57 975 | 56 286 | -34 202 | 53 055 | 51 510 | 50 010 |
| Kumulovaný diskontovaný CF [eur] | -600 000 | -540 286 | -482 311 | -426 025 | -460 227 | -407 172 | -355 662 | -305 652 |

| Rok | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Ročná úspora [eur] | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 | 127 505 |
| Investícia do zariadenia [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Náklady na pomocné energie [eur] | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 |
| Náklady na údržbu a režijný mat. [eur] | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 |
| Ostatné náklady a externý servis [eur] | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Osobné náklady [eur] | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 |
| Renovácia turbíny [eur] | 100 000 | 0 | 0 | 0 | 100 000 | 0 | 0 | 0 |
| Daň [eur] | 0 | 9 791 | 9 791 | 9 791 | 0 | 13 531 | 13 531 | 13 531 |
| Daňové odpisy 3. odpisová skupina | 49 500 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Daňové odpisy 4. odpisová skupina | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 0 | 0 | 0 |
| Daňový základ | -104 995 | 44 505 | 44 505 | 44 505 | -55 495 | 61 505 | 61 505 | 61 505 |
| Celkové výdaje [eur] | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Celkové vrátane daní [eur] | 166 000 | 75 791 | 75 791 | 75 791 | 166 000 | 79 531 | 79 531 | 79 531 |
| Ročný čistý CF [eur] | -38 495 | 51 714 | 51 714 | 51 714 | -38 495 | 47 974 | 47 974 | 47 974 |
| Kumulovaný čistý CF [eur] | -307 957 | -256 242 | -204 528 | -152 814 | -191 308 | -143 334 | -95 360 | -47 386 |
| Diskontovaný čistý CF [eur] | -30 388 | 39 635 | 38 480 | 37 359 | -26 999 | 32 668 | 31 717 | 30 793 |
| Kumulovaný diskontovaný čistý CF [eur] | -336 040 | -296 406 | -257 926 | -220 566 | -247 565 | -214 897 | -183 181 | -152 388 |
| Ročný CF [eur] | -38 495 | 61 505 | 61 505 | 61 505 | -38 495 | 61 505 | 61 505 | 61 505 |
| Kumulovaný CF [eur] | -307 957 | -246 451 | -184 946 | -123 440 | -161 935 | -100 429 | -38 924 | 22 581 |
| Diskontovaný CF [eur] | -30 388 | 47 139 | 45 766 | 44 433 | -26 999 | 41 882 | 40 662 | 39 478 |
| Kumulovaný diskontovaný CF [eur] | -336 040 | -288 902 | -243 136 | -198 703 | -225 702 | -183 820 | -143 158 | -103 680 |

| | |
|--|----------|
| IRR (15 rokov) [%] po zdanení | -1% |
| IRR (15 rokov) [%] bez zdanenia | 0% |
| NPV (15 rokov) [eur] po zdanení | -152 388 |
| NPV (15 rokov) [eur] bez zdanenia | -103 680 |
| Prostá doba návratnosti po zdanení | >15 |
| Diskontovaná doba návratnosti po zdanení | >15 |
| Prostá doba návratnosti bez zdanenia | 14 |
| Diskontovaná doba návratnosti bez zdanenia | >15 |

Z výsledkov v tabuľke 5.3 vidíme, že v prípade ak je poskytnutá polovičná podpora investícia do vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky sa na základe stanovených vstupných parametrov nevypláti. Na pozorovanej dobe 15 rokov sa ukázalo, že čistá súčasná hodnota je záporná. Pri polovičnej podpore je čistá súčasná hodnota na konci 15. roku -103 680 eur a po zdanení je to -152 388 eur.

5.2.3 Variant bez podpory

Kalkulácie odpovedajúce prípadu kedy je podpora nulová sú zobrazené v tabuľke 5.4, v ktorej je použitá rovnaká metodológia ekonomickej analýzy ako v tabuľkách 5.1 a 5.2, avšak ako príjem uvažujem ročnú úsporu pri využití kogeneračnej jednotky bez podpory. Táto úspora je vyčíslená v predchádzajúcej kapitole v tabuľke 4.6. V tomto prípade pre rok 2016 a pre variantu bez podpory je ročná úspora 54 836,09 eur.

