

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická
Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd

Optimalizace zdrojů elektrické energie v obchodní společnosti

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Bc. Jan Hájek

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

Studijní obor: Elektrotechnika a management

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management

Praha 2019



ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Hájek** Jméno: **Jan** Osobní číslo: **420038**
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:

Optimalizace zdrojů elektrické energie pro obchodní společnost

Název diplomové práce anglicky:

Optimization of power sources in an industrial company

Pokyny pro vypracování:

- 1) Identifikujte a popište používané metody návrhu a optimalizace využívání decentrálních zdrojů energie v místech spotřeby
- 2) Popište a zhodnotte dostupné decentrální zdroje elektrické energie vhodné pro podmínky ČR
- 3) Charakterizujte vybranou modelovou společnost a proveďte analýzu jejího spotřebního diagramu
- 4) Proveďte návrh a optimalizaci decentrálního zdroje pro vybranou společnost

Seznam doporučené literatury:

- 1) Utilities' business models for renewable energy: A review; M. Richter
- 2) Optimization Methods for Energy Systems; C. A. Frangopoulos
- 3) Optimization of on-site renewable energy generation for industrial sites; S. Ruangpattana, D. Klabjan, J. Arinez, and S. Biller
- 4) Multicriteria optimization of a distributed energy supply system for an industrial area; D. Buoro, M. Casisi, A. De Nardi, P. Pinamonti, and M. Reini

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

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

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

Datum zadání diplomové práce: **13.02.2019**

Termín odevzdání diplomové práce: **15.08.2019**

Platnost zadání diplomové práce: **20.09.2020**

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

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

prof. Mgr. Petr Páta, Ph.D.
podpis děkana(ky)

III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

Datum převzetí zadání

Podpis studenta

Prohlášení

„Prohlašuji, že jsem předloženou práci vypracoval samostatně a že jsem uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o dodržování etických principů při přípravě vysokoškolských závěrečných prací.“

V Praze dne

.....

Bc. Jan Hájek

Poděkování

Rád bych poděkoval Ing. Tomáši Králíkovi, PhD. a doc. Ing. Jaromíru Vastlovi, CSc. za cenné připomínky a pomoc při vedení, resp. konzultování, této diplomové práce.

Abstrakt

V dnešní době je v ČR poměrně dobře rozvinutá elektrizační soustava. Přesto se stále najdou jednotky případů, kdy se firmy potýkají při výstavbě nových výrobních hal a logistických center s problémem možnosti rezervovat si u provozovatele distribuční soustavy elektrický příkon, který nezajistí trvalé dodávky elektřiny plánované nové budovy. Tato práce je zaměřená na identifikaci vhodných decentralizovaných zdrojů elektřiny (DEZ), které jsou schopné v podmínkách ČR tento problém řešit a na jejich správnou optimalizaci, tak aby jejich instalace a provoz byly co nejméně nákladné. V aplikační části práce analyzuji a navrhuji vhodné DEZ na objektu řešící výše popsany problém. Z provedené analýzy a optimalizace vyplynulo, že kombinací kogeneračních jednotek, fotovoltaické elektrárny a omezeného příkonu z DS je možné zajistit podnikům v ČR trvalou dodávku elektrického příkonu. Při rostoucí ceně elektrické energie by do budoucna mohlo být takové řešení konkurenceschopné odebírání elektrické energie z DS.

Klíčová slova

Energetický management v podniku, optimalizace výrobních zdrojů energie, kogenerační jednotky, fotovoltaická elektrárna

Abstract

The electrification system in Czech Republic is generally highly reliable in case of electricity supply. However, in Czech Republic still occur cases during planning new buildings and logistic centers providing company's operations in which there is only limited electricity power from the electricity distribution system, that will not meet the energy needs of the planned building. This thesis is identifying decentralized electric power sources suitable for application in the Czech Republic and on their optimization, so that their installation and operation is the most economically effective. In the application part of the thesis are decentralized energy sources optimized on the real data of planned logistic center. The result of the analysis and the optimization is that with help of cogeneration units, photovoltaics and limited power input from the distribution system it is possible to ensure the reliable electricity supply to the companies' buildings in the Czech Republic. Moreover, if the electricity prizes will grow in the future, this solution can be favourable to the electricity supply from the centralized electrification system.

Key Words

Energy management in retail sector business, optimization of power generation, cogeneration unit, photovoltaics power plant

1	ÚVOD	9
2	POPIS A ZHODNOCENÍ DOSTUPNÝCH DECENTRÁLNÍCH ZDROJŮ ELEKTRICKÉ ENERGIE VHDNÉ PRO PODMÍNKY ČR	10
2.1	SOUČASNÝ STAV ENERGETIKY ČR	11
2.1.1	KLIMATICKO-ENERGETICKÉ BALÍČKY EU	13
2.1.2	PODPOROVANÉ ZDROJE ENERGIE	13
2.1.3	STÁTNÍ ENERGETICKÁ KONCEPCE (SEK)	14
2.1.4	PILOTNÍ PROJEKT DEZ V ČR	17
2.2	KOGENERAČNÍ JEDNOTKA (KGJ)	17
2.2.1	FINANČNÍ PODPORA KGJ	18
2.2.2	DĚLENÍ NÁKLADŮ NA ELEKTRINU A TEPLA KGJ	18
2.2.3	OPTIMALIZACE A PROVOZ KGJ	20
2.3	FOTOVOLTAICKÁ ELEKTRÁRNA	20
2.3.1	VÝVOJ CEN FV PANELŮ	22
2.3.2	CENA FVE S BATERIOVÝM SYSTÉMEM	24
2.4	PŘÍKON Z DS	25
2.4.1	SLOVNÍK POJMŮ SPOJENÝCH SE ZAVEDENÍM ODBĚRNÉHO MÍSTA A VÝROBNY ELEKTRINY NA VN	25
2.4.2	PŘEKROČENÍ PŘÍKONU A KAPACITY ODBĚRU Z DS	26
2.4.3	ENERGETICKÁ BEZPEČNOST Z POHLEDU PPS A PODNIKATELSKÝCH SPOLEČNOSTÍ	27
2.4.4	SPOLEHLIVOST ES A JEJÍ PARALELY VE SPOLEHLIVOSTI DODÁVEK ELEKTRINY VE MNOU STUDOVANÉM PŘÍKLADU	29
3	POPIS POUŽÍVANÝCH METOD NÁVRHU A OPTIMALIZACE DEZ V MÍSTECH SPOTŘEBY	31
3.1	SYSTÉMOVÉ INŽENÝRSTVÍ	31
3.1.1	MATEMATICKÉ MODELOVÁNÍ OPTIMALIZAČNÍ ÚLOHY	32
3.1.2	POSTUP SYSTÉMOVÉHO INŽENÝRSTVÍ	33
3.2	METODY UŽÍVANÉ PŘI DIMENZOVÁNÍ KAPACIT ENERGETICKÝCH ZDROJŮ	34
3.2.1	KRITERIÁLNÍ FUNKCE PŘI OPTIMALIZOVÁNÍ ENERGETICKÝCH SYSTÉMŮ	35
3.2.2	METODA MAXIMÁLNÍHO ČTYŘÚHELNÍKU (MMČ)	36
3.2.3	LINEÁRNÍ PROGRAMOVÁNÍ (LP)	37
3.2.4	NELINEÁRNÍ PROGRAMOVÁNÍ (NLP)	37
3.2.5	DYNAMICKÉ PROGRAMOVÁNÍ (DP)	37
3.2.6	GENETICKÝ ALGORITMUS (GA)	37
3.2.7	OPTIMALIZACE HEJNEM ČÁSTIC (PARTICLE SWARM OPTIMIATION, PSO)	37
3.3	PŘÍKLADY MATEMATICKÉHO MODELOVÁNÍ V ENERGETICE	38
4	CHARAKTERISTIKA VYBRANÉ MODELOVÉ SPOLEČNOSTI A ANALÝZA JEJÍHO SPOTŘEBNÍHO DIAGRAMU	40
4.1	PŘEDSTAVENÍ SPOLEČNOSTI	40
4.1.1	ANALÝZA PŘÍKONŮ A SPOTŘEBY ELEKTRINY PROVOZOVANÉHO LC	41
4.1.2	ANALÝZA PŘÍKONŮ ELEKTRINY PLÁNOVANÉHO LC	42
4.1.3	ZÁLOHA ELEKTRICKÉHO PŘÍKONU	47

4.1.4	DATA O SPOTŘEBĚ TEPLA	48
4.1.5	URČENÍ DISKONTU SPOLEČNOSTI PRO EKONOMICKÉ OHODNOCENÍ PROJEKTŮ	50
4.1.6	CENA ENERGIÍ	52
4.1.7	ZVOLENÉ EKONOMICKÉ UKAZATELE PRO EKONOMICKÉ POROVNÁNÍ JEDNOTLIVÝCH VARIANT	55
4.2	ZÁVĚR ENERGETICKÉ ANALÝZY PODNIKU A PŘEDPOKLADY OPTIMALIZACE	56
4.2.1	PŘEHLED MOŽNÝCH TECHNOLOGIÍ K ZAJIŠTĚNÍ ENERGETICKÉHO PŘÍKONU A VÝBĚR TECHNOLOGIÍ ŘEŠENÝCH V RÁMCI TÉTO PRÁCE	58
5	<u>NÁVRH A OPTIMALIZACE DECENTRÁLNÍCH ZDROJŮ PRO VYBRANOU SPOLEČNOST</u>	59
5.1	NASAZENÍ FVE	59
5.1.1	ODHADOVANÉ INVESTIČNÍ NÁKLADY FVE	60
5.1.2	URČENÍ VÝROBY ELEKTRICKÉ ENERGIE Z FV PANELU	60
5.1.3	DATABÁZE DOPADAJÍCÍHO SLUNEČNÍHO ZÁŘENÍ NA FVE	62
5.1.4	EKONOMICKÉ HODNOCENÍ FVE	65
5.1.5	CITLIVOSTNÍ ANALÝZA VYBRANÝCH PARAMETRŮ	65
5.2	ZDROJ ZE SÍTĚ	69
5.3	VÝBĚR KGJ A KONEČNÉ POROVNÁNÍ CELKOVÝCH VARIANT	71
5.3.1	OPTIMALIZACE PROVOZU A VÝBĚR KGJ	71
5.3.2	VÝBĚR A POROVNÁNÍ KGJ	74
5.3.3	HODNOCENÍ VÝSLEDKŮ	75
6	<u>ZÁVĚR</u>	81
6.1.1	MOŽNÁ UPŘESNĚNÍ VÝSLEDKŮ	82
7	<u>POUŽITÉ ZDROJE</u>	83
	<u>SEZNAM OBRÁZKŮ</u>	88
	<u>SEZNAM TABULEK</u>	89
	PŘÍLOHA 1: EKONOMICKÉ VSTUPY PRO HODNOCENÍ FVE	90
	PŘÍLOHA 2: ZPŮSOB ŘÍZENÍ KGJ	91

1 Úvod

V druhé polovině minulého století byla výroba elektrické energie a jejího plánování čistě v rukách velkých národních společností a celá energetická soustava tak byla silně centrálně řízená. Ovšem technologický pokrok decentrálních energetických zdrojů a změna politických priorit v elektroenergetice přináší mnohé příležitosti konečným spotřebitelům k pokrývání vlastního příkonu elektřiny. Mezi významné konečné spotřebitele, řešící otázku instalace vlastních decentrálních energetických zdrojů (DEZ), se řadí obchodní společnosti a průmyslové podniky.

Je hned několik důvodů, proč velké podnikatelské subjekty řeší instalaci vlastních DEZ. Primárním důvodem je ušetření nákladů na energie zajišťující chod podniku. Dalšími častými motivacemi pro investici do DEZ jsou technické důvody (při kterých společnost potřebuje zvýšit kvalitu nebo kvantitu příkonu společnosti), legislativní (některé společnosti musí mít zákonem danou zálohu části příkonu) případně i marketingové (aby zákazníci vnímali firmu jako energeticky šetrnou k životnímu prostředí, například využíváním obnovitelných zdrojů elektřiny (OZE)). V rámci této diplomové práce se zaměřím na technickou motivaci podniku, který je v situaci, kdy má podnik omezený rezervovaný příkon z DS, který nestačí na pokrytí očekávaného příkonu nově plánovaného logistického centra. Jedná se tak o úlohu, ve které bude řešen problém s dodávkou kvantity elektřiny.

V první části mé práce představím (DEZ) vhodné pro instalaci v průmyslových podnicích v ČR. Zaměřím se na aktuální stav energetiky v EU a v ČR a představím směr, kterým se dnešní energetika ubírá. To mi pomůže s identifikací zdrojů elektřiny, se které by měli v budoucnu nabývat v ČR na významu. Na základě této analýzy představím technické, legislativní a ekonomické aspekty vybraných DEZ, abych na základě těchto informací mohl správně optimalizovat energetický systém v plánovaném logistickém centru.

V další části se proberu postup optimalizace a používané optimalizační metody v elektroenergetice. V kapitole zmíním, jaké problémy se nejčastěji optimalizují v případě instalace a provozu DEZ u spotřebitele, představím obecně optimalizační metody, které se využívají v energetice a v závěru kapitoly uvedu některé příklady odborných prací využívající uvedené metody.

V aplikační části práce představím reálnou situaci, kterou aktuálně řeší vybraná obchodní společnost. Jak již bylo uvedeno, jedná se o nalezení řešení k omezenému příkonu z DS plánovaného objektu, který společnost potřebuje co nejdříve postavit a provozovat. Cílem této práce je tak zajistit trvalou a spolehlivou dodávku elektrického výkonu plánovanému logistickému centru. K vyřešení dané situace nejprve analyzuji očekávanou spotřebu energií plánovaného objektu. Dále detailněji popíši celou situaci a představím veškerá omezení. Na základě těchto informací navrhu vhodné DEZ zajišťující technickou potřebu příkonu elektřiny s ohledem na dosažení rozumné rovnováhy mezi zajištěním rizik spojených s výpadkem příkonu a ekonomičností celého projektu.

2 Popis a zhodnocení dostupných decentrálních zdrojů elektrické energie vhodné pro podmínky ČR

Dle studie společnosti EGÚ Brno [1] jsou za decentrální zdroje elektřiny považovány veškeré zdroje elektřiny, které jsou připojené k síti vysokého a nízkého napětí. Tyto zdroje jsou umístěny v blízkosti zatížení, které pokrývají a mívají malý instalovaný výkon (do 10 MW). Decentrální zdroje často využívají obnovitelné zdroje energie – vodní toky, geotermální energie, sluneční záření, biomasu a větrnou energii. Ty se doplňují o využívání spalovacích motorů menších výkonů – kogenerační jednotky, dieselaagregáty...

Centrální zdroje elektřiny definuje EGÚ Brno jako zdroje připojené do přenosové soustavy (sítě o napěťových hladinách 400 kV a 220 kV) a do distribuční soustavy o hladině 110 kV. Tyto zdroje mají zpravidla instalovaný výkon o několika stovkách až tisících MW a jimi generovanou elektřinu je potřeba dopravit na dlouhé vzdálenosti do míst spotřeby.

Ve státech Evropské unie převládá model centrální výroby elektřiny. Tento model se stal z historického hlediska úspěšným především z následujících důvodů: ekonomické benefity plynoucí z výroby ve velkých energetických zařízeních, dobré technické a ekonomické vlastnosti přenosu elektřiny na velké vzdálenosti a ve velkém objemu na velké vzdálenosti, poměrně snadná centrální říditelnost a plánování elektrické výroby, nižší potřebné investice do výroby a větší možnost kontroly státu nad výrobou elektřiny.

Díky technologickému pokroku, politické motivaci s cílem změny dopadu energetiky na klima EU a legislativní podpoře instalace obnovitelných zdrojů elektřiny (OZE) narůstá v poslední době decentrální energetika na významu. Instalování decentrálních energetických zdrojů (DEZ) ve větší míře je výzvou pro systém centrálního řízení energetiky z důvodu potenciálně těžšího odhadování průběhu spotřeby elektřiny koncovými zákazníky, obtížnější říditelností těchto zdrojů, jejich intermitentností (především fotovoltaické a větrné elektrárny) a nejasným vlivem na ceny elektřiny do budoucna.

Na druhou stranu přináší DEZ do energetických systémů několik přínosů a příležitostí. Společnost IRENA [2] vidí velký přínos DEZ především v umožnění většímu množství účastníků trhu s energiemi přejít z pasivní pozice na aktivního účastníka trhu a stát se tzv. prosumerem (kombinace slov consumer a producer, tedy spotřebitel a výrobce). Společnost IRENA předpovídá stále větší význam DEZ, což přinese i nové obchodní modely. Již dnes se v legislativě EU zavádějí nové termíny jako flexibilita, obchodování s flexibilitou, agregace, agregátoři a další [3], [4].

Dle Martinéze [5] má decentrální výroba elektřiny následující přínosy:

1. DEZ snižují závislost na dodávkách elektřiny z distribuční sítě, čímž se zvyšuje spolehlivost dodávky elektřiny.
2. DEZ snižují potřebu investic do distribučních a přenosových sítí.
3. Lokální agregace může být použita k poskytování podpůrných služeb v distribuční soustavě (DS).
4. Investice do prvků DEZ umožňují aktivní účast menších koncových spotřebitelů na trhu s elektřinou.
5. DEZ, především pak OZE, mají pozitivní dopad na životní prostředí, jako je snížení emisí skleníkových plynů, vyšší energetickou účinnost a snížení dopadů energetiky na zdraví obyvatel.

Na druhou stranu DEZ vyvolávají mnohé výzvy nejenom pro koncové zákazníky, ale především pro další účastníky trhu, jako např. operátory a regulátory trhu (OTE a ERÚ), výrobce elektřiny, operátory přenosové a distribuční soustavy (OPS a ODS) a obchodníky. První nastavení fungování energetického trhu s rostoucím instalovaným výkonem v DEZ řeší schválený Zimní energetický balíček [3], [4]. Například je v nařízení a směrnici řešeno umožnění přístupu k informacím o výrobě elektřiny z DEZ operátorům PS z důvodu efektivního udržování energetické bilance sítě. Většinu těchto procesů by mělo zajišťovat OTE a ERÚ. DEZ přináší příležitosti i pro velké výrobní energetické společnosti, které díky své pozici mohou snadno vytvářet nové obchodní modely. Například firma ČEZ Energo dnes centrálně provozuje 119 malých a středních kogeneračních jednotek (KGJ) rozmístěných po celé ČR s celkovým instalovaným výkonem 94 MW [6].

Z pohledu provozovatele distribuční sítě (PDS) není zcela jednoznačné, zda jsou DEZ pro ně více přínosem nebo rizikem. Při zamezení přetokům DEZ do DS jsou tyto zdroje přínosem snížením zatížení DS a tím snižováním nákladů na jejich údržbu a opravu. Na druhou stranu snižuje se tím odběr elektřiny ze sítě koncovými zákazníky, což znamená i menší příjem pro PDS. V momentě, že většina obyvatel nějaké obce začne získávat elektrickou energii z vlastních DEZ, bude v dané oblasti odebíráno méně elektřiny z DS a tím se sníží příjem provozovatele této sítě. Kdo pak bude platit PDS za investice do DS? Jak k takové situaci přistoupí zákazníci, kteří nebudou mít možnost investovat do vlastních DEZ? Budou ochotni pokrývat zvýšené náklady na udržování DS v bezpečném provozu?

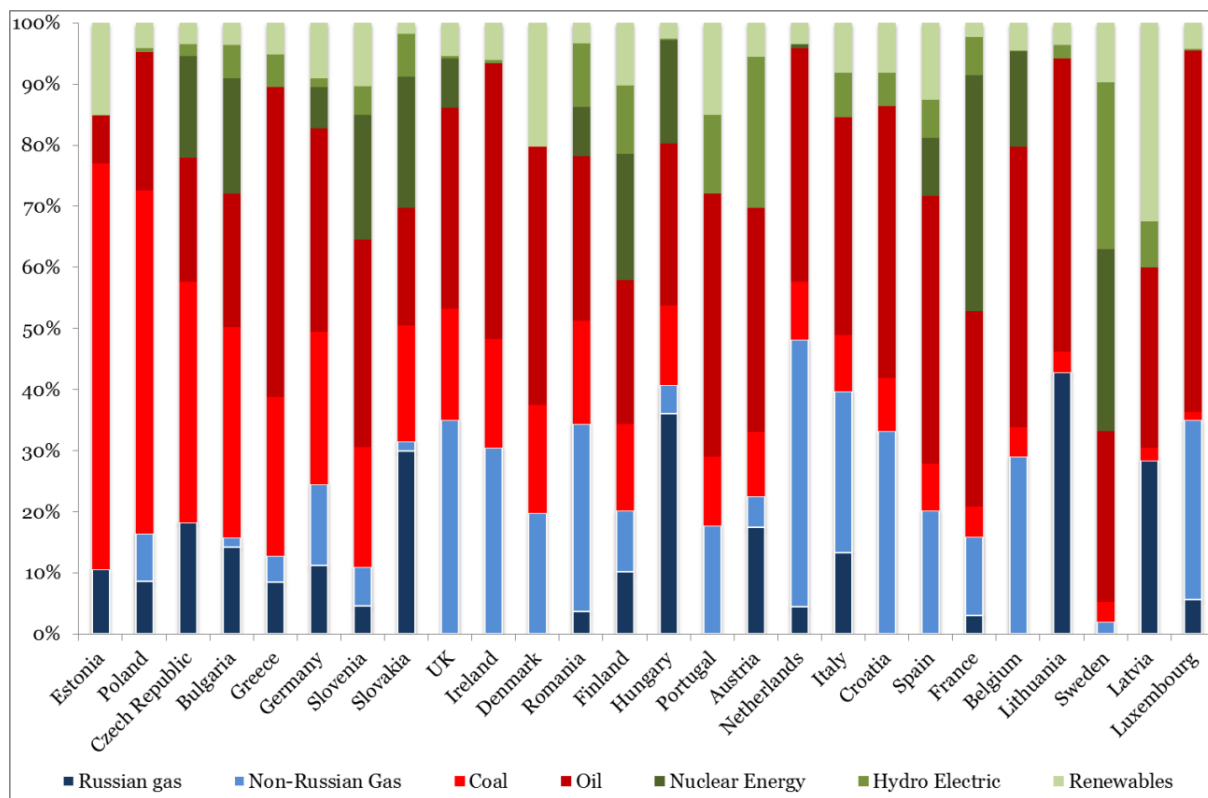
Z výše uvedeného přehledu je evidentní, že DEZ na jednu stranu přináší výhody většině účastníkům trhu s elektřinou. Na druhou stranu přináší pro některé účastníky trhu mnoho výzev. Z důvodu nižší ekonomické návratnosti DEZ je prozatím ve většině případech otázka instalace nových DEZ v rukách politiků a regulátorů trhu, kteří mohou díky mnohým ekonomickým pobídkám motivovat účastníky trhu k instalování a využívání DEZ. Z tohoto pohledu se dá říci, že je to zatím ekonomicky regulovaný trh, který částečně řídí stát. Stav trhu s elektřinou a jeho současný směr (nastavený především politikou EU) je představen v následující části kapitoly.