Tab. 5.4: Výsledky ekonomického zhodnotenia investície nasadenia kogeneračnej jednotky bez podpory

| Rok | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Ročná úspora [eur] | 0 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 |
| Investícia do zariadenia [eur] | 600 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Náklady na pomocné energie [eur] | 0 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 |
| Náklady na údržbu a režijný mat. [eur] | 0 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 |
| Ostatné náklady a externý servis [eur] | 0 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Osobné náklady [eur] | 0 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 |
| Renovácia turbíny [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 000 | 0 | 0 | 0 |
| Celkové výdaje [eur] | 600 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Ročný CF [eur] | -600 000 | -11 164 | -11 164 | -11 164 | -111 164 | -11 164 | -11 164 | -11 164 |
| Kumulovaný CF [eur] | -600 000 | -611 164 | -622 328 | -633 492 | -744 656 | -755 820 | -766 983 | -778 147 |
| Diskontovaný CF [eur] | -600 000 | -10 839 | -10 523 | -10 217 | -98 768 | -9 630 | -9 350 | -9 077 |
| Kumulovaný diskontovaný CF [eur] | -600 000 | -610 839 | -621 362 | -631 578 | -730 346 | -739 976 | -749 326 | -758 403 |

| Rok | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--|----------|----------|----------|----------|------------|------------|------------|------------|
| Ročná úspora [eur] | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 | 54 836 |
| Investícia do zariadenia [eur] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Náklady na pomocné energie [eur] | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 | 12 000 |
| Náklady na údržbu a režijný mat. [eur] | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 | 23 000 |
| Ostatné náklady a externý servis [eur] | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 | 17 000 |
| Osobné náklady [eur] | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 | 14 000 |
| Renovácia turbíny [eur] | 100 000 | 0 | 0 | 0 | 100 000 | 0 | 0 | 0 |
| Celkové výdaje [eur] | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 | 166 000 | 66 000 | 66 000 | 66 000 |
| Ročný CF [eur] | -111 164 | -11 164 | -11 164 | -11 164 | -111 164 | -11 164 | -11 164 | -11 164 |
| Kumulovaný CF [eur] | -889 311 | -900 475 | -911 639 | -922 803 | -1 033 967 | -1 045 131 | -1 056 295 | -1 067 459 |
| Diskontovaný CF [eur] | -87 754 | -8 556 | -8 307 | -8 065 | -77 968 | -7 602 | -7 381 | -7 166 |
| Kumulovaný diskontovaný CF [eur] | -846 157 | -854 713 | -863 020 | -871 085 | -949 053 | -956 655 | -964 036 | -971 202 |

| | |
|--|----------|
| IRR (15 rokov) [%] bez zdanenia | #ČÍSLO! |
| NPV (15 rokov) [eur] bez zdanenia | -971 202 |
| Prostá doba návratnosti bez zdanenia | >15 |
| Diskontovaná doba návratnosti bez zdanenia | >15 |

Z výsledkov v tabuľke 5.4 vidíme, že v prípade ak nie je poskytnutá žiadna podpora, investícia do vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky sa na základe stanovených vstupných parametrov nevypláti. Na pozorovanej dobe 15 rokov sa ukázalo, že čistá súčasná hodnota je na konci 15. roku -971 202 eur. Vo variante bez podpory nemá zmysel do výpočtov zahrňať daň z príjmov, keďže daňový základ by bol v každom roku záporný.

5.2.4 Porovnanie pre ďalšie roky

Pre porovnanie som vykonala obdobnú ekonomickú analýzu pre roky 2012 až 2015. Výsledky týchto analýz spolu s výsledkami pre rok 2016 sú uvedené v tabuľke 5.5.

Tab. 5.5: Výsledky ekonomického zhodnotenia investície nasadenia kogeneračnej jednotky pre roky 2012 až 2016