2.1 Současný stav energetiky ČR

Z důvodu členství ČR v EU je trh s elektřinou na našem území velmi ovlivňován politickými rozhodnutími na úrovni Unie. Od přijetí Lisabonské smlouvy je otázka energetiky zakotvena v primárním právu. Smlouva vstoupila v platnost v roce 2009 a členským státům dává za cíl zajištění fungování trhu s energií, bezpečnost dodávek energie, podporu energetické účinnosti a obnovitelných zdrojů energie a podpora propojení energetických sítí. V rukách jednotlivých států stále zůstala do jisté míry pravomoc stanovení podmínek využívání energetických zdrojů, volby skladby energetických zdrojů (tzv. energetického mixu) a volby skladby zásobování energií [7]. Záměrně používám v předešlé větě slovo „do jisté míry“, jelikož se snahou většího využívání OZE v energetice začala EU jejím členským státům částečně zasahovat do jejich energetického mixu. O této problematice budu psát níže.

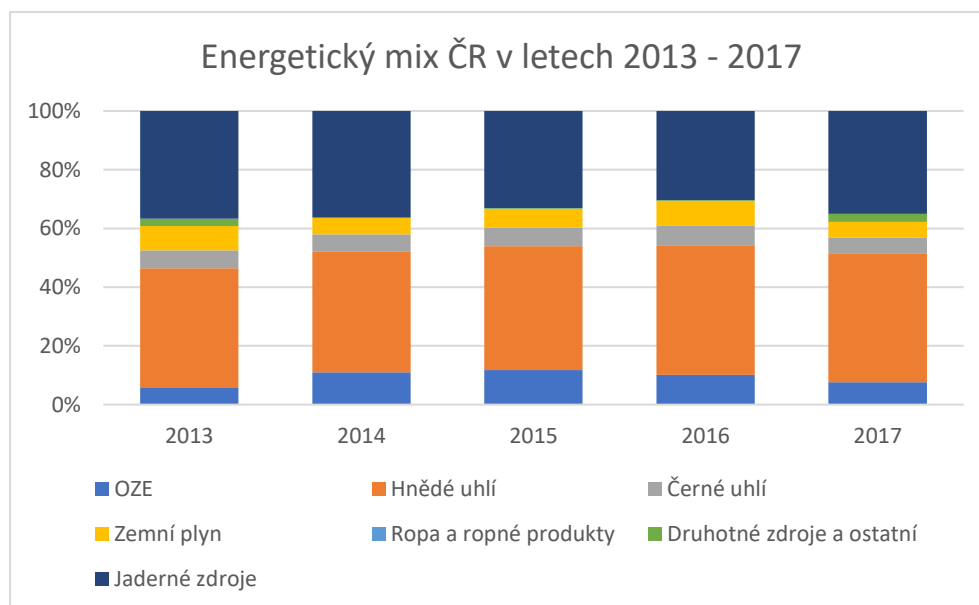
Je několik důvodů, proč je důležité pro jednotlivé státy mít kontrolu nad svými energetickými zdroji a jejich skladbou. Mezi ty nejdůležitější patří dostupnost určitých zdrojů energie (např. zásoby uhlí, větrné počasí...), energetická bezpečnost a nezávislost. Různorodost výroby elektrické energie států EU je zobrazena na obrázku níže. Hned na první pohled je evidentní rozdíl ve využívání uvedených energetických zdrojů mezi jednotlivými státy. Toto tvrzení lze za pomoci obr. 1 demonstrovat například na využívání vodních elektráren ve vybraných státech EU, který je velmi ovlivněn přírodními podmínkami dané země. Například ČR již v dnešní době využívá potenciál vodních elektráren téměř naplno [8] je jejich podíl na celkovém energetickém mixu

minimální oproti podílu na energetickém mixu států s vhodnějšími přírodními podmínkami pro jejich využití (např. Rakousko, Švédsko).



Obrázek 1: Energetický mix států EU [9].

Má práce je zaměřena na zavádění energetických zařízení v ČR a z toho důvodu představím na následujících stránkách energetický mix ČR a jeho možné změny do budoucna. Vývoj energetického mixu ČR na výrobě elektřiny mezi lety 2013 a 2017 je zobrazen na obr. 2.



Obrázek 2: Energetický mix ČR mezi lety 2013 a 2017 (zdroj: www.ote-cr.cz)

Na uvedeném 5letém přehledu je vidět, že v krátkodobém horizontu se energetický mix ČR významně nemění. Nejvíce proměnnou složkou je v uvedeném zobrazení energie pocházející z OZE, které nejsou zcela říditelnými zdroji a jsou závislé na přírodních podmínkách (např. vodní elektrárny

jsou závislé na množství vody v řekách). Na tyto výkyvy musí reagovat další elektrárny, které k výrobě elektrické energie v naprosté většině využívají fosilní paliva. Energetický mix ČR ukazuje velmi významnou závislost energetiky ČR na uhlí a jádru. Právě závislost na těchto dvou zdrojích může být v dlouhodobém horizontu pro ČR problematická. Generování elektrické energie z uhlí má před sebou dvě překážky: stoupající ekonomické zatížení emisními povolenkami a tenčící se vyčerpávané zásoby hnědého uhlí na našem území. Navíc do 20 let by měla skončit životnost velké části jaderných bloků, které bude potřeba nahradit novými nebo ještě prodloužit životnost bloků stávajících.

Další výzvou, více relevantní pro téma mé práce, je v současné době malý podíl OZE na energetickém mixu. To je problémem především z důvodu nasměrování vývoje energetiky představiteli EU. V následující části této kapitoly více rozeberu nasměrovaný trend vývoje energetiky EU, plán ČR jak se s uvedenými výzvami hodlá vypořádat a jaké příležitosti to pro energetiku v podnikatelském sektoru přináší.

2.1.1 Klimaticko-energetické balíčky EU

Své první cíle v oblasti snižování dopadu energetiky na klima přijala EU v prosinci roku 2008 v rámci tzv. prvního klimaticko-energetického balíčku, ve kterém byl udán směr EU naplnění svých cílů v oblasti energetiky a ochraně klimatu do roku 2020. V porovnání s rokem 1990 si EU stanovila následující cíle: snížení emisí skleníkových plynů o 20 %, dosažení 20% podílu OZE na energetické spotřebě a zvýšení energetické účinnosti o 20 %. Dle vyjádření Ministerstva životního prostředí je EU na dobré cestě tyto cíle splnit [10].

Aktuálně schvalovaný zimní balíček nastiňuje směr evropské energetiky v období 2021–2030. Tento balíček navazuje na vybrané cíle přijaté v rámci tzv. Pařížské dohody a jsou v něm stanoveny závazné cíle EU v oblasti energetiky a klimatu. Do roku 2030 by měly vcelku státy EU dosáhnout následujících zlepšení: snížení domácích emisí skleníkových plynů o 40 % v porovnání s rokem 1990, dosažení 27% podílu spotřeby obnovitelné energie v Unii, zlepšení energetické účinnosti o 27-30 % a dosažení 15% propojení elektrizačních soustav. Na těchto cílech také bude participovat i naše země, což zasahuje i do pravidel fungování trhu s energiemi v ČR a vede k mnohým legislativním změnám. V reakci na přicházející nařízení a směrnice z EU se v ČR musí pozměňovat některé platné zákony, případně vydávat zákony nové. Jeden ze základních zákonů řešící problém malého podílu OZE je Zákon č. 165/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie (Zákon o POZE).

2.1.2 Podporované zdroje energie

V současné době se připravuje novela Zákonu o POZE. Ta primárně reaguje na změny energetického trhu spojeného se schváleným zimním energetickým balíčkem. V důvodové zprávě novelizace Zákonu o POZE jsou postupně shrnuty motivace ke změně současného znění zákona [11]. Primárním motivem novelizace Zákonu o POZE je, aby ČR byla schopna přispět k dosažení energetických cílů vytyčených Unii. To jsou již zmiňované cíle do roku 2030 schválených v rámci zimního energetického balíčku. EU si stanovila celkový cíl pro energii z OZE na celkové spotřebě energie ve výši 32 %. Dle propočtených odhadů by měl v ČR do roku 2030 dosahovat podíl OZE na celkové spotřebě energie 20,8 %. Novelizovaný Zákon o POZE by měl určit jasná pravidla a podmínky podpory OZE, aby investoři a soukromí sektor byli dostatečně motivováni k zavádění kroků vedoucích ke splnění odhadovaného cíle podílu energie z OZE.

V roce 2016 byl podíl OZE na celkové spotřebě energie v ČR 14,89 %. Do roku 2030 tedy bude potřeba navýšit tento podíl minimálně o 6 % oproti stavu z roku 2016. K dosažení předpokládaného navýšení se ČR musí zaměřit nejenom na instalaci nového výkonu z OZE, ale

zároveň bude nutné zachovat v provozu ty, které byly uvedeny do provozu v minulosti, ale do roku 2030 by měli ztratit nárok na čerpání provozní podpory anebo dosáhnou své životnosti. V tomto ohledu představuje velké riziko potenciální odpojování palivových zdrojů využívajících biomasu a bioplyn, které v roce 2016 zajišťovali 6,3% podíl na celkové konečné spotřebě energie. Většina těchto zdrojů by měla ztratit nárok na provozní podporu do roku 2028. Je tedy potřeba nastavit taková legislativní opatření, aby bylo zajištěno udržení maximálního možného množství těchto zdrojů v provozu i do dalších let.

V současné době je provozní podpora výroby elektřiny dvojího druhu – pomocí výkupních cen anebo zelených bonusů. Ty jsou definovány již zmíněnou důvodovou zprávou následovně, cit.: „*Výkupní cena je cena, na kterou má nárok výrobce bez ohledu na aktuální výši tržní ceny. Podpora formou výkupních cen zajišťuje výrobcí patnáctiletou dobu návratnosti vložených finančních prostředků při dodržení stanovených tzv. technicko-ekonomických parametrů. Zelený bonus je vyplácen za vlastní spotřebu výrobce nebo jako „příspěvek“ k tržní ceně, za kterou výrobce prodal vyrobenou energii. Součet tržní ceny a zeleného bonusu by měl být vyšší než výkupní cena. V případě elektřiny je forma zeleného bonusu rozdělena dále do režimu ročního zeleného bonusu (menší výrobci) a hodinového zeleného bonusu (větší výrobci), který je více tržně orientován.*“ [11]

I přesto, že důvodová zpráva definuje pojem výkupní cena, neočekává se, že tento způsob podpory bude v následujících letech využíván. Závěry z novelizovaného zákona o POZE, které by mohli být důležité pro průmyslové podniky, jsou ve stručnosti následující:

- 1) Malé zdroje do 1 MW již nebudou podporovány formou výkupních cen, ale jen formou hodinových zelených bonusů.
- 2) Neočekává se vypisování provozní podpory FVE.
- 3) Zdroje nad 1 MW budou podporovány formou soutěžních nabídkových řízení (aukcí). Tento princip vyplývá jako povinnost z legislativy EU.
- 4) Zavedení nové formy podpory, která by napomohla k udržení některých momentálně již provozovaných zdrojů, rozvoji nových zdrojů a zajištění sektorových cílů OZE ve vytápění a chlazení.
- 5) Zavedení nových forem podpory pro zajištění sektorového cíle OZE v dopravě (podpora biometanu).

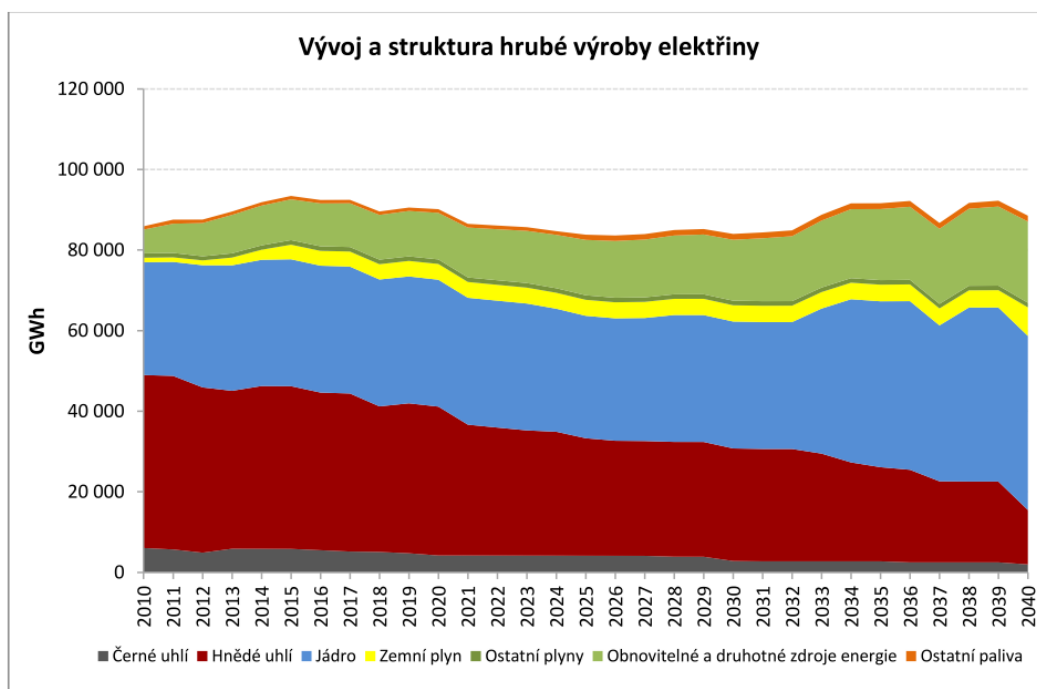
Pro průmyslové podniky to znamená, že pokud budou chtít mít plnou kontrolu nad jimi stavěnými, tak budou muset instalovat do svých výroben zdroje o výkonu do 1 MW. Zdroje nad 1 MW bude možné vystavět jen na základě aukcí vypisovaných státem a není jisté, jestli tyto aukce by podnik vyhrál. Z důvodu rušení výkupních cen bude výhodnější dimenzovat vlastní OZE tak, aby jimi generovaná elektřina byla co nejvíce využita v místě spotřeby. Do budoucna se dá očekávat vypisování podpory využívání OZE v dopravě, která má v průmyslu a celé logistice podniků významnou roli.

2.1.3 Státní energetická koncepce (SEK)

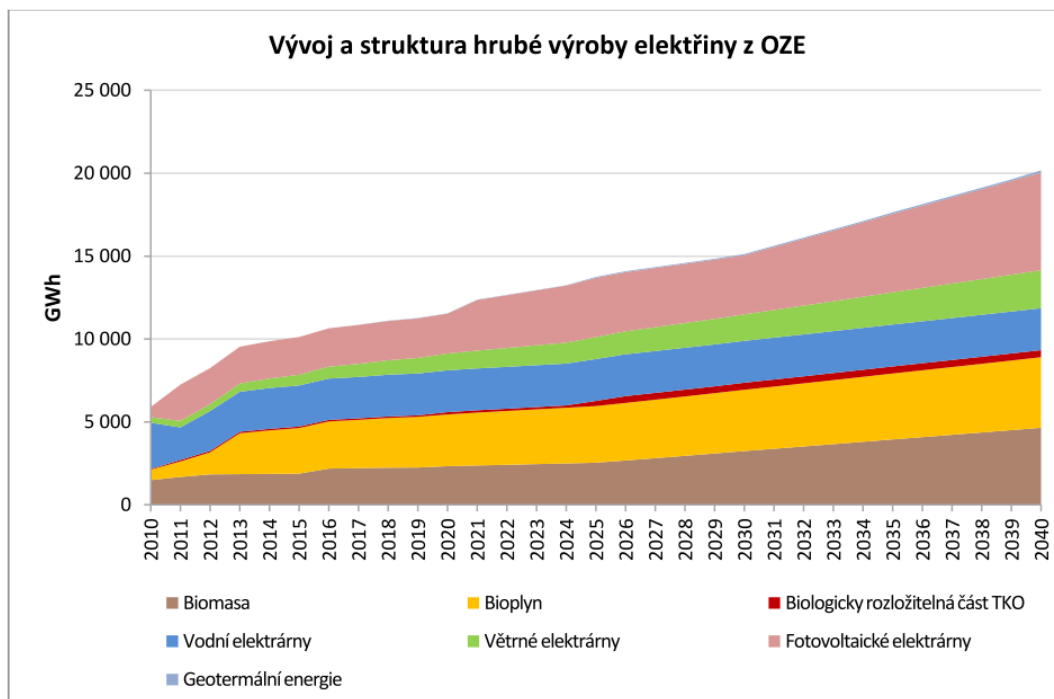
SEK [12] je dokument přijatý vládou v roce 2015, který stanovuje strategické záměry ČR v oblasti energetiky na následujících 25 let (tedy do roku 2040). Cílem SEK je zajistit stabilitu investorům, občanům a státní správě v dnešní dynamické době. Z tohoto dokumentu plyne, že do roku 2040 bude elektrická energie z hlediska spotřeby energií v ČR stále více nabývat na významu. SEK předpokládá, že tento nárůst bude vyvolán rostoucí spotřebou elektřiny u velkooběhvatelů a v podnikatelské sféře. S rostoucí poptávkou po elektřině by měla v průmyslu růst také spotřeba plynu. Celková spotřeba plynu v ČR by se neměla měnit, jelikož nárůst v průmyslu by měl dorovnat

očekávaný pokles spotřeby zemního plynu v domácnostech. Tyto předpověď naznačuje směr, kterým by se zdroje v průmyslu měli v blízké budoucnosti ubírat.

V následujících letech se nebude měnit jen spotřeba elektřiny, ale i struktura její výroby. Na obr. č. 3 je zobrazen předpokládaný vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny v ČR. Do roku 2040 by měla nejméně výrazněji poklesnout výroba elektrické energie z uhelných zdrojů. Očekává se, že do roku 2035 bude tento pokles z velké části nahrazen jadernými zdroji. Toto je ovšem problematika centrální elektroenergetiky. Pro decentrální energetiku je zajímavý plánovaný růst výroby elektřiny z obnovitelných a druhotných zdrojů a mírně rostoucí výroba elektřiny ze zemního plynu. Skupina OZE je velmi široká a pro další analýzu je potřeba ilustrovat jejich předpokládaný vývoj podle jednotlivých zdrojů, jelikož ne všechny zdroje se dají bezproblémově uplatnit v průmyslu. Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE je zobrazen na obr. č. 4.



Obrázek 3: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny v ČR do roku 2040.



Obrázek 4: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v ČR do roku 2040.

Z uvedené grafiky je evidentní stanovený cíl výroby elektřiny z OZE do roku 2040 na 20 TWh, který by měla ČR dosáhnout růstem všech druhů OZE kromě vodních elektráren, která již nemá příliš velký potenciál k dalšímu navyšování instalovaného výkonu. Při pohledu na plánovaný vývoj si můžeme například povšimnout několika výrazných zlomů v růstu výroby elektřiny z FVE. Tyto zlomy jsou v rámci SEK předpokládány z důvodu postupného dosahování konkurenceschopnosti FVE a baterií. Do budoucna se předpokládá, že FVE budou instalovány výhradně na budovách, ne kterých tomu nebrání jakékoliv další vlivy (např. ochrana památek, technická omezení). Za takového scénáře se v rámci SEK počítá s využitím nadpoloviční většiny střech na rodinných domech (>50 %) a průmyslových objektech (>70 %). Při splnění těchto podmínek se v rámci SEK očekává zvýšení hrubé výroby elektřiny z FVE ze současných 2 193 GWh (v roce 2017 [13]) na 5 884 GWh v roce 2040.

Postupný nárůst ve struktuře hrubé elektřiny z OZE se očekává i pro biomasu a bioplyn. Jak již bylo řečeno, pro naplnění tohoto předpokladu je potřeba nejprve zajistit pokračování fungování již vzniklých elektráren a poté se zaměřit na výstavbu nových. Využívání biomasy v podnikatelském sektoru je často vázáno na druh podnikání a generování elektrické energie přeměnou biomasy a bioplynu má tak potenciál v podnicích pracujících s přírodními surovinami. Mohou to být například podniky zemědělské, dřevozpracující nebo čističky odpadních vod. Nicméně ve většině podnikatelských objektech spalování biomasy představuje zbytečné nároky na zavádění nových procesů (nákup a dovoz biomasy, obsluha kotle na biomasu...). Má práce bude zaměřena na využívání DEZ v logistickém centru a z toho důvodu se biomase a bioplynu nebudou ve své práci dále věnovat.

Jak jsem výše uvedl, tak kromě OZE má zajímavý potenciál v průmyslových objektech spotřeba zemního plynu. Do budoucna je očekáván její růst, který by měl být vyvolán častějším zaváděním vysoce účinné KVET. Potenciální rozvoj KVET byl posouzen ve zvláštní publikaci z orku 2015, která byla mimo jiné podkladem pro SEK [14]. Dle této publikace se očekává do roku 2025 rozvoj jak mikro kogenerace (do 50 kW_e), tak malé kogenerace (do 1 MW_e) za předpokladu zachování současného systému jejich podpory. Tento systém by měl nadále motivovat představitele

průmyslových podniků, administrativních budov a budov služeb k jejich instalování z důvodu dobré ekonomické návratnosti. Očekává se, že naprostá většina instalovaných KGJ bude využívat zemní plyn jako svůj PEZ.

2.1.4 Pilotní projekt DEZ v ČR

Společnost TEDOM a.s., přední český výrobce kogeneračních jednotek, rozjel v roce 2016 pilotní projekt ostrovního režimu v rámci svého výrobního podniku ve Výčapech. Dodávku potřebné elektrické energie zajišťuje podniku instalovaná hybridní FVE o výkonu 51,48 kW, KGJ o výkonu 30 kW a baterie o kapacitě 80,88 kWh. Celý systém je nastaven tak, že primární výrobu elektřiny zajišťuje FVE. Následné rozdíly ve výrobě a spotřebě elektřiny jsou vykryty bateriovým systémem. Pokud tento systém není schopen dodat potřebnou elektrickou energii, je spuštěna KGJ. Takové momenty nastávají především během zimních měsíců, kdy je možné využít i teplo vyrobené KGJ. Firma uvádí, že důležitým prvkem je správné dimenzování energetických zdrojů, tak aby byla zajištěna vysoká využitelnost elektrické energie generované FVE a efektivně využívána primární energie paliva KGJ [15].

Závěrem k výběru DEZ vhodných k instalaci v průmyslových podnicích v ČR

Na základě popsaného vývoje energetiky 20. a 21. století je zřejmý nastavený směr energetiky vedoucí k rostoucímu významu DEZ. V průmyslu se v následujících letech počítá s nárůstem spotřeby elektrické energie a zemního plynu. Ten je podporován i současným trendem snižování emisí CO₂ do ovzduší a zvyšování podílu energie z OZE na celkové spotřebě energie. Tyto trendy vedou členské státy EU k pokračování vypisování podpor výroby energií z OZE. Představitelé průmyslových podniků řešících problém s dodávkou elektrické energie by tak měli mít i v blízké budoucnosti možnost získání podpory na provozování vlastních OZE. Podpora od státu by měla sloužit jako motivace soukromého sektoru k instalaci vlastních OZE případně KVET, tak aby ČR splnila stanovený cíl podílu energie z OZE a energetické účinnosti do roku 2030.

Z důvodu cílů našeho státu, technologického pokroku a přírodních podmínek našeho státu jsou podle mě nejvhodnějšími zdroji pro instalaci v průmyslových podnicích kogenerační jednotky a FVE s nebo bez bateriového systému.

2.2 Kogenerační jednotka (KGJ)

KGJ je zdroj s velmi vysokou účinností přeměny energie. Při součtu účinností výroby tepla a účinností výroby elektřiny se celková účinnost přeměny energie v KGJ blíží až k hranici využití energie paliva, zpravidla kolem 90 %. Při správném dimenzování a možném využití vyrobeného tepla je KGJ vhodným DEZ pro průmyslové podniky, budovy služeb, hotely, municipality, budovy státního sektoru a další budovy s větším odběrem tepla. Oproti DEZ využívající obnovitelné zdroje energie mají KGJ výhodu v dobré říditelnosti výkonu. Z ekonomického hlediska přináší KGJ úsporu za teplo a za elektřinu, na jejíž výrobu lze za splnění legislativou stanovených podmínek pobírat provozní podporu. Případné přebytky elektrické energie je možné dále prodat některému obchodníkovi s elektřinou.

KGJ využívají principu kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET) neboli kogenerace. Mastný [16] dělí KGJ dle několika kritérií. Na základě maximálního dosažitelného elektrického výkonu lze KGJ dělit na:

- 1) mikro-kogeneraci – kogenerace do výkonu 50 kW_e,
- 2) mini-kogeneraci – kogenerace do výkonu 500 kW_e,
- 3) kogeneraci malého výkonu – do 1 MW_e,
- 4) kogeneraci středního výkonu – do 50 MW_e,
- 5) kogeneraci velkého výkonu – nad 50 MW_e.

2.2.1 Finanční podpora KGJ

Jak poukazují D. Raddulovic a jeho kolegové [17] návratnost investice do KGJ je ovlivněna několika faktory: regulovanou cenou tepla, tarifní strukturou elektřiny a garantovanou podporou za výrobu nebo prodej elektřiny vyrobené KGJ. Dle Zákona o POZE patří v ČR KGJ do kategorie podporovaných zdrojů elektřiny. Na základě tohoto zákona je vyrobená elektrická energie z KGJ podporována formou zeleného bonusu, jehož výši stanoví na každý kalendářní rok ERÚ a zveřejňuje ji v Cenových rozhodnutích publikovaných na jejich internetových stránkách. Výše zeleného bonusu je pro KGJ určena na základě jejich instalovaného elektrického výkonu a na provozních hodinách KGJ za rok. Podpora elektřiny z KGJ pro rok 2019 je na obr. 5.

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		-	31.12.2019	0	200	3 000	938
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	-	31.12.2019	0	200	4 400	519
703		-	31.12.2019	200	1 000	3 000	571
704		-	31.12.2019	200	1 000	4 400	204
706		-	31.12.2019	1 000	5 000	3 000	281
707		-	31.12.2019	1 000	5 000	4 400	0
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

Obrázek 5: Výše zeleného bonusu pro elektřinu vyrobenou v KGJ pro rok 2019.

Pro výplatu zeleného bonusu není uzavírána smlouva. Vyrobené množství a splnění podmínek pro výplatu je vykazováno prostřednictvím informačního systému operátora trhu a na základě takto vykázaných údajů probíhá automatické vyúčtování a výplata odpovídající částky. Malé zdroje do 10 kW se vyhodnocují a zúčtovávají každé čtvrtletí. Ostatní zdroje se vyhodnocují v měsíčních intervalech [18]. Provozní podpora je vypisována na dobu životnosti energetických zdrojů, která se v případě KGJ odhaduje na 15 let. Životnost KGJ je především závislá na jejich provozních motohodinách.

Formálním požadavkem na uznání podpory z KGJ je potřeba, aby použité zařízení mělo osvědčení o původu elektřiny z vysokoúčinné KVET a musí dosahovat minimálně 10% úspory PZE oproti oddělené výrobě elektřiny a tepla. Splnění tohoto požadavku by měl podnik sdělit dodavatel KGJ.

Další důležitou podmínkou je, že KGJ musí být připojena k elektrizační soustavě ČR. Nesmí tedy být provozována v ostrovním režimu. Zároveň dodávka elektřiny musí být oprávněná. Při dodávání elektřiny do sítě si výrobce musí sjednat smlouvu o dodávce elektřiny s některým výrobcem. To znamená, že do soustavy nesmí být dodáno větší množství, než je rezervovaný příkon PDS.

2.2.2 Dělení nákladů na elektřinu a teplo KGJ

Jelikož v mnou probírané aplikační úloze je primární motivací instalace KGJ z důvodu pokrytí požadovaného elektrického příkonu průmyslové budovy, je třeba správně rozdělit náklady na generovaný elektrický a tepelný výkon. Náklady na výrobu energií z KGJ můžeme rozdělit na náklady společné pro výrobu elektřiny a tepla a na náklady přiřaditelné ke jednotlivým výrobkům, které se nedělí.

$$N_{KGJ} = N_{pel} + N_{ptep} + N_{spol} \quad [\text{Kč}] \quad (1)$$

Kde N_{KGJ} jsou celkové náklady na výrobu elektřiny a tepla z KGJ [Kč]
 N_{pel} jsou přímé náklady na výrobu elektřiny [Kč]
 N_{ptep} jsou přímé náklady na výrobu tepla [Kč]
 N_{spol} jsou společné náklady na výrobu elektřiny a tepla [Kč]

Tento vzorec se především uplatňuje u velkých tepláren. U malých a středních plynových KGJ se celkové náklady na výrobu elektřinu a tepla rovnají společným nákladům, jelikož jednotky jsou vyráběny jako celek. Tyto společné náklady se dělí na koeficienty β_e a β_t , které reprezentují náklady na vyrobenou elektřinu (β_e) a náklady na vyrobené teplo (β_t). Je několik možností, jak určit tyto koeficienty. U velkých tepláren se používají metody fyzikální a hodnotové, o kterých je možné se více dozvědět v publikaci J. Habřínského a M. Beneše [19]. Jsou ale i další způsoby, jak betakoefficienty vypočítat. Například ERÚ v příloze č. 12 k vyhlášce 436/2012 Sb. uvádí jejich postup výpočtu koeficientů, který se používá na základě poměrů vyrobených energií dle následujících vzorců:

$$\beta_e = \frac{3,6 * E}{Q + 3,6 * E} \quad [-] \quad (2)$$

$$\beta_t = \frac{Q}{Q + 3,6 * E} \quad [-] \quad (3)$$

Kde β_e je koeficient nákladů na výrobu elektřiny
 β_t je koeficient na výrobu tepla
 Q je užitečná dodávka tepelné energie [GJ]
 E je svorková výroba elektrické energie [MWh]

Tento výpočet je používán pro teplárny s plynovými turbínami. Tepelný výkon malých a středních KGJ je z pravidla uváděn v kW a tepelnou energii za rok provozu mohou přímo uvádět v kWh a nemusím tak elektrickou energii násobit konstantou 3,6.

Při přijetí předpokladu, že KGJ bude pracovat dle udávaných technických specifikací, je při vědomí zanesení určité chyby možné počítat koeficienty jako poměr účinností při určitém pracovním bodu. V technické dokumentaci k jednotlivým modelům KGJ se většinou uvádí účinnost výroby elektrického a tepelného výkonu při nejnižším možném trvalém elektrickém výkonu, 75 % a 100 % jmenovitého elektrického výkonu. Minimální trvalý elektrický výkon bývá u KGJ 50–60 % jejich jmenovitého výkonu. Vzorce pro výpočet koeficientů je následující:

$$\beta_{el} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{tep} + \eta_{el}} \quad [-] \quad (4)$$

$$\beta_{tep} = \frac{\eta_{tep}}{\eta_{tep} + \eta_{el}} \quad [-] \quad (5)$$

Kde η_{el} je účinnost výroby elektřiny při daném elektrickém jmenovitém výkonu
 η_{tep} je účinnost výroby tepla při daném elektrickém jmenovitém výkonu

2.2.3 Optimalizace a provoz KGJ

KGJ se zpravidla dimenzují na základě diagramu trvání tepelného výkonu v místě spotřeby. V takových případech se vyrobená elektrická energie často považuje čistě za benefit spořicí náklady na energie. Ovšem v mnou zpracovávané práci bude s KGJ počítáno primárně jako se zdrojem elektrického výkonu. V ideálním případě bude vyrobené teplo spotřebováno přímo v průmyslovém podniku. Neočekávám ale, že podnik bude mít potřebu výroby tepla po celý rok a z toho důvodu bude většina generovaného tepla mařena na chladičích. Změny uvažování o KGJ z primárně tepelného zdroje na především zdroj elektrické energie mění způsob jejího provozu, dimenzování a celkové optimalizace.

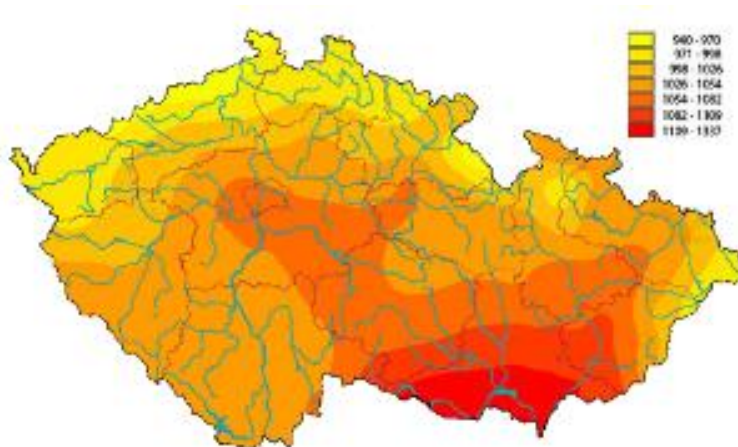
Doposud bylo publikováno několik studií, které porovnávali optimalizaci KGJ na základě tepelného a elektrického výkonu. Jednu takovou práci publikovala dvojice B. K. Das a Y. M. Al-Abdeli [20], která sledovala dopad různých optimalizací provozu KGJ na základě řízení podle potřeby elektřiny nebo tepla. Autoři práce si stanovili následující hlavní cíle: 1) analyzovat vliv jednotlivých parametrů na stanovení optimální velikosti samostatné KGJ na základě elektrického (FEL) anebo elektrického a zároveň tepelného (FEL/FTL) zatížení, 2) zdůraznit vliv řízení KGJ na základě zatížení objektu elektrickou anebo tepelnou energií na velikost KGJ a průběh jejího chodu; za 3) porovnat výsledky systému při hledání optimální velikosti na základě jednoho kritéria a na základě více kritérií (minimální náklady a maximální účinnost). Tato studie byla vypracována v Austrálii, která je podnebím rozdílná oproti přírodním podmínkám v ČR. Tato skutečnost může ovlivnit použitelnost závěrů práce pro podmínky v ČR. Dvojice systém simulovala v programu MATLAB za pomoci genetického algoritmu. Závěrem studie bylo zjištění, že výběr řízení KGJ na základě potřebného elektrického výkonu nebo tepelného a elektrického výkonu má minimální dopad na cenu generované energie.

Další zajímavostí dané studie bylo celkové nastavení energetického systému, který se skládal z KGJ, baterie, FV panelů, střídačů a výměníků tepla. S kombinací těchto zdrojů plánuji pracovat i v mé studii. Významnou úlohu má v celém zapojení baterie. Její primární význam je zajištění dodávky potřebné energie v momentech, kdy energie generovaná FV panely není dostatečná k pokrytí spotřeby (elektrické nebo tepelné) nebo pokud není zajištěno minimální potřebné zatížení k zajištění fungování KGJ. Baterie je tak především bezpečnostním a stabilizačním prvkem v celé soustavě. Využitelná kapacita baterie je omezena tak, aby byla zajištěna maximální životnost baterie, respektive, aby se baterie nepřebíjela a zároveň příliš nevybíjela.

Tato podkapitola sloužila k uvedení základních údajů o KGJ, které budou dále doplněny v aplikační části diplomové práce. Také jsem zde uvedl příklad studie optimalizující výrobu z KGJ a která porovnávala řízení KGJ na základě potřeby tepla a elektřiny. Závěrem uvedené práce bylo, že provozní parametry KGJ se příliš neliší při provozování na základě potřeby tepelného nebo elektrického výkonu. To je využitelné i v mnou studovaném případě, jelikož podle podnebí ČR je vhodné v zimě využívat k výrobě tepelné energie a v létě primárně k pokrytí výroby elektrické energie. Další studie optimalizující KGJ uvedu v další kapitole věnující se optimalizaci DEZ v energetice.

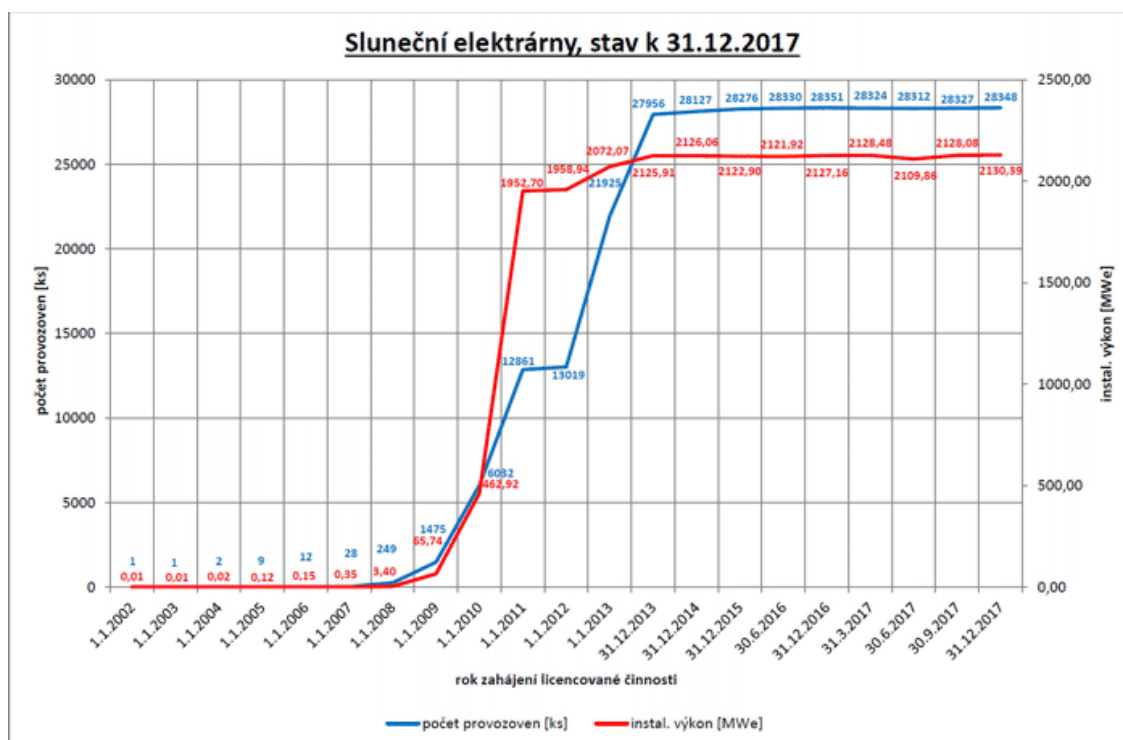
2.3 Fotovoltaická elektrárna

Množství potenciálně vyrobené elektrické energie ze Slunce závisí na míře slunečního záření dopadající na zemský povrch. Na území ČR se hodnoty ročního úhrnu globálního slunečního záření pohybují v rozmezí 940–1200 W/m².



Obrázek 6: Roční úhrn globálního slunečního záření v ČR [W/m2]

V ČR zažila fotovoltaika největší boom v letech 2009 až 2011. Ten byl vyvolán v té době nastaveným systémem podpory a poměrně rychlým snížením cen FV panelů. Celá situace vznikla nabytím účinnosti zákona č. 180/2005 Sb. o podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, na základě kterého byla z počátku celkem rozumně nastavená podpora výroby elektřiny z FV panelů. Nicméně po roce 2007 začaly ceny FV panelů výrazně klesat, čímž se ekonomická návratnost projektů výstavby FVE výrazně zvýšila. To začalo lákat stále více investorů do tohoto odvětví a vedlo to k rychlému nárůstu instalovaného výkonu v FVE. Ten jen v roce 2010 stoupl z 464 MW na 1 953 MW. Období prudkého navyšování instalovaného výkonu FVE bylo ukončeno až s postupným snižováním podpory nově připojených FVE. V roce 2012 byla zcela zastaveno vypisování nových provozních podpor pro FVE a zatím nic nenaznačuje tomu, že by tato podpora měla být v budoucnu znovu vypisována. V roce 2017 byl ve FVE instalován výkon 2 130 MW [21].

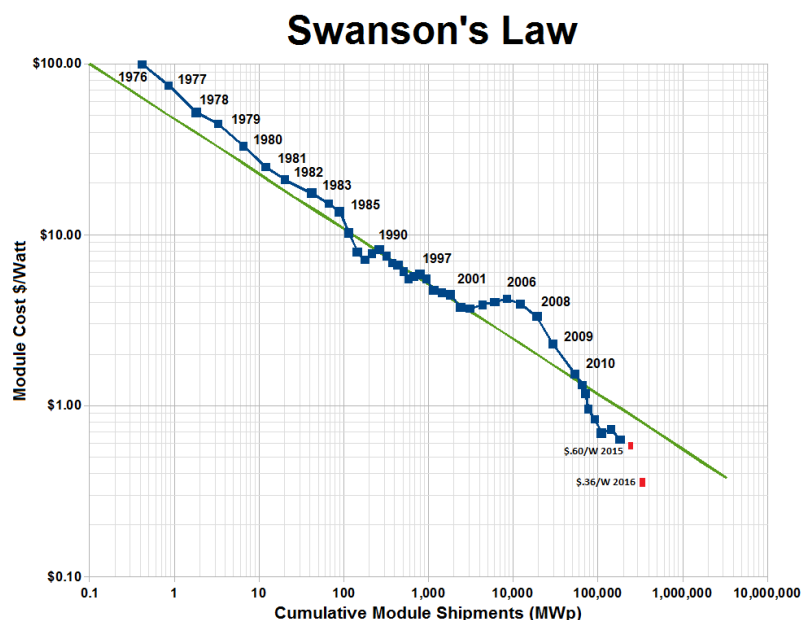


Obrázek 7: Instalovaný elektrický výkon v FVE mezi lety 2002 a 2017 (zdroj: <http://www.spvez.cz>)

2.3.1 Vývoj cen FV panelů

Technologie většiny instalovaných panelů je založena na polovodičových křemíkových deskách. Cena této technologie výroby je stlačována stále rostoucí masovou výrobou. Tento jev byl popsán Richardem Swansonem, zakladatelem firmy SunPower, který na základě empirického pozorování došel k názoru, že zdvojnásobení výroby FV modulů vede k 20% snížení ceny. Tento poznatek s vývojem velkoobchodních cen FV panelů je na obr. 11.