| Podpora | Ukazovateľ | Jednotka | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---------------|--|----------|---------|---------|---------|----------|---------|
| 100 % podpora | IRR (15 rokov) po zdanení | - | 0,05% | 10,87% | 10,00% | 6,77% | 14,64% |
| | IRR (15 rokov) bez zdanenia | - | 1,34% | 13,50% | 12,39% | 8,80% | 17,66% |
| | NPV (15 rokov) po zdanení | Eur | -113414 | 363313 | 319604 | 163467 | 565537 |
| | NPV (15 rokov) [eur] bez zdanenia | Eur | -69022 | 523623 | 462108 | 272586 | 763842 |
| | Prostá doba návratnosti po zdanení | roky | 14 | 6 | 6 | 9 | 5 |
| | Diskontovaná doba návratnosti po zdanení | roky | >15 | 8 | 8 | 10 | 6 |
| | Prostá doba návratnosti bez zdanenia | roky | 13 | 6 | 6 | 8 | 5 |
| | Diskontovaná doba návratnosti bez zdanenia | roky | >15 | 6 | 8 | 9 | 5 |
| 50 % podpora | IRR (15 rokov) po zdanení | - | -14,14% | -1,23% | -4,24% | -11,29% | -1,08% |
| | IRR (15 rokov) bez zdanenia | - | -12,18% | 0,40% | -2,57% | -9,22% | 0,47% |
| | NPV (15 rokov) po zdanení | Eur | -486653 | -157044 | -254513 | -430840 | -152388 |
| | NPV (15 rokov) [eur] bez zdanenia | Eur | -469113 | -106338 | -214409 | -405594 | -103680 |
| | Prostá doba návratnosti po zdanení | roky | >15 | >15 | >15 | >15 | >15 |
| | Diskontovaná doba návratnosti po zdanení | roky | >15 | >15 | >15 | >15 | >15 |
| | Prostá doba návratnosti bez zdanenia | roky | >15 | 14 | >15 | >15 | 14 |
| | Diskontovaná doba návratnosti bez zdanenia | roky | >15 | >15 | >15 | >15 | >15 |
| Bez podpory | IRR (15 rokov) bez zdanenia | - | #ČÍSLO! | 0,40% | #ČÍSLO! | #ČÍSLO! | #ČÍSLO! |
| | NPV (15 rokov) [eur] bez zdanenia | Eur | -869204 | -106338 | -890927 | -1083774 | -971202 |
| | Prostá doba návratnosti bez zdanenia | roky | >15 | 14 | >15 | >15 | >15 |
| | Diskontovaná doba návratnosti bez zdanenia | roky | >15 | >15 | >15 | >15 | >15 |

Pre variant bez podpory v tabuľke 5.5 nie sú zahrnuté výpočty po zdanení, keďže daňový základ by bol každoročne záporný a teda daň by sa do ďalších výpočtov nepremietla.

Záver

Úlohou práce bolo popísať platnú legislatívu pre možnosti realizácie Microgrids sietí, charakterizovať tieto siete, popísať zdroje elektrickej energie a možnosti jej akumulácie, následne vykonať prípadovú štúdiu a ekonomicky ju posúdiť.

Prvá kapitola je venovaná legislatívnym podmienkam, ktoré sú platné v rámci Európskej únie a Českej republiky. Väčšina cieľov a stratégií vytýčených v Národnom akčnom pláne a Štátnej energetickej koncepcii je záväzná na Európskej úrovni, teda tieto ciele sú v krajinách Európskej únie takmer rovnaké.

Kapitola venovaná charakteristikám sietí Microgrids ich definuje a ďalej popisuje vlastnosti jednotlivých druhov zdrojov elektrickej energie a zdrojov s čo najlepším využitím primárneho zdroja energie. Práca sa v ďalšej časti zaoberá možnosťami akumulácie elektrickej energie a popisom jednotlivých princípov a systémov akumulácie.

V prípadovej štúdii je riešený model nasadenia vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky v priemyslovom podniku, ktorou je realizované zásobovanie elektrickou a tepelnou energiou. Táto štúdia je spracovaná v súlade s platnou legislatívou Slovenskej republiky.

V poslednej časti práce je spracovaná ekonomická analýza investície do vysokoúčinnnej kogeneračnej jednotky. Investícia bola posúdená pomocou troch metód hodnotenia efektívnosti. Z výsledkov analýzy vyplýva, že na efektívnosť tejto investície má významný vplyv výška poskytovanej podpory. Pri poskytnutí podpory podľa platnej legislatívy a cenových rozhodnutí Úradu pre reguláciu sieťových odvetví v súčasnosti je bez vplyvu dane prostá doba návratnosti investície aj diskontovaná doba návratnosti 5 rokov. V prípade, že je vo výpočtoch zahrnutá aj daň z príjmov, prostá doba návratnosti je 5 rokov a diskontovaná doba návratnosti je v tomto prípade 6 rokov. Z výpočtov pre roky 2012 až 2016 vyplýva, že ak by podpora nebola poskytnutá, táto investícia je pri daných podmienkach z ekonomického hľadiska nerealizovateľná. Z výsledkov ekonomického zhodnotenia je tiež vidieť, že investícia do takéhoto projektu by sa nevyplatila ani v prípade poskytnutia polovičnej podpory.