Přestože vývoj cen FVE panelů zažíval ve své historii několik odchylek od predikovaného trendu vždy se nakonec přiblížil zpět k jejímu odhadovanému vývoji. Na vývoji reálných cen jsou pozoruhodné především výkyvy v posledních letech. Můžeme si například povšimnout již zmiňovaného velmi prudkého poklesu cen FV panelů mezi lety 2007 a 2010. Poslední rapidní snížení ceny lze podle článku na stránkách electrek.co [22] vysvětlit snižováním nákladů na nezpracovaný materiál (snižují se z důvodu rostoucí těžby), zlepšování účinnosti FV článků, snižování výrobních nákladů (automatizace a zrychlování procesů výroby) a plynutím více levných peněz od bank do investic s FV. Z důvodu stálého technologického pokroku a růstu instalace FV panelů je do konce roku odhadována cena FV modulů kolem hodnoty 0,28 USD/W (podle Swansonova zákona by cena měla být 0,65 USD/W) [22].



Obrázek 8: Grafické znázornění Swansonova zákona [22].

Uvedené ceny v přehledu představují výrobní ceny křemíkových FV modulů. Konečné ceny pro spotřebitele jsou dále zatíženy náklady na dopravu, marketingem, velkoobchodními a maloobchodními maržemi, cly a dalšími položkami. V EU by mělo snížení cel FV panelů pomoci nedávné zrušení cel na jejich dovoz z Číny [23]. Na konečné ceně FVE se dále podílí ceny dalších komponent. Nezanedbatelnou součástí celých systémů jsou síťové měniče, měřicí elektronika a případné bateriové systémy s řízeným nabíjením.

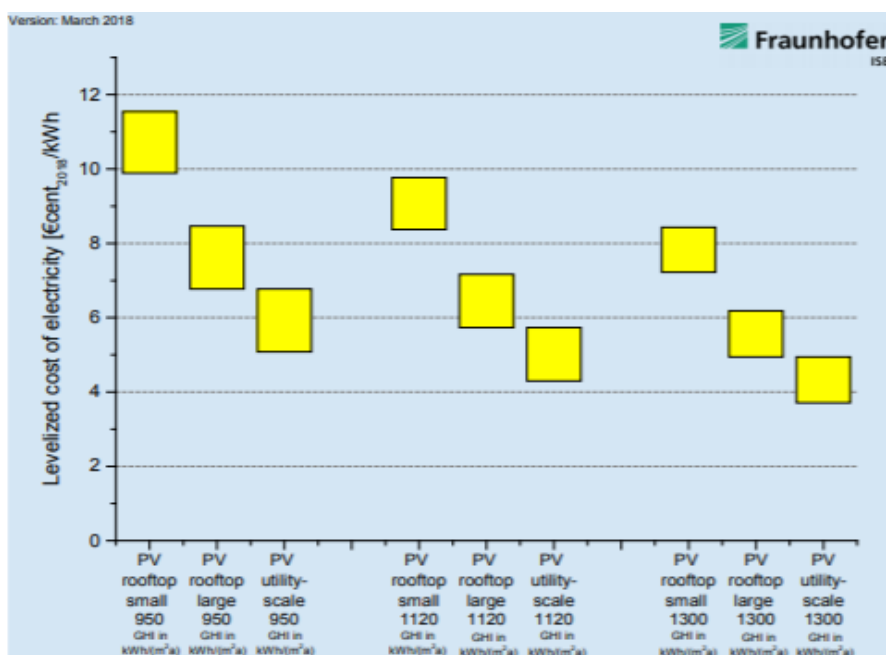
Porovnáním celých FV systémů se věnuje německý Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) [24], který porovnává a odhaduje vývoj cen instalovaných FVE v Německu. Tyto výsledky se do určité míry dají aplikovat i na území ČR z důvodu srovnatelných přírodních podmínek panujících v Německu a v ČR. Navíc pro české zákatníky je nabídka německého trhu poměrně dobře dostupná (jedině by byla navýšena o teoreticky vyšší cenu dopravy) a ceny na těchto dvou trzích by také měli být srovnatelné. ISE porovnává energetické zdroje na základě LCOE (Levelized Cost of

Electricity), který stanovuje cenu potřebnou zaplatit za vyrobenou elektrickou energii, aby investice do projektu byla na hraně své výnosnosti.

Hlavními prvky FVE jsou FV panely, střídač, kabely a upevňovací komponenty. Velkoobchodní ceny těchto komponentů postupně klesají a největší pokles na německém trhu zaznamenaly FV panely. Mezi lety 206 a 2018 poklesla cena FV panelů na velkoobchodním trhu z průměrných 540 EUR/kWp na 440 EUR/kWp v roce 2018. Na základě výpočtů ISE se cena malé FVE (5–15 kWp) díky tomuto poklesu dnes pohybuje v rozmezí 1200 až 1400 EUR/kWp. Investiční náklady větších FVE do 1 MWp se dnes pohybují v rozmezí 800 až 1000 EUR/kWp. FVE s výkonem nad 2 MWp se dnes v Německu instalují s investičními náklady 600 až 800 EUR/kWp.

LCOE fotovoltaických elektráren je závislé na ročním úhrnu globálního ozáření místa na kterých je FVE vystavěna. S tím ve své studii počítá i Fraunhofer ISE. Z důvodu velké rozlohy Německa s tím pádem rozdílných ročních úhrnů globálního ozáření, sleduje institut hodnotu LCOE v závislosti na místě výstavby FVE. V severních částech Německa počítá institut s ročním globálním úhrnem 950 kWh/(m²·rok), ve střední části 1120 kWh/(m²·rok) a v jižních částech 1280 kWh/(m²·rok). Z geografického položení ČR vůči Německu budou pro naše přírodní podmínky nejvíce podobné výsledky pro střední a jižní část Německa.

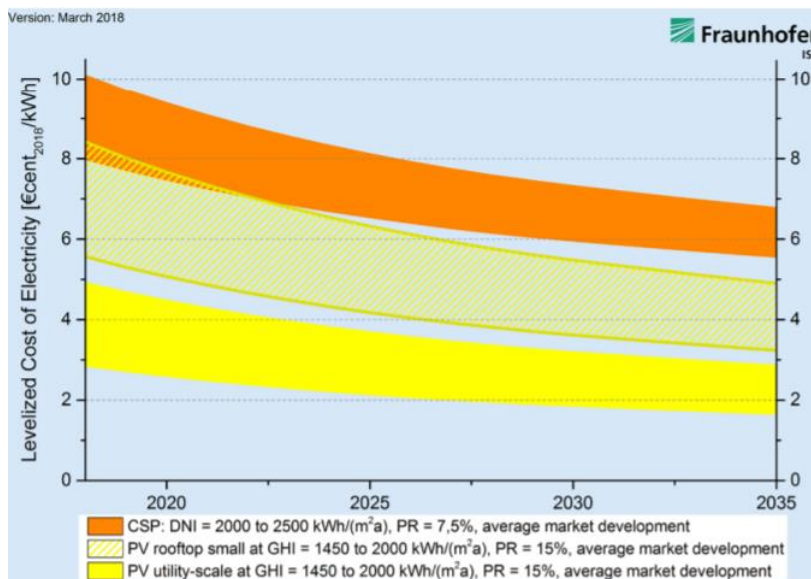
Hodnoty LCOE fotovoltaických elektráren pro různé velikosti a roční úhrny globálního ozáření v místech jejich umístění jsou zobrazeny na obr. 12. Pro středně velké FVE, které jsou svým instalovaným výkonem typické pro instalaci na průmyslových objektech, se LCOE v Německu pohybují v rozmezí 4,95 – 8,46 EURcent/kWh v závislosti na poloze FVE. V přepočtu na českou měnu to je 1,22 – 2,16 Kč/kWh. To je extrémně nízká hodnota a nejspíše bude způsobena nějakými ekonomickými výhodami instalace daných FVE.



Obrázek 9: LCOE fotovoltaických elektráren v Německu rozdělených podle různé velikosti a ročním úhrnem globálního ozáření v roce 2018 [25].

Z důvodu očekávaného růstu počtu celosvětového instalovaného výkonu FVE (tedy i navýšení výroby FV panelů a tím pádem dalšího snižování cen za FV moduly) předpokládá ISE další snižování cen FVE. Ten by měl být ještě výraznější z důvodu očekávaného technologického pokroku FV panelů, který by měl mimo jiné prodloužit jejich životnost. Z toho důvodu by LCOE

fotovoltaických elektráren mělo v dalších letech pokračovat v klesajícím trendu a ISE odhaduje, že do roku 2035 by se LCOE FVE mělo pohybovat v rozmezí 3 – 5 EURcent/kWh. Grafické zobrazení odhadu vývoje LCOE fotovoltaických elektráren je na obr. 13.



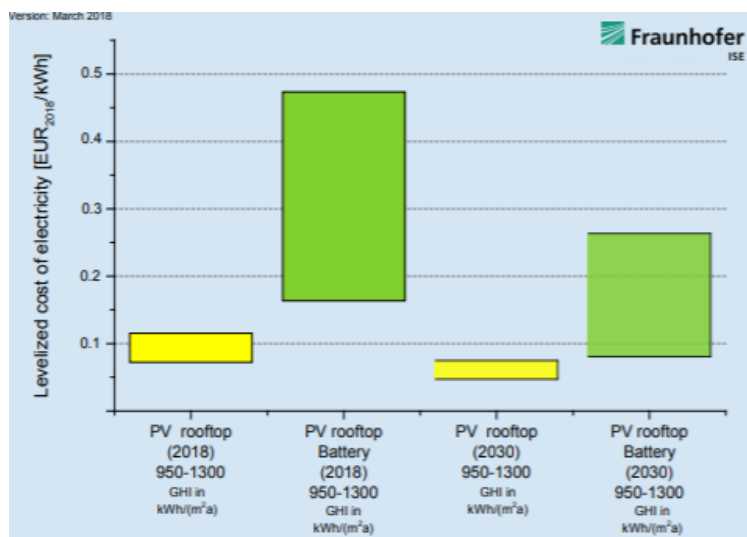
Obrázek 10: Předpokládaný vývoj LCOE fotovoltaických elektráren umístěných v jižním Německu [25].

Závěrem lze konstatovat, že odhady ISE se shodují s předpoklady české SEK, tedy s postupným snižováním cen instalace FVE a následným zvyšováním instalace těchto energetických zdrojů. I přes obecnou shodu v očekávaném trendu vývoje cen FVE je třeba zmínit, že budoucí vývoj se jen velmi těžce odhaduje a do roku 2035 můžeme být svědky mnoha nepředvídatelných situací (např. obchodní války, ekonomické krize...), které mohou značně změnit nastavenou dráhu vývoje cen.

2.3.2 Cena FVE s bateriovým systémem

Německý institut Fraunhofer ISE se kromě cen samotných FVE zabýval také vývojem a predikcí cen FVE s bateriovým systémem. V jejich výpočtu je přidána cena uskladněné elektřiny v bateriích k předešlému výpočtu LCOE fotovoltaických elektráren. V referenčním systému je počítáno s lithium-iontovými bateriemi. Fraunhofer ISE [24] stanovil cenu systému FVE s bateriovým úložištěm pro rok 2018 a odhadl cenu těchto systémů pro rok 2030. Životnost systému je stanovena na 25 let s jednou výměnou baterií během této doby.

Na obrázku níže je porovnání LCOE fotovoltaické elektrárny s bateriovým systémem. Dnes se LCOE tohoto systému pohybuje od 16,34 do 47,34 EURcent/kWh. Za předpokladu, že ceny baterií budou začínat na ceně 200 EUR/kWh a předpokladu snížení ceny FV panelů, měly by se v roce 2030 LCOE pohybovat v rozmezí 8,05 a 26,35 EURcent/kWh. Předpokládá se, že v Německu by elektrická energie generovaná z FVE s bateriemi měla být konkurenceschopná nabídce elektrické energie ze sítě při cenách 20 EURcent/kWh bez daně (což znamená v Německu cenu 29 EURcent/kWh pro domácnosti). Takovému stavu, kdy LCOE zdroje je rovno nebo menší ceně elektřiny ze sítě, se říká *parita sítě*.



Obrázek 11: LCOE fotovoltaické elektrárny s bateriovým systémem v porovnání s LCOE fotovoltaických elektráren bez bateriového systému [25].

V rámci této podkapitoly jsem demonstroval vývoj instalace FVE v ČR. Z uvedené historie je evidentní, že firmy v ČR mají mnoho zkušeností s instalací FVE a jejich instalace tak není příliš riziková. V současné době není výroba elektřiny z FVE provozně podporována státem. Očekává se ovšem, že cena technologií spojených s instalací a provozem FVE bude do budoucna stále klesat a je možné, že při nárůstu cen elektrické energie se FVE začnou vyplácet instalovat i bez provozních podpor.

2.4 Příkon z DS

Na napěťové hladině VN a VVN, tedy na hladině, na které je připojena většina průmyslových podniků k síti, PDS stanoví každému odběrateli rezervovaný příkon. Ten je stanoven na základě rezervovaného příkonu požadovaného daným podnikem. Kromě příkonu se na VN rezervuje i kapacita elektrické energie. Podnik má možnost si u PDS rezervovat kapacitu roční nebo měsíční. Cena za rezervovanou kapacitu je regulována ERÚ a její výše je každý rok zveřejněna v Cenovém rozhodnutí. Pro rok 2019 jsou měsíční ceny za roční rezervovanou kapacitu na hladině VVN 74 152 Kč/MW a měsíc a na hladině VN 174 541 Kč/MW a měsíc. Měsíční cena za měsíční rezervovanou kapacitu je na hladině VVN 82 472 Kč/MW a měsíc a na hladině VN 194 125 Kč/MW a měsíc [28].

2.4.1 Slovník pojmů spojených se zavedením odběrného místa a výrobní elektřiny na VN

V rámci úvodu podkapitoly 2.4 bylo představeno několik pojmů spojenými s odběrem příkonu z DS na hladině VN a VVN a s průběhovými měřeními. Cílem následující části je definování a vysvětlení uvedených a dalších pojmů nutných pro porozumění při práci s odběrem příkonu z DS na hladině VN a VVN.

Dle vyhlášky č. 82/2011 Sb. vyplývá, že k sledování odebraného a vyrobeného elektrického výkonu z, respektive do DS se na hladině VN používá průběhový typ měření. Jedná se o typ měření A a B. Ve mnou zkoumaném objektu bude zavedeno měření typu A, jelikož objekt má sjednaný rezervovaný příkon nad 250 kW. Pro pokračování v práci musím uvést definice několika pojmů, které jsou spojeny s měřením, odbíráním a výrobou elektrického výkonu na VN. Zdrojem následujících definic mi byly stránky PREdistribuce [25], [26] a diplomová práce Černého [27]:

Čtvrthodinové maximum – maximální hodnota průměrného čtvrt hodinového elektrického příkonu za sledované období.

Rezervovaný příkon – smluvně sjednaná hodnota průměrného čtvrt hodinového elektrického příkonu při jehož překročení je odběrateli účtována cena za překročení rezervovaného příkonu.

Rezervovaná kapacita – je smluvně sjednaná hodnota maximálního čtvrt hodinového elektrického příkonu mezi spotřebitelem a provozovatelem DS, kterou smí spotřebitel odebrat z DS. Celková rezervovaná kapacita je součtem roční a měsíční kapacity a nesmí být vyšší než sjednaný rezervovaný příkon.

Roční rezervovaná kapacita (RRK) – je hodnota měsíční rezervované kapacity příkonu z DS platná na následujících 12 měsících. Cena RRK je na každý rok stanovena ERÚ pro každého provozovatele DS zvlášť. Udává se v Kč/MW.

Měsíční rezervovaná kapacita (MRK) – je hodnota měsíční rezervované kapacity příkonu z DS platná po daný kalendářní měsíc. O její změnu je možné žádat nejpozději poslední pracovní den před počátkem měsíce, ve kterém spotřebitel požaduje její změnu. Cena MRK je na každý rok stanovena ERÚ pro každého provozovatele DS zvlášť. Udává se v Kč/MW.

Cena za překročení rezervovaného příkonu – je hodnota stanovena ERÚ jakožto pokuta za odebrání většího než předem smlouvaného elektrického příkonu spotřebitelem z DS. Z pravidla je stanovena jako násobek ceny měsíční rezervované kapacity (v dnešní době to je její čtyřnásobek).

Cena za překročení rezervované kapacity – je hodnota stanovena ERÚ jakožto pokuta za odebrání větší než předem smlouvané kapacity příkonu spotřebitelem z DS. Z pravidla je stanovena jako násobek ceny roční rezervované kapacity (v dnešní době to je její čtyřnásobek).

Podíl na oprávněných nákladech – je podíl žadatele o připojení k DS na investičních nákladech provozovatele DS spojené s náklady nutnými k připojení žadatele k DS nebo k navýšení kapacity DS.

2.4.2 Překročení příkonu a kapacity odběru z DS

Odběr většího, než rezervovaného příkonu není nijak technicky omezen, což umožňuje konečnému spotřebiteli odebírat větší než rezervovaný příkon elektřiny z DS. Nicméně takový odběr může narazit na fyzická omezení záviselých na vlastnostech kabelu, fyzických parametrech traf v DS a dalších komponent sítě. Pro správné provedení optimalizace je potřeba toto omezení zjistit, případně rozumně stanovit tak, aby jednak dodávka ke konečnému spotřebiteli byla možná a zároveň neohrozila stabilitu v DS.

K omezení případů překračujících odběr většího než rezervovaného příkonu či kapacity využívá PDS pokuty za takto odebraný výkon. Výši pokut stanovuje ERÚ a nazývá je cenou za překročení rezervovaného příkonu (RP) a rezervované kapacity (RK). Zpravidla jsou tyto ceny stanoveny jako násobek pevné měsíční ceny za měsíční (při překročení RP), respektive roční (při překročení RK), rezervovanou kapacitu. Pro rok 2019 je cena za překročení RK rovna čtyřnásobku ceny za roční rezervovanou kapacitu a cena za překročení RP rovna čtyřnásobku ceny za měsíční rezervovanou kapacitu [28]. Cena je vztažena na každý kW nejvyššího překročení sjednané rezervované kapacity čtvrt hodinovým maximálním odebraným elektrickým výkonem v každém kalendářním měsíci [29].

Jelikož v mém případě je rovna rezervovaná kapacita rezervovanému příkonu po celý rok, tak konečnou cenu za překročení RK a RP se vypočte následujícím vzorcem:

$$C_{pP} = (4 * C_{mrk} + 4 * C_{rrk}) * P_{vp} \text{ [Kč]} \quad (6)$$

kde C_{pP} je cena za překročení rezervovaného příkonu ve sledovaném měsíci
 C_{mrk} je cena za měsíční rezervovanou kapacitu [Kč/MW]
 C_{rrk} je cena za roční rezervovanou kapacitu [Kč/MW]
 P_{vp} je nejvyšší naměřené překročení rezervovaného příkonu v daném měsíci [MW]

Za odebranou elektrickou energií překračující rezervovanou kapacitu odběratel k pokutě zaplatí ještě cenu za odebranou elektřinu podle své smlouvy nebo tarifu. Překročení rezervované kapacity a rezervovaného příkonu se sleduje v 15minutových intervalech. Penále za překročení rezervované kapacity i rezervovaného příkonu se vzájemně nenahrazují, respektive, platí se každé zvlášť.

Ve zkoumané situaci, kdy je podnik nucen si vyrábět část elektrické energie z vlastních zdrojů může nastat situace, kdy je ekonomicky výhodnější zaplatit cenu za překročení rezervované kapacity než investovat do vlastních zdrojů elektřiny. Tento fakt ale je proměnný na smluvních podmínkách s PDS, především na délce období do možnosti poskytnutí PDS požadovaného rezervovaného příkonu podnikem. V momentě možnosti odběru požadovaného příkonu se můžou stát provoz instalovaných decentrálních zdrojů ekonomicky nevýhodný.

2.4.3 Energetická bezpečnost z pohledu PPS a podnikatelských společností

Nad definicí pojmu energetické bezpečnosti neexistuje obecně přijímaná shoda mezi jednotlivými institucemi, státy a badateli používající tento termín ve své praxi. Na tuto problematiku poukazuje práce Christiana Winzera [30], která poukazuje na fakt, že samotné definování pojmu energetické bezpečnosti a nastavení tak jejích hlavních priorit má přímý dopad na výsledek prováděných změn směřujících k zvýšení energetické bezpečnosti. Mezi zmíněnými definicemi Winzer shledává největší nedostatek v nezdůrazňování možných rizik způsobených nebo mající vliv na dodávku energetických komodit.

V ČR se sumarizací definic energetické bezpečnosti věnoval Jakub Antoš ve své diplomové práci [31]. Antoš zmiňuje, že na energetickou bezpečnost se dá dívat hned z několika úhlů pohledu – ze strany spotřebitele, výrobce, celospolečenského, životního prostředí a dalších. Podoba definice energetické bezpečnosti je z toho důvodu často spjata se zájmy společnosti či jednotlivce, který svou verzi definice zavádí, případně definici časem mění, podle vývoje svých cílů.

Jednu z obecných definic zavádí Mezinárodní energetická agentura (dále IEA), která definuje energetickou bezpečnost jako „nepřerušovanou dostupnost energetických zdrojů za přijatelnou cenu“. Později tuto definici rozšířila s ohledem na životní prostředí a nová definice tedy zní: „nepřerušovaná fyzická dostupnost (pozn.: energetických surovin) za cenu, která je přijatelná a současně s ohledem k ekologickým vlivům/aspektům“. Již v roce 2001 definovala EU energetickou bezpečnost za pomoci 3 stěžejních bodů. Z pohledu EU je energetická bezpečnost chápána následovně: 1) nepřerušovaná dostupnost energetických produktů na trh, 2) za ceny, které jsou přijatelné pro všechny spotřebitele (domácnost a průmysl) a 3) s ohledem na ekologickou čistotu a cestu k udržitelnému rozvoji. Tento pohled na energetickou bezpečnost se nemění ani se zaváděním posledního energetického balíčku – Clean Energy for all Europeans [31].

Tyto uvedené definice se používají pro zajištění fungování států či velkých územních celků. Nicméně analogii k národní energetické bezpečnosti může přenést i k samotnému výrobnímu podniku. Tento mikroskopický pohled na energetickou bezpečnost je jen velmi málo studovanou disciplínou. Ovšem se se zvyšující se instalací DEZ a automatizací procesů v podnicích (ať už výrobních, nebo logistických centrech) bude v blízké budoucnosti kladen stále větší důraz na energetickou bezpečnost z pohledu velkých spotřebitelů, kteří jsou zcela závislí na stabilních a kvalitních dodávkách elektrické energie. Také má práce se zabývá zajištěním bezpečného a spolehlivého chodu podnikatelského objektu, který si nemůže dovolit nepředvídatelné výpadky dodávek energie. Z toho důvodu v rámci své práce zavedu pohled na energetickou bezpečnost z pohledu zmiňovaných podnikatelských subjektů.

Pro tento účel bych si vypůjčil Elkindovu [32] čtyřbodovou definici energetické bezpečnosti, kterou požil k definování energetické bezpečnosti v PS, ale jeho body definuji v prostředí zajištění dodávek elektrické energie v podnikatelském sektoru

Z pohledu velkého spotřebitele energií vnímám **dosazitelnost** jako přístup k jednotlivým energetickým DS (soustava plynofikační či elektrifikační), možnost přístupu k dalším energetickým surovinám (např. ropa, uhlí), vztah s PDS a možnost odebírat či dodávat elektrickou energii do DS, možnost využití technologií DEZ na přeměnu energie, zajištění spotřeby energie konečného spotřebitele, fungující právní systém v rámci energetického trhu a přírodní podmínky vhodné k využívání OZE.

Spolehlivostí je kvalita dodané energie tak, aby nemusel být přerušen provoz podniku, vlastnění rezervních kapacit zajišťujících plný či částečný chod podniku při výpadku dodávky ze sítě či neočekávaném výkyvu počasí (při spoléhání se na OZE), pravděpodobnost výroby a dodávky očekávaných kapacit energie vlastními DEZ a jejich poruchovost.

Dostupností ve smyslu ceny je zajištění ceny energií z DS na takové výši, aby daný podnik dokázal fungovat s ekonomickým ziskem, cenová dostupnost DEZ a jejich podpora a možnost odhadování či fixování ceny do budoucna.

Udržitelnost má v pohledu firmy roli z důvodu dodržování právně stanovených limitů emisí skleníkových plynů a dalších látek znečišťujících životní prostředí. Zároveň může mít marketingový charakter, tak aby společnost zlepšila své vnímání u spotřebitelů.

Samotnou spolehlivostí a kvalitou dodávek elektřiny se věnoval ve své diplomové práci Jan Šefránek, ve které definoval základní pojmy spojené se spolehlivostí. Šefránek řeší spolehlivost a stabilitu na úrovni přenosových soustav, ale opět můžeme přebírat tyto pojmy do pojetí z pohledu konečného spotřebitele a s ohledem na zaměření mé práce je vhodné zmínit několik těchto pojmů. Jedná se o definice, které zpravidla doslovně přebírám z Šefránkovy práce s doplněným vnímáním dané definice v prostředí konečného spotřebitele. Některé definice jsou uvedeny z webu ceskaenergetika.cz [33].

Spolehlivost – pravděpodobnost, že elektrizační soustava dokáže plnit požadovanou funkci při zachování hodnot stanovených provozních ukazatelů v definovaných mezích v daném časovém intervalu podle technických podmínek. V rámci podniku je spolehlivost vnímána jako pravděpodobnost dodávky elektřiny takové kvality a kvantity, aby nemusel být přerušen provoz daného objektu.

Kvalita elektřiny – charakteristiky elektrického proudu, napětí a kmitočtu v daném bodu elektrizační soustavy, vyhodnocené vůči souboru daných technických parametrů. V podnicích ovšem i elektřina dodávající právem stanovené hodnoty kvality elektřiny může vyvolávat výpadek některých prvků v automatických procesech podniků.

Porucha je stav zařízení nebo systému, během kterého neplní funkci, ke které byl vyroben. V ES nastává poruchou ochrany, transformátoru nebo ve veřejné dodávce energie. V otázce DEZ a její lokální soustavy může kromě uvedených příkladů nastat i porucha výrobního zařízení, měničů, či dalších prvků soustavy.

Výpadek je odstranění určité části ze systému. Může se jednat o výpadek generátoru, transformátoru a dalších prvků soustavy. Rozlišujeme výpadek vynucený a výpadek plánovaný. Vynucený výpadek z pravidla vzniká z důvodu poruchy, plánovaný výpadek například z důvodu nutné údržby daného zařízení.

Přerušeni je situace, během které není zákazníkovi dodávána elektřina kvůli jednomu nebo více výpadkům v zásobování.

Zabezpečení dodávky elektřiny – schopnost elektrizační soustavy dodávat v předávacím místě elektrický výkon a energii uživatelům s využitím stávajících norem a smluvních podmínek. Z pohledu podniku je to schopnost zabezpečit vlastní spotřebu (ať již pomocí dodávek z DS či vlastními DEZ).

Stabilita – schopnost elektrizační soustavy znovu nabýt nebo udržet ustálený stav, charakterizovaný synchronním chodem generátorů a trvalou přípustnou kvalitou dodávky elektřiny po jejím porušení, způsobeném například změnou výkonu nebo impedance. V podniku je stabilita chápána jako schopnost jeho elektrické soustavy být v ustáleném stavu, nezpůsobovat výpadky jednotlivých spotřebičů a v případě výpadku je to schopnost opět se dostat do daného ustáleného provozního stavu.

Bezporuchovost – schopnost objektu plnit požadovanou funkci v daných podmínkách a v daném časovém intervalu.

Ztráty z nedodané energie – dohodnuté náklady používané v ekonomických studiích k vyhodnocení společenských dopadů přerušeni dodávky elektrické energie. V rámci podniku to je nejčastěji ekonomická ztráta způsobená nedodávkou energie.

Udržitelnost – schopnost objektu v daných podmínkách používání setrvat ve stavu nebo vrátit se do stavu, v němž může plnit požadovanou funkci, jestliže se údržba provádí v daných podmínkách a používají se stanovené postupy a prostředky.

Údržba – kombinace všech technických a administrativních činností, včetně činností dozoru, zaměřených na udržení ve stavu nebo navrácení objektu do stavu, v němž může plnit požadovanou funkci. V případě DEZ to je například pravidelná kontrola kogenerační jednotka po určitém počtu provozních motohodin.

Doba údržby – časový interval, během něhož se na objektu provádí údržbářský zásah, buď ručně, nebo automaticky, včetně technických a logistických zpoždění.

2.4.4 Spolehlivost ES a její paralely ve spolehlivosti dodávek elektřiny ve mnou studovaném příkladu

Poměrně srozumitelně je téma spolehlivosti dodávek elektřiny a spolehlivosti celé ES popsána na webu ceskaenergetika.cz [33]. Pro analyzování spolehlivosti ES jsou důležité 3 základní pojmy: porucha, výpadek a přerušeni, které jsem definoval již v předešlé kapitole. Článek dále dělí spolehlivost na spolehlivost ve výrobě, přenosové části a distribuční části soustavy. Jelikož ve své práci budu potřebovat částečně řešit spolehlivost ve výrobě a distribuci elektřiny v rámci jednoho objektu, mohu se inspirovat poznatky o problémech stability v energetickém „makrosvětě“ a vhodně je aplikovat do zkoumaného „mikrosvětě“.

V plánovaném objektu bude potřeba vytvořit spolehlivé zdroje elektrické energie. V dnešní době ve vyspělých zemích nemá vyřazení jednoho zdroje vliv na stabilitu ES. Běžný konečný spotřebitel si tuto skutečnost ani neuvědomuje, jelikož sám žádné změny nepocítí. Nicméně stabilitu zajištění stability sítě je potřeba dopředu plánovat, především proto aby nedocházelo k větším

národním či mezinárodním problémům. K tomu slouží zajištění rezervních výrobních kapacit, které je možné řídit dle aktuální potřeby v ES. Tento mechanismus v dnešní době nabývá stále více na významu se stále větším instalováním OZE do ES. Toto je potřeba mít na paměti i při spoléhání se na OZE v analyzovaném problému. Opět zdůrazňuji, že primárně je potřeba dodat objektu požadovaný příkon, tak aby pracovní postupy mohli fungovat bez vynucených přestávek způsobených nedodávkou elektřiny. Je tedy potřeba mít vždy v záloze nějaký pohotový rezervní výkon, který dokáže reagovat na obtížně předpověditelné situace.

Při řešení a plánování spolehlivosti výrobních zdrojů se počítá pravděpodobnost, jestli bude dostupná výrobní kapacita menší než roční špičkové zatížení v následujících letech. Často užívaným ukazatelem je index LOLE (Loss of Expeced Load), který udává pravděpodobný počet dní v roce, kdy při maximálním denním zatížení bude nedostatek vyráběného výkonu pro pokrytí daného zatížení. Tento princip se zdá být vhodným také pro použití v mém příkladu.

Z popisu spolehlivost přenosové soustavy si můžeme vzít používaný princip (n-1) kritéria, které se používá k zajištění spolehlivosti přenášení elektrické energie. Princip je postaven na myšlence, že souběžná vedení jsou počítána tak, aby vyřazení jednoho z nich nevedlo k přetížení a následnému vyřazení druhého z nich, což by mohlo vést k dalšímu přetížení linek. Jinak řečeno, kritérium (n-1) říká, že systém o n prvcích by měl být schopen pracovat s jakoukoliv kombinací (n-1) prvků při vyřazení jakéhokoliv prvku ze soustavy. Kritérium se dá přenést do mého problému při potřebě instalování DEZ o větších výkonech. Problémem zdrojů o větším instalovaném výkonu je to, že při spoléhání na tyto zdroje je nutné vytvořit také velkou kapacitní zálohu, která dokáže tyto zdroje při výpadku nahradit. Z principu kritéria (n-1) se tak zdá logičtější využít několik menších zdrojů, jejichž provoz se může navzájem kombinovat s tím, že vždy některé zdroje stojí jako případná záloha.

V této části byly představeny důležité pojmy a principy týkající se spolehlivosti dodávky elektrického příkonu. Jak bylo ukázáno, tak problém spolehlivosti se primárně řeší na úrovni národní energetiky a přenosových soustav. Nicméně v mém příkladu je také potřeba zajistit spolehlivost dodávek elektřiny, kterou si bude vyrábět sám spotřebitel. Přístup řešení a předcházení těchto problémů ve „velké energetice“ tak může být vhodnou motivací, jak předcházet problémům, které mohou nastat v elektrické instalaci v budovách obchodních společností a dalších budovách firem.

3 Popis používaných metod návrhu a optimalizace DEZ v místech spotřeby

Z historického hlediska se energetika na území ČR vyvíjela jako decentrální soustava, která se postupem času začala propojovat. V době první republiky byla většina elektráren provozována závodními podniky (ještě v roce 1945 tvořily závodní elektrárny 53 % instalovaného výkonu v ČSR). Tyto elektrárny primárně sloužily k pokrytí spotřeby výrobních závodů a vzniklé přebytky byly dodávány spotřebitelům v blízkosti podniku. Volba způsobu získávání elektrické energie byla v té době značně zjednodušená. Vznikající elektrárny byly poháněny buď parním strojem nebo vodním kolem. Rozhodovací proces o výběru zdroje se tak omezil na jednoduchou otázku: Mám možnost v blízkosti závodu vystavět vodní elektrárnu? Pokud ano, mohla být zdrojem elektřiny pro podnik MVE. Pokud ne, celý rozhodovací proces se zcela zjednodušil na jedno řešení: pohon elektrárny parním strojem. [34]

O téměř 75 let později jsou podnikatelské subjekty při volbě DEZ v značně složitější situaci, než ve které byly jejich předchůdci. Jak již bylo naznačeno v předešlých kapitolách, technologický pokrok a změna energetického trhu přinesly nové možnosti v oblasti zásobování podniku elektrickou energií a energetické bezpečnosti. Při rozhodování o zřízení vlastního DEZ se kmenovou otázkou rozhodovacího procesu stala otázka: Které DEZ a jakou jejich kombinaci si mám pořídit, aby to pro podnik mělo maximální ekonomický efekt? Do odpovědi na tuto otázku zasahují parametry z mnoha oblastí: technologické možnosti DEZ, ekonomika jejich provozu, umístění podniku, legislativní opatření, možnost financování, možnost získání dotace...

Výše uvedené parametry vnášejí do problému další složitosti, což z rozhodovacího procesu nevytváří triviální záležitost a celý proces rozhodování vyžaduje určitou znalost fungování energetických systémů. V dnešní době ale málokterá firma zaměstnává svého energetika schopného komplexní analýzy problému. Nabízí se tedy otázka, kde je možné problém zjednodušit tak, aby byl řešitelný pomocí nějakého programu či algoritmu, na základě jehož výsledku by byli schopni představitelé podniků rozhodnout o investování do DEZ.

Cílem této kapitoly je představit současná dostupná softwarová řešení a publikace zabývající se hledáním vhodné skladby DEZ v místech spotřeby koncovým spotřebitelem. Dále v této kapitole představím jednotlivé metody a význam operačního výzkumu jakožto aplikací vědy k řešení problémů řízení a zavádění nových systémů. V této části kapitoly se také zaměřím na postup vytváření vlastního optimalizačního algoritmu.

3.1 Systémové inženýrství

Výše uvedený příklad hledání nejlepšího řešení můžeme zařadit do kategorie optimalizačních úloh. Ty můžeme řešit za pomoci matematického modelování. V takovém případě je cíl optimalizace (ve výše uvedeném případě to je nalezení takové skladby DEZ, který podniku přinese maximální ekonomický efekt) vyjádřen matematickou funkcí, která se nazývá kriteriální funkce (někdy též účelová funkce). Proces optimalizace pak hledá takové řešení, které je minimem (nebo maximem) kriteriální funkce. Nenalzáme tedy jen nějaké lepší než aktuální řešení, ale v optimalizaci hledáme nejlepší nebo několik nejlepších řešení za přípustných omezujících podmínek [35].

Proces optimalizace je teoretickým základem operačního výzkumu a systémového inženýrství (v některé literatuře též nazývaného systémovou analýzou). Dle Dudorkina je systémové inženýrství, cit. [36]: „*disciplína představující soubor úloh a metod, technik a postupů k jejich*

řešení, které umožňují zjištění a zabezpečení systémových vlastností objektů, projektování a tvorbu objektů s určitými systémovými vlastnostmi a jejich řízení.“ Cílem systémového inženýrství je zkvalitnění a zjednodušení řešení složitých problémů.

Encyklopedia Britannica [37] definuje systémové inženýrství jako metodu efektivní kombinace inženýrských oborů a vědních disciplín k řešení širokého okruhu inženýrských problémů. Cílem systémového inženýrství je podat objektivní a kvantitativní základy pro rozhodování o rozvoji nových technologických možností s ohledem na ekonomická a technická omezení. Často využívá stejné analytické metody a postupy jako operační výzkum, jehož smyslem je také přinést podklady pro rozhodování o zdokonalování systémů a procesů, ale je více zaměřeno na zdokonalování současných systémů převážně s dominantním lidským faktorem. Z toho vyplývá, že zásadním rozdílem mezi operačním výzkumem a systémovým inženýrstvím je, že operační výzkum se zabývá existujícím zařízením, čímž nenaráží na technologické neurčitosti. Při plánování nových zařízení systémovým inženýrstvím mohou neurčitosti v systému nabývat na významu. Jsou ale i případy, ve kterých je rozdíl mezi existujícím a novým zařízením nezřetelný. V takových případech se význam operačního výzkumu a systémového inženýrství značně překrývá [37], [38]. Z podstaty zadání mé diplomové práce se dále zaměřím na systémové inženýrství a jeho metody řešení.

3.1.1 Matematické modelování optimalizační úlohy

V optimalizačních úlohách jako je systémové inženýrství jsou často řešeny pomocí matematického modelování. Dle Škrdly a Hřebíčka, cit. [39]: „*Matematické modely poskytují srozumitelný popis všech relevantních faktorů dané situace a umožňují odhalit podstatné vztahy mezi prvky studovaného systému.*“ Dudorkin [36] dělí matematické modely primárně podle dvou kritérií: buď podle výskytu náhodné veličiny na deterministické (neobsahují náhodné veličiny) a stochastické (obsahují náhodné veličiny) nebo podle uvažování časové změny na dynamické (zobrazují časové změny) a statické (nezobrazují časové změny).

Pro jakoukoliv optimalizační úlohu obecně platí, že hledá extrém (minimum nebo maximum) za definovaných podmínek. Matematicky je možné takovou úlohu zapsat následovně:

$$\begin{aligned} \text{Max } f(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \\ g_i(\mathbf{x}, \mathbf{a}) \leq 0; (i = 1, \dots, r) \end{aligned} \quad (7)$$

kde $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)$ je vektor říditelných proměnných
 $\mathbf{a} = (a_1, \dots, a_m)$ je vektor neříditelných proměnných, tzv. parametrů modelu
 $f = f(\mathbf{x}, \mathbf{a})$ je kritériální funkce
 $g_i(\mathbf{x}, \mathbf{a})$ jsou omezující funkce, které vymezují množinu přípustných řešení

V některých případech může být srozumitelnější hledat opačný extrém optimalizační úlohy, než pomocí kterého je definována v rámci matematického modelu. Extrém kritériální funkce z hledání minima na hledání maxima (a naopak) je možné převést pomocí následujícího vztahu:

$$\text{Min } f(\mathbf{x}, \mathbf{a}) = \text{Max } \{-f(\mathbf{x}, \mathbf{a})\} \quad (8)$$

Optimalizační úlohy se někdy také nazývají úlohami matematického programování. Úlohy matematického programování se definují v n-rozměrném euklidovském prostoru \mathbf{R}^n s prostorem uspořádaných n-tic. Prvky prostoru nazýváme body a jsou značeny $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)$. Kritériální funkce $f(\mathbf{x})$ je reálnou funkcí n-reálných proměnných x_1, \dots, x_n . Extrém \mathbf{x}_0 kritériální funkce $f(\mathbf{x})$ se nazývá

optimální řešení. Za těchto předpokladů je úloha matematického programování definována následovně [36]:

$$\begin{aligned} & \text{Max } f(\mathbf{x}) \\ & g_j(\mathbf{x}) \leq b_j; \quad (j = 1, \dots, m) \end{aligned} \tag{9}$$

kde b_j jsou reálné konstanty
 g_j jsou reálné funkce \mathbf{x}

Úlohy matematického programování se dělí do dvou rozsáhlých skupin:

- 1) Úlohy lineárního programování (LP), ve kterých jsou všechny funkce $f(\mathbf{x})$ a $g_j(\mathbf{x})$, ($j = 1, \dots, m$) lineární.
- 2) Úlohy nelineárního programování (NLP), ve kterých je alespoň jedna z funkcí $f(\mathbf{x})$ a $g_j(\mathbf{x})$, ($j = 1, \dots, m$) nelineární.

3.1.2 Postup systémového inženýrství

Postup aplikace systémového inženýrství je téměř totožný s postupem řešení problému za pomoci operačního výzkumu. Proces analýzy pomocí těchto disciplín obsahuje následující kroky zpravidla v uvedeném pořadí: 1) analýza a formulace úlohy, 2) sběr a zpracování informací, 3) konstrukce matematického modelu, 4) řešení modelu, 5) testování modelu, 6) interpretace výsledků a 7) implementace. Uvedené pořadí však není závazné. Pokud to daný problém umožňuje, je možné jednotlivé procesy systémového inženýrství řešit v rozdílném pořadí případně je možné některé kroky řešit najednou [36].

1) Analýza a formulace úlohy

Po jasném formulování problému je třeba problémovou situaci analyzovat. Hlavním významem analýzy je formulace a přezkoumání cílů a účelu řešené úlohy. J. Dudorkin trefně přirovnává proces analýzy k diagnóze pacienta před vyšetřením. Vyústěním procesu analýzy je jasná definice problému, identifikace říditelných a neříditelných proměnných, stanovení kritérií pro hodnocení a stanovení alternativ jeho řešení. V rámci této části je provedena primární identifikace systému, tedy rozpoznávání vlastností analyzovaného systému a následovaný jejich přepisem do systémového modelu. Proces identifikace systému zasahuje i do dalších korektur systémové analýzy.

2) Sběr a rozpoznávání informací

Cílem tohoto kroku systémového inženýrství je shromáždění a zpracování veškerých potřebných dat k vyřešení identifikovaného problému. K tomuto účelu se uplatňují mnohé metody získávání dat, statistické metody a metody hromadného zpracování dat. Tento proces se často upřesňuje v dalších krocích řešení problému, především po sestavení matematického modelu, kdy může dojít k potřebě doplnění či upřesnění některých dat. Na druhou stranu neúplnost či špatná kvalita dat může vést k nutné modifikaci matematického modelu nebo volby jiné metody řešení. K zajištění sesbírání potřebných dat je možné uplatnit například *rozhodovací strom*. Více o rozhodovacím stromu uvedu níže.

3) Konstrukce matematického modelu

Konstrukce matematického modelu je kreativní činnost, kterou nelze přesně formalizovat, jelikož významně závisí na samotném řešiteli – jeho osobnosti, znalostech, zkušenostech, intuici a míře pochopení problému. V každém případě je nutné, aby řešitel identifikoval rozumný kompromis mezi věrohodným zobrazením problému a složitostí

matematického modelu, který bude schopen uplatnit při řešení problému. Řešitel při procesu vytváření matematického modelu nemusí vytvářet něco nového. Pokud uzná, že za zjištěných předpokladů a získaných informací je schopen problémovou situaci vyřešit nějakým ověřeným a standardizovaným matematickým modelem, může tento model využít. K matematickému modelu vybíráme v této části i vhodný software k jeho vypočtení.