Z výsledkov analýzy sa ukazuje, že výška podpory je veľmi dôležitým faktorom ovplyvňujúcim efektívnosť takejto investície. Preto je pri výstavbe kogeneračnej jednotky veľmi dôležité zobrať na zreteľ garanciu dlhodobej platnosti poskytovania podpory obnoviteľných zdrojov a vysokoúčinnnej kombinovanej výroby tepla a elektrickej energie.

Referencie

- [1] HATZIARGYRIOU, Nikos a Thomas DEGNER. *Microgrid: architectures and control*. West Sussex, England: John Wiley & Sons, 2014. ISBN 978-1-118-72065-3.
- [2] S.P. CHOWDHURY and P. CROSSLEY. *Microgrids and active distribution networks*. Stevenage: Institution of Engineering and Technology, 2009. ISBN 9781615833399.
- [3] Státní energetická koncepce České republiky. Ministerstvo průmyslu a obchodu. 2015.
- [4] Národní akční plán pro chytré sítě. Ministerstvo průmyslu a obchodu. 2015.
- [5] Zákon o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov. V: Bratislava, 2012, ročník 2012, Zákon 251/2012 Z. z.
- [6] Zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). V: Praha, 2000, Zákon 458/2000 Sb.
- [7] MAITRA, Arindam, Ben YORK, Haresh KAMATH, Tom KEY a Vikas SINGHVI. *Microgrids: A Primer* [online]. V: EPRI, 2013, s. 1-20 [cit. 2017-12-28]. Dostupné z: http://nyssmartgrid.com/wp-content/uploads/Microgrid_Primer_v18-09-06-2013.pdf
- [8] M. CHOWDHURY, "Grid integration impacts and energy storage systems for wind energy applications—A review," IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., pp. 1–8, 2011.
- [9] Zloženie zemného plynu a emisný faktor [online]. [cit. 2017-12-28]. Dostupné z: http://www.spp-distribucia.sk/sk_distribucna-siet/sk_zlozenie-zemneho-plynu-a-emisny-faktor
- [10] Webové stránky Power Exchange Central Europe a.s.. www.pxe.cz. 2016
- [11] Zákon o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov. V: Bratislava, 2009, Zákon 309/2009 Z. z.
- [12] Úrad pre reguláciu sieťových odvetví: Rozhodnutie. V: Bratislava, 2015, 0099/2016/E, 0013/2016/E, 0043/2016/E.
- [13] Úrad pre reguláciu sieťových odvetví: Rozhodnutie. V: Bratislava, 2014, 0048/2015/E, 0015/2015/E, 0054/2015/E.
- [14] Úrad pre reguláciu sieťových odvetví: Rozhodnutie. V: Bratislava, 2013, 0105/2014/E, 0329/2014/E, 0024/2014/E, 0025/2014/E.
- [15] Úrad pre reguláciu sieťových odvetví: Rozhodnutie. V: Bratislava, 2012, 0065/2013/E, 0067/2013/E, 0040/2013/E, 0022/2013/E.
- [16] Úrad pre reguláciu sieťových odvetví: Rozhodnutie. V: Bratislava, 2011, 0048/2012/E, 0050/2012/E, 0202/2012/E, 0054/2012/E, 0005/2012/E.
- [17] MASTNÝ, P.; DRÁPELA, J.; MACHÁČEK, J.; PTÁČEK, M.; RADIL, L.; BARTOŠÍK, T.; PAVELKA, T.; MIŠÁK, S. *Obnovitelné zdroje elektrické energie*. EFEKT. Praha, České vysoké učení technické v Praze. 2011. 256 p. ISBN 978-80-01-04937-2.
- [18] Zákon o dani z příjmov. V: Bratislava: Národná rada Slovenskej republiky, 2003, Zákon 595/2003 Z. z.