4) Řešení matematického modelu

Řešením matematického modelu je výběr jedné nebo více optimálních variant vzhledem k definovaným kritériím. Takové řešení je řešením optimálním. To může být jednoznačné nebo nejednoznačné. Jinými slovy, výsledkem matematického modelu je stanovení jedné nebo více kombinací hodnot říditelných proměnných, které jsou extrémem kritériální funkce a splňují dané omezující podmínky.

5) Testování modelu

V tomto kroku je ověřována správnost zobrazení modelované skutečnosti. V rámci ověření je možné vytvořit citlivostní analýzu proměnných modelu, kontrolovat rozměrovou správnost výsledků a otestovat model na historických výsledcích.

6) Interpretace výsledků

Interpretace výsledků je rozbor výsledků matematického modelu a jejich přenesení do reálného světa. Opět se jedná o kreativní proces, při kterém je výsledné řešení konfrontováno s našimi znalostmi o reálném světě. Dochází tak k rozboru konkrétního smyslu řešení a jeho srovnání se známými dosavadními aplikacemi a postupy řešení.

7) Implementace

Po konečném rozhodnutí nastává fáze implementace výsledku, tedy proces zavádění výsledků řešení do praxe.

3.2 Metody užívané při dimenzování kapacit energetických zdrojů

Shrnutím optimalizačních metod se zabývá několik publikovaných článků a knih. Hned několik článků a kapitol v knihách publikoval Ch. Frangopoulos [35], [40]. Ten dělí optimalizační modely v energetice na tři stupně: slučovací optimalizace (sjednocování v jeden celek), konstrukční optimalizace (hledající optimální technický návrh) a provozní optimalizace (hledající optimální provozní bod energetického systému). Zároveň ve svých publikacích uvádí obecný přehled tématu matematické optimalizace.

V energetice se optimalizace často používá k určení ideálního konstrukčního a provozního stavu hybridních energetických systémů (HES). HES jsou energetické systémy, které kombinují 2 či více energetických zdrojů. Dle M. Ghofraniho a N. N. Hosseina [41] se k optimalizaci hybridních obnovitelných energetických systémů (HOES) užívají optimalizační metody klasické, metaheuristické a hybridní. Mezi klasické optimalizační metody, běžně užívanými pro optimalizování HOES, Ghofrani řadí lineární programování (LP), dynamické programování (DP) a nelineární programování (NLP). Tyto metody dokáží nalézt optimální řešení pro diskrétní i spojité funkce.

Použití klasických metod má svá omezení a pro některé složitější příklady nemusí nalézt realizovatelná řešení nebo výpočet těmito metodami je časově až příliš náročný. V takových případech je vhodné využít nějakou metaheuristickou metodu. Optimální řešení HOES je hledáno

především těmito metodami: genetickým algoritmem (GA), optimalizací hejnem částic (particle swarn optimization – PSO), algoritmem simulovaného žíhání (simulated annealing – SA) a algoritmem mravenčí kolonie (ant colony – AC). Tyto algoritmy vychází z chování vypořádaných v přírodě, podle kterých jsou pojmenovány [41].

V některých simulacích jsou využívány dvě či více optimalizačních metod. Algoritmy sestavené z více než jedné optimalizační metody nazýváme hybridními. V optimalizaci HOES byly v minulosti použity tyto kombinace optimalizačních metod: simulace Monte Carlo (MC) s PSO; evoluční algoritmus s MC; vícekritériální optimalizace s GA; PSO a DE (differential evolution) a GA s MC. Simulace MC se v systémech užívá při potřebě předpovídat vývoj proměnných, které mají vliv na konečnou optimalizaci systému (například cena elektřiny, cena tepla) [41].

V následujících odstavcích nejprve představím používaná kritéria při optimalizaci energetických systémů a následně některé optimalizační metody uvedené Ghofranim a Hosseinem.

3.2.1 Kritériální funkce při optimalizování energetických systémů

Základním krokem při sestavování matematického modelu je vhodné zvolení kritéria, které může být definováno jako účelová funkce optimalizačního modelu. Výběr kritéria závisí na řešeném problému a má významný efekt na konečný výsledek optimalizace.

Dle Frangopoulose [40] byly v prvních letech optimalizace energetických systémů volena kritéria hledající optimální technické nastavení systému. Později se začala používat především ekonomická kritéria a v posledních letech se v matematické optimalizaci energetických systémů se k ekonomickým kritériím přidala kritéria sledující dopad na životní prostředí a kritéria zohledňující dopady na lidskou společnost. Příklady jednotlivých skupin kritérií jsou následující:

Technická kritéria:

- Pravděpodobnost ztráty dodávky napětí
- Maximalizace účinnosti (minimalizace spotřeby paliva)
- Maximalizace instalovaného energetického výkonu
- Minimální ztráta exergie
- Minimální velikost

Ekonomická kritéria

- Minimalizace dlouhodobých marginálních nákladů
- Maximalizace čisté současné hodnoty (NPV)
- Minimalizace nákladového NPV
- Minimalizace LCOE (levelized cost of energy)
- Minimalizace nákladů za životnost energetického zdroje (life cycle cost, LCC)

Klimatická kritéria

- Minimální emise skleníkových plynů (především CO₂)
- Minimální hluchost

Sociální kritéria

- Maximální tvorba nových pracovních míst
- Minimální dopad na zdraví obyvatel

Je potřeba se nejenom rozhodnout za jakého kritéria je vhodné zkoumaný systém optimalizovat, ale také jestli optimalizace na základě tohoto kritéria zcela vyhovuje našim požadavkům na energetický systém. Pokud tomu tak není, je potřeba zvážit optimalizování systému

na základě více kritérií. Například rozhodování jen za kritéria nákladového NPV nemusí vést k nalezení systému s minimální emisí skleníkových plynů. Rozhodování za dvou či více kritérií se nazývá vícekritériální rozhodování [40].

Při sestavování vícekritériálního optimalizačního modelu se nejčastěji jednotlivá kritéria definují v jedné kritériální funkci na základě jejich vah. Obecný zápis takové funkce má následující tvar:

$$\text{MIN} \sum_{i=1}^n v_i * F_i(x), \quad v_i \geq 0 \text{ a } \sum_{i=1}^n v_i = 1 \quad (10)$$

kde v_i je váha kritéria
 $F_i(x)$ je normovaná hodnota optimálního řešení daného kritéria
 n je počet kritérií

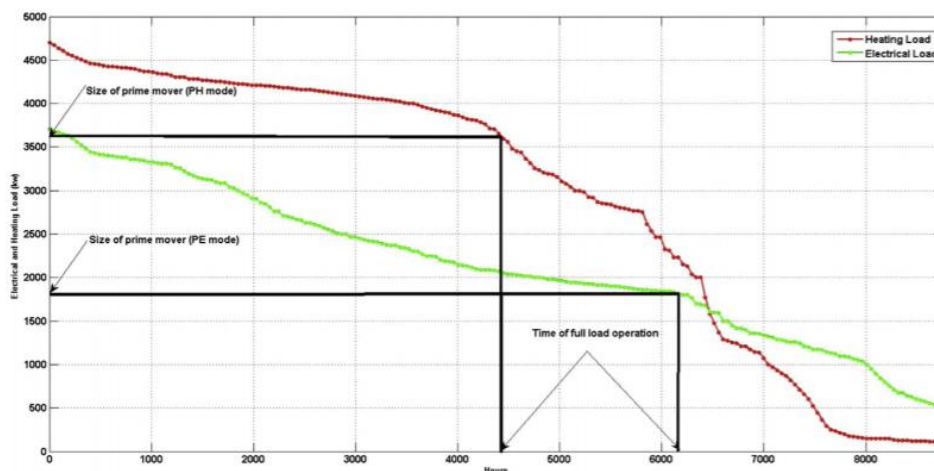
Výsledek modelu není optimálním řešením jednotlivých kritérií, ale je výsledkem kompromisu mezi kritérii, který velmi závisí na subjektivním pohledu hodnotitele nebo programátora.

3.2.2 Metoda maximálního čtyřúhelníku (MMČ)

Je metoda často užívaná k stanovování velikostí energetických zdrojů k pokrytí zatížení (například hledání optimální KGJ pro pokrytí dodávky tepla). MMČ hledá nejvhodnější kapacitu energetického generátoru, která pokryje co největší možnou část energetické spotřeby. Nehledá tak maximální možné množství, které je zařízení schopno dodat. Tato metoda se používá na ročním diagramu spotřeby, respektive zatížení, ve kterém je hledán maximální možný obdélník. Délka strany na ose odebíraného výkonu určuje jmenovitý výkon energetického zdroje.

MMČ je její jednoduchost a rychlost nalezení odhadované kapacity energetického zdroje. Na druhou stranu tato metoda nenalezne řešení, které by mohlo přinést ekonomický užitek z generovaných přebytků energie, které by daný podnik mohl akumulovat a využít v jinou dobu případně prodat.

MMČ je možné řešit jak analyticky, tak graficky. Na obrázku níže je příklad grafického řešení MMČ.



Obrázek 12 Ukázka rozdílného dimenzování KGJ MMČ na základě digramu spotřeby tepla a elektřiny.

3.2.3 Lineární programování (LP)

Úlohou LP, je takový matematický model, ve kterém jsou všechny funkce $f(\mathbf{x})$ a $g_j(\mathbf{x})$, ($j = 1, \dots, m$) lineární [36]. LP je častou metodou využívanou při optimalizaci HOES v případech, kdy se hledá optimální nastavení systému. Jinými slovy je hledán bod, který přinese maximální nebo minimální hodnotu definované kriteriální funkce za platnosti omezujících podmínek. Předností LP je poměrně jednoduché použití, které může být aplikováno na mnoho různých problémů. V některých studiích je využívána stochastická metoda LP. Ta ve svém výpočtu zohledňuje nejistotu či pravděpodobnost vybraných vlivů, které mohou mít dopad na výsledek. Příkladem takové nejistoty bývá počasí nebo cena energetických komodit. Jednou z hojně užívaných metod LP je v angličtině nazývaná Mixed Integer Linear Programming (MILP), ve které jsou některé proměnné číselné a některé proměnné nečíselné, z pravidla binární.

3.2.4 Nelineární programování (NLP)

Úlohou NLP, je takový matematický model, ve kterém je alespoň jedna z funkcí $f(x)$ a $g_j(x)$, ($j = 1, \dots, m$) nelineární. Podmínky použití NLP jako u LP, hledáme tedy bod kriteriální funkce, který přinese maximální nebo minimální užitek za stanovených omezujících podmínek. Jediným rozdílem mezi těmito metodami je přidaná nelinearita v modelu (v kriteriální funkci nebo omezujících podmínkách), která může způsobit větší výpočetní složitost nalezení optimálního řešení.

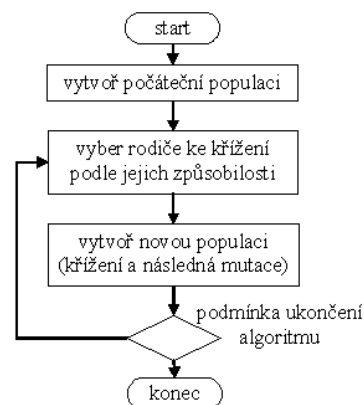
3.2.5 Dynamické programování (DP)

Metoda DP je používána na případy na sebe navazujících procesů nebo spojitých funkcí, které mohou být rozděleny na navazující podproblémy. Je tak spíše hledána optimální funkce než optimální stav (bod) kriteriální podmínky. Prakticky jsou hledány proměnné, které jsou vstupem n -té úrovně problému a jsou výstupem problému $n-1$, pro které platí, že suma podproblémů definovaných funkcí $\sum_{i=1}^n F_i(y)$ je hledaným optimem. Nevýhodou metody DP je její náročné programování, které využívá často rekurzivní příkazy [35], [41].

3.2.6 Genetický algoritmus (GA)

GA je evoluční algoritmus vyvíjející se z prvotně definované populace. Obecně algoritmus sestává z 6 kroků:

1. Inicializace – vytvoření základní populace
2. Spuštění cyklu – Výběrovou metodou zvol z populace jedince s vysokou zdatností
3. Z vybraných jedinců vytvoř novou populaci pomocí křížení, mutace nebo reprodukce
4. Zjistí zdatnost vytvořené populace a zkontroluj podmínku ukončení algoritmu. Pokud není podmínka splněna, pokračuj zpět k bodu 2.
5. Při splnění ukončovací podmínky byl vybrán jedinec reprezentující nejlepší nalezené řešení.



Obrázek 13 Grafické znázornění algoritmu GA (<http://isim.fsv.cvut.cz/ga>).

GA není vhodné k aplikaci na problémy obsahující diskrétní a spojitě proměnné a na problémy s nespojitou a nekonvexní množinou řešení, kdy řešení pomocí GA vede často k nalezení lokálního optima. V ostatních případech je velká pravděpodobnost nalezení globálního optima [35].

3.2.7 Optimalizace hejnem částic (Particle swarm optimiation, PSO)

PSO je optimalizační metoda inspirována pohybem hejna ptáků při hledání potravy ve specifickém prostoru. Částice mají definovanou svou polohu, rychlost a informaci o předchozích

úspěchů při hledání. Algoritmus počítá pohyb hejna v diskretních časových krocích a upravuje jeho hodnoty popisující částice. Metoda PSO byla využita v mnoha aplikacích optimalizace HOES. Tato metoda je velmi efektivní při hledání globálního řešení, ale základní algoritmus často vyžaduje několik náročných úprav z důvodu složitosti algoritmu.

Za použití metody PSO bylo hledáno optimální dimenzování a řízení dieselové KGJ, FV panelů, bojleru, baterií a akumulacím zařízením na teplou vodu [42].

3.3 Příklady matematického modelování v energetice

Optimálním dimenzováním výrobních zdrojů u spotřebitele se v minulosti zabývalo několik týmů. S. Ruangpattana a jeho kolegové vytvořili MILP model, který by měl zájemci podat podklady pro rozhodnutí o investování do OZE, nakupování z vnitrodenního trhu elektřiny a elektřiny nakoupené na dlouhodobých kontraktech [43]. Program předpokládá, že podnik má možnost nakupovat na denním a vnitrodenním trhu s elektřinou. V ČR má tuto možnost jen minimum podniků (pouze ty firmy, které jsou licencovány jako subjekt zúčtování). Jedinečností tohoto modelu je, že obsahuje investiční rozhodnutí s výrobou z OZE (FVE a VTE) a jejich propojení s poptávkovou křivkou po elektřině spotřebitele, nakupováním dlouhodobých kontraktů na elektřinu a s nakupováním elektřiny na denním a vnitrodenním trhu. Dále model zahrnuje výnosy z generovaných přebytků prodaných do sítě. Kriteriaální funkcí modelu je maximalizace NPV. Model zároveň bere v úvahu riziko změny ceny elektřiny oproti jejímu predikovanému vývoji.

D. Buoro a jeho tým se zabývali optimalizováním malého systému dodávky tepla pro 9 průmyslových podniků obsahující malou KGJ, FVE a bojleru [44]. Model hledá optimální strukturu systému, velikost jednotlivých komponentů v optimálním řešení a optimální operační strategii. Optimalizace využívá MILP a kriteriaálními funkcemi jsou lineární kombinace investičních a provozních nákladů celého systému a emise CO₂ systému. V modelu si uživatel může zvolit váhy ekonomického a environmentálního kritéria podle svých preferencí.

Také optimalizační model M. Szypowskiego a jeho kolegů [45] je zaměřený na minimalizaci celkových nákladů na dodávku elektřiny a tepla a využívá metodu MILP. Předností publikace je zveřejnění rovnic modelu, tedy ukazuje, jakým způsobem byly vybírány vstupní parametry a omezující podmínky modelu. V rámci dodávky a akumulace elektřiny jsou uvažovány následující komponenty systému: elektrická síť, KGJ, VTE, FVE, lithium-iontová a olovená baterie. Pro dodávku tepla jsou uvažována KGJ, systém centrálního zásobování teplem, plynový bojler, elektrický ohřívač vody a nádoba na akumulaci teplé vody. Algoritmus byl testován na vybraných residenčních objektech umístěných ve střední Evropě.

Dimenzováním systému FVE a velikosti akumulátoru v systému on-grid se zabýval ve své studii R. Khalilpour s A. Vassallem [46], [47]. Tato dvojice využívá pro optimalizaci metodu MILP, pomocí které hledají maximální NPV pro investiční analýzu a maximální úspory plateb za elektřinu operačním plánováním. Model je použitelný jak pro menší domy, tak i pro velké průmyslové podniky.

Nalezením optimální metody dimenzování plynové KGJ se zabýval B. Zhang a W. Long [48]. Jejich kritériem bylo minimalizování ročních nákladů (které obsahují anuitně rozpočítaný CAPEX a OPEX). Pro řešení problému využili metodu MINLP a optimalizace je prováděna na ročním diagramu zatížení elektřiny a tepla. Nastavený model je testován na 6 uvažovaných scénářích. Jednotlivé scénáře se liší způsobem řízení KGJ. Některé způsoby hledají optimální řízení KGJ, jiné řídí KGJ pouze na základě elektrické zátěže nebo potřebných dodávek tepla. Výroba elektřiny nebyla

větší, než byla aktuální zátěž spotřebitele v žádném z uvažovaných scénářů, takže nedocházelo k přetokům elektrické energie do sítě.

Také práce P. Ghadimiho a jeho kolegů [49] porovnává volbu KGJ na základě několika jejích provozních strategiích – celková optimální strategie zacílená na minimalizaci nákladů za energie a minimalizaci vyrábění přebytků energie, strategie řízení na základě zatížení elektřinou a strategie podle dodávek tepla. Kritérium pro výběr vhodné KGJ je nejvyšší NPV. Na základě vytvořené analýzy nejlépe vycházely KGJ řízené pomocí celkové optimální strategie a řízení na základě zatížení elektřinou. V rámci citlivostní analýzy byl v projektu diskutován dopad volby velikosti KGJ na emise CO₂.

Cílem této kapitoly bylo představit využívané metody při optimalizaci DEZ v místě spotřeby generované energie. Z matematických metod se dle mého hledání nejvíce využívala metoda LP a MILP. Pro účel mé diplomové práce postup užívaný v systémovém inženýrství a případně využiji nějakou z představených metod v aplikační části zaměřené na hledání řešení reálné situace.

4 Charakteristika vybrané modelové společnosti a analýza jejího spotřebního diagramu

4.1 Představení společnosti

Společnost, pro kterou řeším konkrétní problém optimalizace zdrojů elektrické energie v rámci mé diplomové práce, si přála být anonymizována. Tento požadavek nemá vliv na vypracování diplomové práce a na nalezení řešení problému spojeného s dodávkou elektrického příkonu, se kterým se společnost potýká.

Daná firma je obchodní společností podnikající v oboru výroby, distribuce a prodeje zboží denní potřeby. Hlavními provozními budovami podniku je síť prodejen a logistických center (LC). Aktuální kapacita LC, sloužících ke skladování zboží a jeho následné distribuci do prodejen, je téměř naplněna a firma potřebuje co nejrychleji vystavět a uvést do provozu nové LC. K tomuto účelu má firma již určené místo a zakoupený pozemek, který má strategický význam pro společnost z pohledu umístění vzhledem k síti prodejen v okolí a dobré dostupnosti k dálniční síti. Místo plánovaného LC má ovšem jisté nedostatky. Tím hlavním je problém je nemožnost si rezervovat požadovaný rezervovaný příkon elektřiny z DS. PDS je při takovém požadavku ze strany spotřebitele povinen navýšit kapacitu DS, ale to může i několik let trvat a podnik potřebuje vystavět LC co nejdříve. Za takových podmínek musí nalézt společnost alternativní řešení zajišťující stabilní a bezpečnou dodávku elektrického příkonu pro nepřerušovaný provoz LC i přes omezený rezervovaný příkon z DS.

Z primárního hlediska stojí společnost před technickým problémem. V první části optimalizační úlohy bude potřeba zajistit technické požadavky, které budou primárními omezujícími podmínkami pro výběr varianty, jejíž řešení zatíží společnost nejnižšími možnými náklady na elektrický příkon potřebný k chodu LC. Při snaze o zajištění co nejnižších nákladů na elektřinu mohou nastat tendence upozadit potřebu spolehlivosti a bezpečnosti dodávek. Z toho důvodu je potřeba zmínit rizika spojená s každým řešením, která v některých případech mohou být obtížně vyčíslitelná. Tato rizika se ale mohou promítnout do vícekritériálního řešení zadané situace.

Problém energetické bezpečnosti je v energetice častěji řešen na úrovni přenosových soustav, tedy na celonárodní a mezinárodní úrovni. Nicméně případě studovaném v rámci této práce je třeba řešit bezpečnost a spolehlivost i na energetické „mikroúrovni“ v rámci energetiky konečného spotřebitele. Z toho důvodu je možné nalézt několik analogií mezi řešeními v PS a elektrickou soustavou plánovaného LC. Problematika bezpečnosti a spolehlivosti PS a principy aplikovatelné do energetiky malého podniku jsem popsal v kapitole 2.5.3.

Společnost prvně žádala pro své plánované LC o rezervovaný příkon ve výši 1,8 MW. PDS tento požadavek zamítl s tím, že za současných podmínek je schopen zajistit LC rezervovaný příkon 0,5 MW z DS. Na základě tohoto zamítnutí si společnost nechala zpracovat analýzou plánovaných instalovaných elektrických zařízení a jejich soudobost v LC. Tato analýza optimalizovala procesy v plánovaném LC a na základě soudobosti elektrických zařízení stanovila čtvrt hodinové maximum z původních 1,8 MW na 1,57 MW. Na základě výsledků analýzy elektrických spotřebičů a diskuzí s PDS uzavřela společnost s PDS konečnou *Smlouvu o uzavření budoucí smlouvy o připojení výroby k distribuční soustavě do napěťové hladiny 22 kV* s mnohými omezeními. Smlouva obsahuje mimo jiné následující technické a ekonomické náležitosti:

- 1) Žadatel musí PDS zaplatit 400 000 Kč jako podíl na oprávněných nákladech spojených s připojením a se zajištěním požadovaného výkonu nebo příkonu.

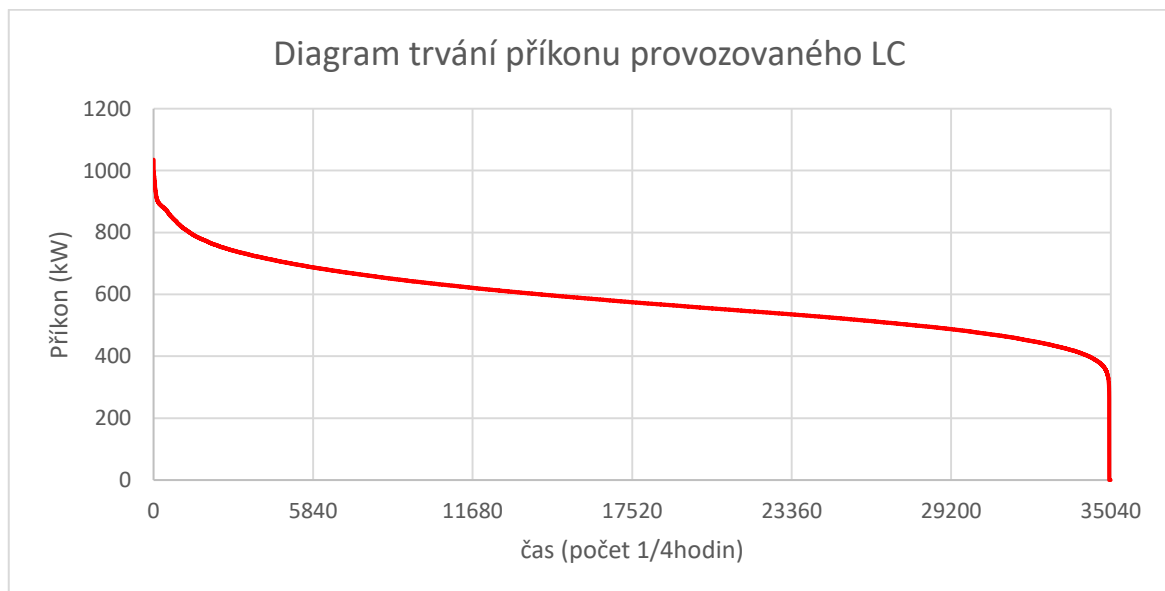
- 2) Typ výroby: KGJ plynová a spalovací s přebytky do DS
- 3) Rezervovaný příkon je 500 kW, instalovaný výkon výroby povolen na 1 560 kW s maximálním výkonem dodávky elektřiny do DS 500 kW.

Požadavek na instalovaný výkon výroby byl zadán ještě před provedením optimalizace výrobních zdrojů. Výše sjednaného výkonu výroby je více než dostatečná pro zajištění trvalého elektrického příkonu LC.

4.1.1 Analýza příkonů a spotřeby elektřiny provozovaného LC

V LC se pracuje v režimu běžného provozu 5 dní v týdnu a s omezeným provozem během víkendů a svátků stanovených Zákonem o prodejní době v maloobchodech a velkoobchodech (223/2016 Sb.). K analýze průběhu spotřeby elektrické energie mi firma poskytla průběh ročních optimalizovaných čtvrt hodinových příkonů elektřiny z již provozovaného LC. Společnost očekává, že průběh provozu v plánovaném LC bude stejný jako provoz v momentálně provozovaném LC. Poskytnuté čtvrt hodinové příkony provozovaného LC jsou z období od 1.10.2017 do 30.9.2018., tedy z období jednoho kalendářního roku. To znamená, že pracovní postupy a použité technologie v plánovaném LC budou shodné s technologiemi a pracovními postupy používanými v již provozovaném LC. Plánovaném LC je ale větší a bude mít větší nároky na elektrický příkon. Optimalizované čtvrt hodinové maximum již provozovaného LC je 1 035 KW.

Na základě poskytnutých dat provozovaného LC jsem zobrazil diagram trvání příkonu a vytvořil tabulku shrnující měsíční, hodinová a čtvrt hodinová data příkonů za sledované období elektrických příkonů. V tabulce sleduji data o příkonu a spotřebě elektřiny v měsíčních intervalech. Uvádím celkovou spotřebovanou elektrickou energii, maximální, minimální a průměrný hodinový příkon a maximální a minimální čtvrt hodinový příkon v daném měsíci. Obrázek a tabulka jsou uvedeny níže.



Obrázek 14: Diagram trvání příkonu provozovaného logistického centra.

	Spotřeba [MWh]	Hodinový příkon MAX [kW]	Hodinový příkon MIN [kW]	Hodinový příkon průměrný [kW]	1/4hodinové MAX [kW]	1/4hodinové MIN [kW]
leden	411	774	380	553	838	341
únor	359	794	370	534	897	343
březen	395	793	0	531	872	0
duben	406	875	336	564	944	272
květen	442	970	240	593	1035	72
červen	455	928	373	632	962	354
červenec	455	892	393	612	899	356
srpen	506	991	418	681	996	310
září	456	967	379	634	994	329
říjen	409	846	382	550	885	304
listopad	412	836	409	572	930	394
prosinec	423	840	381	569	880	335
Suma, MAX, MIN, AVG	5130	991	370	586	1035	304

Tabulka 1: Přehled hodnot příkonů elektřiny v provozovaném logistickém centru.

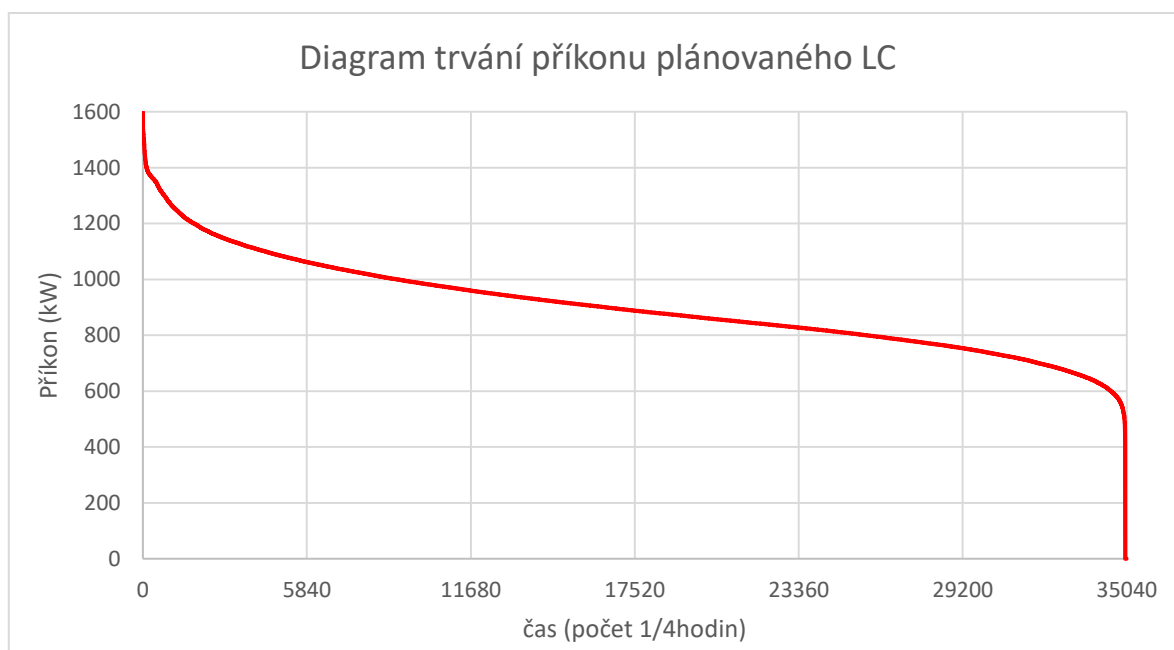
V analýze hodinových a čtvrt hodinových měsíčních minim vyčteme některé extrémně nízké hodnoty v měsících březen, duben a květen. Z diagramu trvání příkonu je ale vidět, že tyto extrémní hodnoty mají velmi krátkého trvání během roku a dá se předpokládat, že některé poruchové stavy v podobě výpadku elektřiny mohou nastat i do budoucna. Z toho důvodu budu počítat s danými daty jako reprezentativními a na základě poskytnutých dat o příkonu provozovaného LC budu provádět předpokládaný průběh elektrického příkonu plánovaného LC.

Při analýze diagramu trvání elektrického příkonu je viditelná výrazná odběrová špička kolem 1 000 kW, která ovšem nemá dlouhého trvání. Údaje o celkové měsíční spotřebě jsou pro hlubší pochopení sledovaného systému zavádějící z důvodu různých počtu dní v jednotlivých měsících. K porovnání jednotlivých měsíců jsou vhodnější hodnoty sledující extrémy příkonů. Například průměrné hodinové spotřeby poukazují na menší potřebu elektrického příkonu v zimě, a naopak na větší nároky na elektrický příkon v letních měsících. Minimální hodnota elektrického příkonu je v březnu a nastala během 12hodinového nulového příkonu elektřiny, který nastal 21. března. Bohužel o této události nemám žádné bližší informace, takže nemohu říci, zda se jednalo o plánované odpojení elektřiny nebo o nějakou poruchu. Dle archivních zpráv o počasí vylučuji možnost poruchy z důvodu přírodních vlivů, jelikož ten den bylo chladné polojasné počasí bez hlášených přeháněk [50].

Maximální průměrný hodinový odběr je v provozovaném LC v srpnu s hodnotou 681 kW. V srpnu je i maximální hodinový odběr s hodnotou 991 kW. Vyšší odběr v létě vysvětlují větší nároky na chlazení v mrazicích a chladicích boxech z důvodu vyšších venkovních teplot. Největší hodnoty hodinových příkonů jsou v období od května do září. Více toto budu komentovat v následující kapitole, ve které na základě dat z provozovaného LC předpovídám průběh dat plánovaného LC a provádím jejich detailnější analýzu.

4.1.2 Analýza příkonů elektřiny plánovaného LC

V úvodu této kapitoly jsem uvedl, že optimalizované čtvrt hodinové maximum plánovaného LC je předpovídáno na 1 560 kW. Z důvodu zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek elektrického příkonu budu v plánovaném LC počítat s hodnotou čtvrt hodinového maxima 1 600 kW. Pokud čtvrt hodinové maximum v současném LC je 1035 kW a nové LC dimenzuji na čtvrt hodinové maximum 1600 kW, vynásobím všechny čtvrt hodinové příkony konstantou $1600/1035 = 1,546$. Tím získám očekávaný průběh příkonů plánovaného LC. Jeho diagram trvání příkonu elektřiny je na obr. 19.



Obrázek 15: Diagram trvání příkonu plánovaného logistického centra.

Z důvodu přijatých předpokladů má diagram trvání příkonu plánovaného LC stejný průběh jako diagram trvání příkonu již provozovaného LC. Zobrazený graf je pouze rozdílný ve velikosti hodnot, které jsou vyšší o zmíněnou konstantu. V rámci analýzy špičkových příkonů plánovaného LC jsem vybral určité hodnoty potřebných příkonů, konkrétně 95 %, 90 %, 85 %, 80 %, 70 % předpokládaného čtvrt hodinového maxima a hodnotu 500 kW jakožto hodnotu rezervovaného příkonu schváleného PDS, a následně jsem určil jejich kumulovanou dobu potřebnou k zajištění chodu LC. Přehled těchto hodnot je v tabulce 2.

část max. příkonu	95 %	90 %	85 %	80 %	70 %	
daný příkon [kW]	1520	1440	1360	1280	1120	500
počet 1/4hodin	18	76	382	897	3669	34963
hodiny	4,5	19,0	95,5	224,3	917,3	8740,8
Kumulativní část doby provozu	0,05 %	0,22 %	1,09 %	2,56 %	10,47 %	99,78 %

Tabulka 2: Analýza odběrů vybraných příkonů plánovaného LC.

Z uvedených hodnot je zcela evidentní, že rezervovaná kapacita z DS je naprosto nedostatečná k zajištění chodu plánovaného LC, jelikož příkon vyšší než 500 kW bude potřeba v LC zajistit 8741 hodin v roce. Je pravděpodobné, že pod hranici 500 kW se čtvrt hodinové příkony během běžného provozu ani nedostanou a tento odběr nastane jen při určitých poruchových stavech celé sítě nebo pouze určitých elektrických spotřebičů. Z toho důvodu je nemožné, aby se podnik spoléhal na příkon z DS a bude potřeba instalovat vlastní DEZ.

V rámci analýzy špičkových hodnot plánovaného LC je evidentní že během celoročního provozu bude trvat špičkové příkony jen velmi krátkou dobu. Například příkon 1 440 kW a vyšší je nutné podniku dodat pouze 19 hodin z celoročního provozu, respektive 0,22 % ročního provozu. S dalším snižováním hodnoty sledovaného elektrického příkonu se graf zplošťuje a doby jejich odběrů rostou rychleji. Příkon 1280 kW (80 % maximálního čtvrt hodinového příkonu) bude nutné pro chod plánovaného LC zajistit 224 hodin v roce a čtvrt hodinový příkon 1 120 kW (70 % čtvrt hodinového maxima) bude pro provoz LC zajistit 917 hodin v roce, tedy 10,5 % doby provozu.

Z technického hlediska je potřeba mít zajištěný příkon pro každý okamžik provozu LC, tedy i pro špičkové příkony. Ovšem problémem prudkých špičkových příkonů je, že snižují dobu zatížení

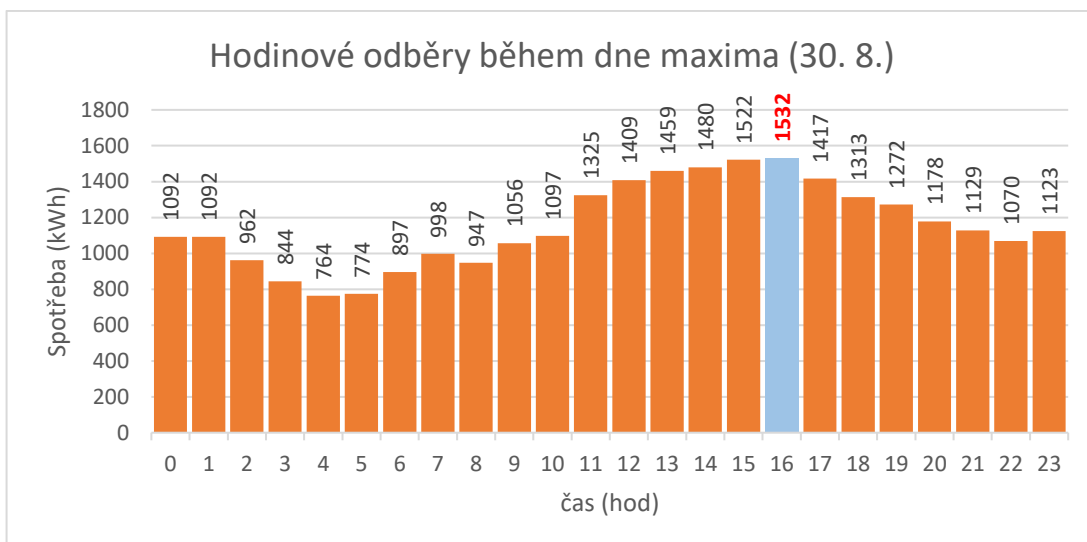
instalovaných energetických zdrojů čímž se z pravidla snižuje jejich ekonomická výhodnost. V případech, kdy odběrové špičky trvají pouze velmi krátkou dobu a jsou poměrně vysoké se nabízí uvažovat o několika řešeních: 1) odebírat elektřinu ze sítě i za cenu platby za překročení rezervované kapacity a rezervovaného příkonu, 2) nainstalovat akumulátory, které by byly schopné být dobytý před časovými špičkami a následně pokrýt období odběrových špiček, 3) používat více zdrojů o menších jmenovitých výkonech a za 4) instalace FVE, která by pokryla částí odběrových špiček. Přesné navrhované varianty budou diskutované v dalších kapitolách.

K vyhodnocení těchto variant je potřeba zvážit další informace. V tabulce 3 je znázorněn přehled odběrů v plánovaném LC. Jelikož jsem přijal předpoklad, že pracovní a technické postupy budou stejné jako v již provozovaném LC, platí pro plánované LC stejné poznatky, které jsem zmínil v předešlé podkapitole. Pro připomenutí nejdůležitější poznatky jsou: 1) poměrně vyrovnaný průměrný hodinový odběr během roku, za 2) k největším špičkám dochází v letních měsících, respektive v období od května do září a za 3) v tabulce jsou zaneseny některé nulové a extrémně nízké hodnoty v období března až května (vychází e situací, které mohou nastat i během provozu plánovaného LC, nicméně vynechávám tyto hodnoty z uvedení minimální hodnoty naměřené během roku uvedené v posledním řádku tabulky). Na základě mých předpokladů by nové LC mělo spotřebovat 7931 MWh elektrické energie za celý rok provozu.

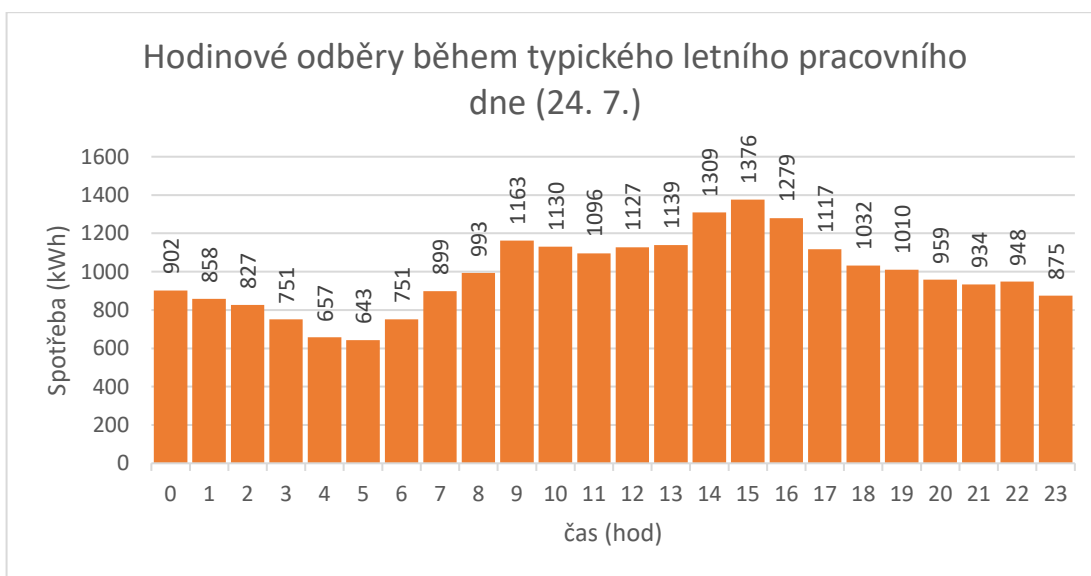
	Spotřeba [MWh]	Hodinový příkon MAX [kW]	Hodinový příkon MIN [kW]	Hodinový příkon průměrný [kW]	1/4hodinové MAX [kW]	1/4hodinové MIN [kW]
leden	636	1197	587	855	1295	527
únor	555	1228	572	826	1387	530
březen	610	1226	0	821	1348	0
duben	628	1353	520	873	1459	420
květen	683	1499	370	917	1600	111
červen	703	1435	577	977	1487	547
červenec	704	1379	608	946	1390	550
srpen	782	1532	647	1053	1540	479
září	706	1495	586	980	1537	509
říjen	633	1308	591	850	1368	470
listopad	636	1292	632	884	1438	609
prosinec	654	1298	588	880	1360	518
Suma, MAX, MIN, AVG	7931	1532	572	905	1600	470

Tabulka 3: Přehled hodnot příkonů a spotřeb elektřiny v plánovaném logistickém centru.

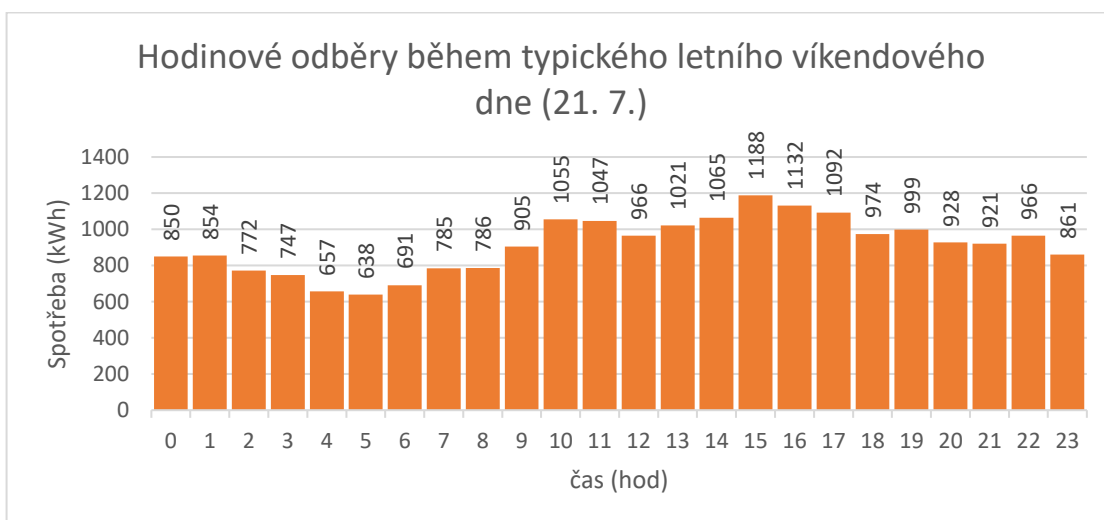
K detailnějšímu analýze elektrického příkonu uvádím níže očekávané průměrné hodinové příkony elektřiny v plánovaném LC během dní hodinového maxima a minima a pro typické pracovní dny v létě a v zimě a typické dny pracovního klidu v létě a zimě. V rámci grafických zobrazení denních příkonů lépe analyzuji průběh pracovních procesů v LC a možné nasazení uvažovaných DEZ k pokrytí elektrického příkonu.



Obrázek 16: Hodinové odběry elektřiny během dne maxima (30. srpna).



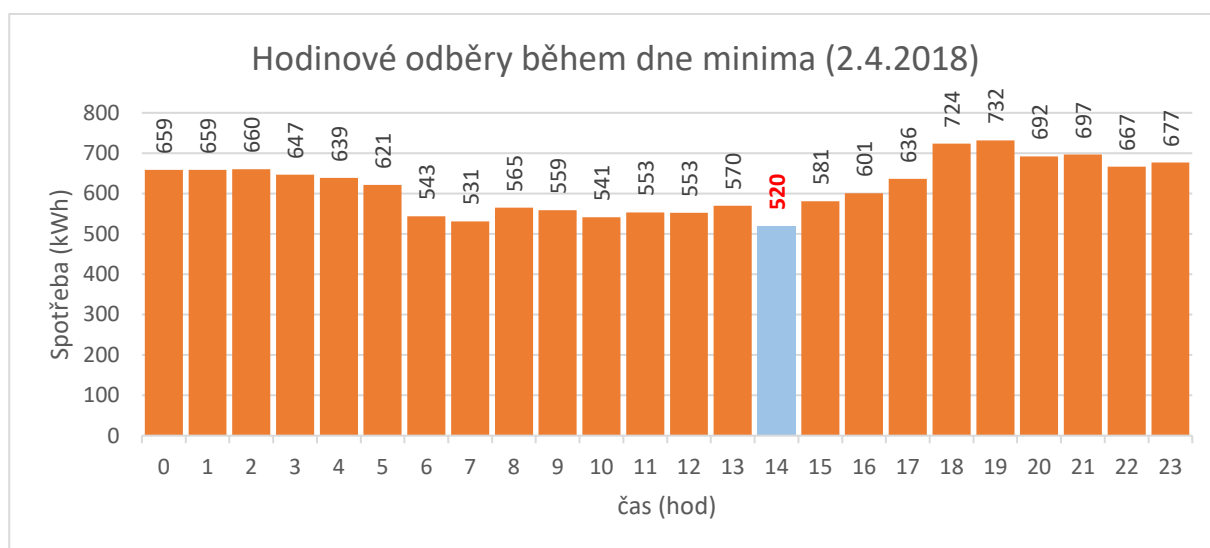
Obrázek 17: Hodinové odběry elektřiny během typického letního pracovního dne (24. července).



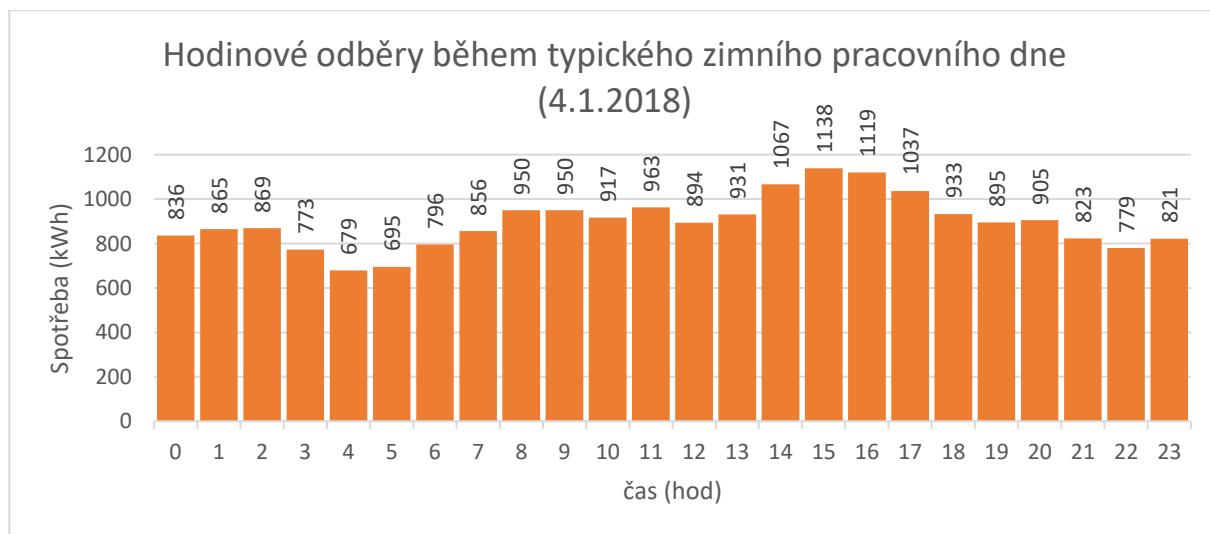
Obrázek 18: Hodinové odběry elektřiny během typického letního víkendového dne (21. července).

Na dni maxima a typických dnech v létě je společné, že maximum v daném dni je dosaženo mezi 15. a 17. hodinou a nejnižší odběry během dne jsou mezi 4. a 6. hodinou ranní. Většina elektrické energie je spotřebována na chlazení, což je nejspíše hlavním důvodem nejnižší spotřeby v brzkých ranních hodinách, kdy se v logistickém centru pohybuje minimum pracovníků a zároveň jsou nižší venkovní teploty. Od 6. hodiny typicky spotřeba stoupá až do 11. dopolední hodiny. V tuto dobu začíná běžný provoz LC spojený s větším využíváním elektrických spotřebičů a s otevíráním chladících a mrazících boxů, což vede k větším nárokům na udržování požadované vnitřní teploty. Růst je následován z pravidla mírným poklesem kolem 12. hodiny. Po tomto poklesu spotřeba elektriny roste až k denním maximům. Následně spotřeba pozvolně klesá až k nočním minimům. Celkově je během dnů pracovního klidu menší spotřeba než během pracovních dní. To je nejspíše zapříčiněno menší frekvencí otevírání mrazících a chladících boxů a nižšími nároky na chlazení vnitřních prostor v letních měsících.

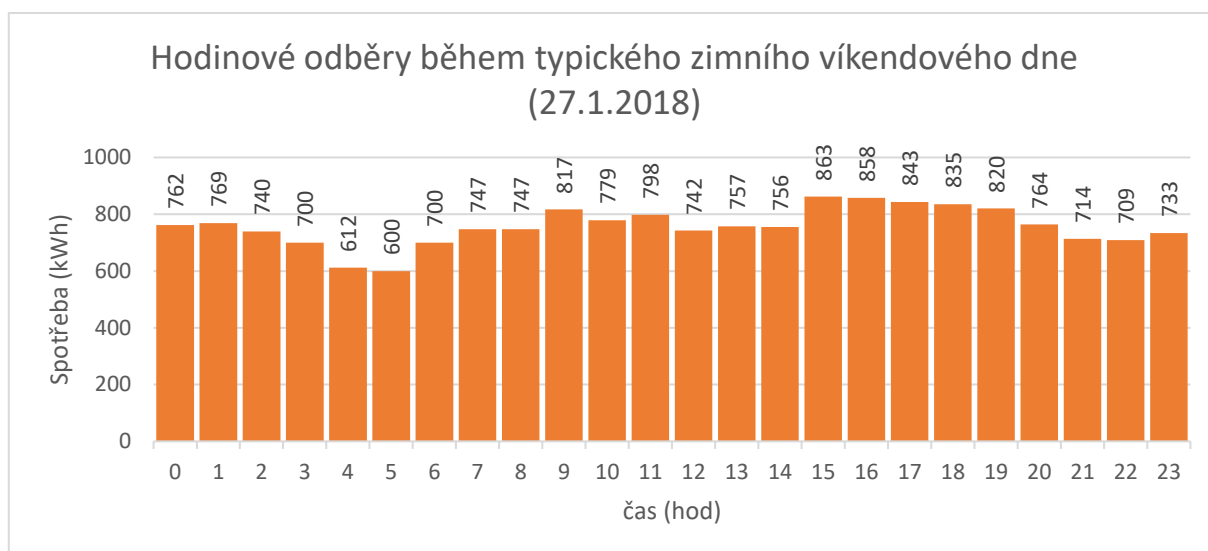
Na grafických zobrazení níže je uveden den odběrového minima a průběhy odběrů během typických zimních dní.



Obrázek 19: Hodinové odběry elektrické energie během dne minima (2. dubna).



Obrázek 20: Hodinové odběry elektrické energie během typického zimního pracovního dne (4. ledna).



Obrázek 21: Hodinové odběry elektrické energie během typického zimního víkendového dne (27. ledna).

Průběh denní spotřeby v zimních měsících je velmi podobný průběhům spotřeby v letních měsících, ale hodnoty spotřeb jsou nižší než v letních měsících. Tedy minimální spotřeby jsou nad ránem mezi 4. a 6. hodinou a maximální spotřeby jsou dosahovány mezi 15. a 16. hodinou. Také víkendová spotřeba elektřiny je nižší než spotřeba během pracovních dní. Obecně se minimum spotřeby elektrické energie během dne pohybuje lehce nad 600 kWh. Velice atypický je průběh ve dne minima. 2. dubna 2018 byl pracovní den, tedy není zcela jasné, proč tento den byla spotřeba LC tak nízká a nepředvídatelná. V tento den mohlo dojít k odstávce některých spotřebičů nebo nějaké poruše.

Výše uvedené průběhy spotřeby elektrické energie mi poskytují základní informace o možné skladbě decentrálních zdrojů elektrické energie. Jak již bylo řečeno, tak se pro potřeby plánovaného LC nabízí několik zdrojů elektřiny schopných vykryt elektrický příkon: FVE, KGJ a dodávka elektřiny z DS. Tyto zdroje bude možné použít k pokrytí trvalého elektrického příkonu. V další podkapitole se budu věnovat problematice zálohy příkonu.

4.1.3 Záloha elektrického příkonu

Hlavní potenciální škody způsobené výpadkem elektřiny v plánovaném LC představuje pokles teploty chlazených a mražených výrobků. Vliv poklesu zmražených potravin při několikahodinovém vypnutí mrazících zařízení studoval ve své diplomové práci Marek Pálka [51]. V práci je řečeno, že ze zákona by zmražené výrobky neměly dosáhnout vyšších teplot než -15° . Pokud by se tomu tak stalo bylo by nutné mražené výrobky zlikvidovat. M. Pálka v rámci své práce provedl pokus, při kterém byl sledován nárůst teploty zmražených potravin při vypínání mrazáku během různých časových intervalů. Jedním ze závěrů pozorování bylo, že při udržování teploty v mrazáku -20°C a při následném vypnutí mrazáku na 4 hodiny byla na konci této doby teplota potravin stále lehce pod -15°C . Z toho vyplývá, že při výpadků proudu, poklesu frekvence nebo napětí, není nutné okamžitě spouštět záložní zdroje, ale počkat několik desítek minut až několik hodin do obnovení trvalé dodávky elektřiny a záložní zdroje spustit až po uplynutí vyčkávací doby.

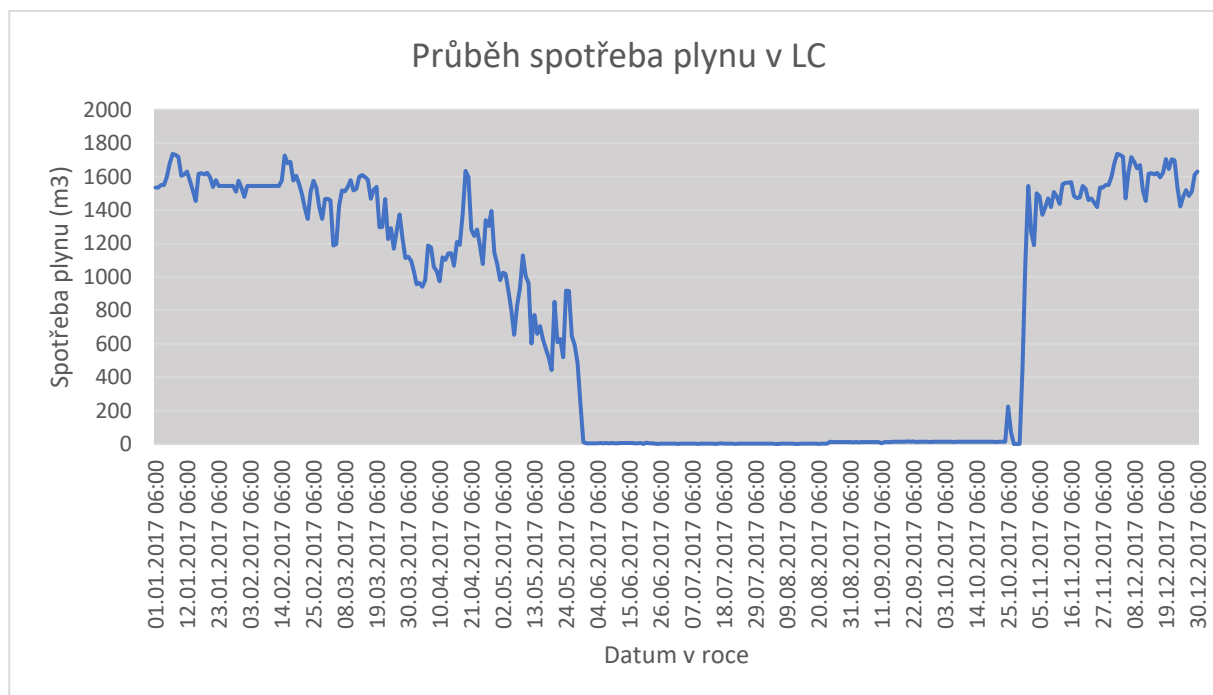
V plánovaném LC se počítá se záložním zdrojem v podobě diesel generátoru o instalovaném výkonu 2 000 kVA, jehož instalace je nutná, dle informací firmy, ze zákona. Rychlost startu záložního motorového generátoru je závislá na použitém typu a obecně u generátorů začíná na 30 sekundách při startu bez zahřátých provozních kapalin. Tato rychlost startu je zcela dostatečná pro potřeby plánovaného LC, ve kterém je dostačující obnovit elektrický příkon během několika minut.

Z toho důvodu není potřeba v LC instalovat elektrické baterie. V případě jakýkoliv problému s příkonem poskytnou dostatečnou zálohu kombinace rezervy z DS a instalovaný diesel generátor.

Před zapnutím samotné zálohy se ještě nabízí možnost zavést určité chytré řízení jednotlivých chladících a mrazících boxů, které by byly schopné optimalizovat elektrický příkon při jeho snížené dodávce do LC z důvodu poruchového stavu na některém zdroji elektřiny nebo příkonu z DS. Chytré řízení by optimalizovalo spotřebu chladících a mrazících boxů tak, aby nedošlo nárůstu teploty výrobků nad rizikové hodnoty a nebylo nutné provést likvidaci vedoucí ke ztrátám. Tím se z počátku výpadků elektřiny může snížit potřebný příkon LC a oddálit tak zapnutí diesel generátoru. Na druhou stranu při dlouho trvajících výpadcích elektrického proudu by takové řízení mohlo vyvolat potřebu větších odběrových příkonů po určité době, kdy bude potřeba navýšit výkon z důvodu potřebného vyrovnaní sníženého odběru energie.

4.1.4 Data o spotřebě tepla

Firma mi poskytla údaje o denní spotřebě plynu v již provozovaném LC v podobě denní spotřeby plynu v roce 2017. Data o spotřebě plynu jsou jak v m³, tak v kWh. Roční spotřeba plynu v provozovaném LC byla 288 000 m³. V plánovaném LC je odhadována roční spotřeba plynu na vytápění a ohřev teplé vody 320 000 m³. Z důvodu relativně malého rozdílu mezi naměřenou spotřebou a plánovanou spotřebou plynu budu předpokládat stejný průběh spotřeby a celkovou spotřebu v plánovaném LC jako v již provozovaném LC. Grafické zobrazení spotřeby plynu v LC během roku je na obrázku č. 26. Z grafického zobrazení je patrné, že plyn je na vytápění v LC používán od začátku listopadu do konce května. Teplo produkované z KGJ v tomto období by tak mohlo být přímo využito v objektu LC.

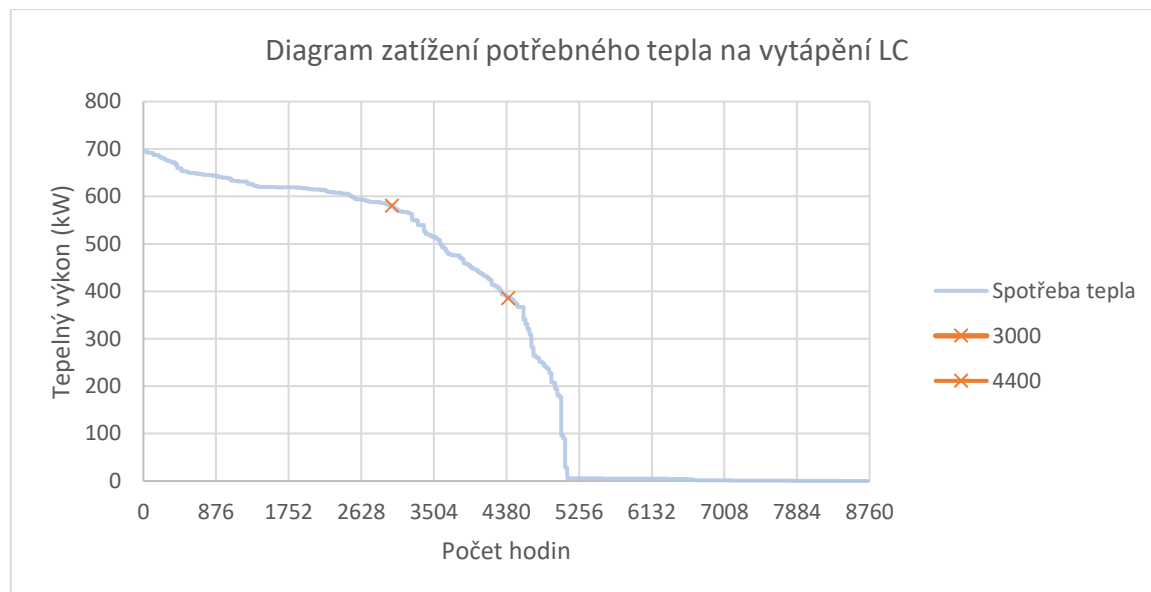


Obrázek 22: Spotřeba plynu na výrobu tepla v LC.

Jelikož mám k dispozici pouze data o spotřebě plynu a primárním cílem této kapitoly je analyzovat data o spotřebě tepla, musím tato data převést na vyrobené teplo. K vyčíslení denních průměrů tepla potřebného pro provoz LC počítám s průměrnou provozní účinností systému na vytápění 90 %.

Vynásobením hodnot spotřeby plynu s provozní účinností tepelného systému jsem získal vyrobené denní množství tepelné energie potřebné v LC. Z důvodu možnosti akumulace tepelné

energie s poměrně minimálními ztrátami vypočítávám z denní potřebné tepelné energie průměrné hodinové hodnoty pro každý den provozu LC. V analýze vhodných zdrojů DEZ jsem se zmiňoval o KGJ, která kombinuje výrobu elektřiny a tepla. Ta by mohla řešit dva problémy v jednom, tedy dodávat potřebný elektrický a tepelný výkon do LC. Získané hodinové průměry zobrazím v diagramu trvání tepelného výkonu (obr. 27).



Obrázek 23: Diagram hodinových zatížení vyrobené tepelné energie v LC s vyznačenými hodnotami pro 3000 a 4400 provozních hodin.

V kapitole 2.2.1 jsem uvedl možnosti podpory vyrobené elektrické energie z KGJ vázanou na vyrobenou a využitou elektrickou energii z KGJ. Ta je stanovena na prvních 3 000 nebo 4 400 hodin. Tyto hodnoty jsou zaneseny do obrázku 27. Dle výkladu ERU je možné si vybrat, jestli chceme pobírat podporu na 4400 nebo 3000 prvních hodin provozu KGJ. Při výběru podpory na prvních 3 000 provozních hodin KGJ by LC dostávalo podporu až do hodnoty tepelného výkonu 581 kW. Celková tepelná energie potřebná pro zajištění potřeby během prvních 3 000 hodin je 1 885 MWh. Při výběru podpory na prvních 4 400 provozních hodin KGJ by byla výroba elektřiny vázaná na výrobu tepelného výkonu do hodnoty 386 kW a celková potřebná tepelná energie během této doby je 2 564 MWh. Každá doba podpory je ale jinak finančně ohodnocena (viz. kapitola 2.2.1). Při předpokládané účinnosti výroby tepla 51 % a elektřiny 39 % v KGJ by byla roční provozní podpora pro prvních 3 000 hodin 823 tis. Kč a pro prvních 4 400 hodin 400 tis. Z toho důvodu budu v dalších výpočtech o příjmu z podpory výroby elektřiny uvažovat jen o podpoře na prvních 3 000 provozních hodin.

Při instalaci KGJ se nabízí možnost využívat některé jednotky jako trigenerace a vyrábět tak v letních měsících chlad. Použitím trigenerace by pomohlo se snížením odběrových špiček v letních měsících. Odhadovaný potřebný výkon na chlazení pro prostory budovy je 314 kW. Bližší informace o výkonech a energiích vynaložené na chlazení prostor jsem bohužel neměl k dispozici. I přes to, že se využití trigenerace v tomto objektu zcela vybízí při instalaci KGJ, firma nemá zájem o instalaci trigenerace a z toho důvodu s touto variantou nebudu v práci počítat.

V rámci své práce tak budu hledat různé kombinace KGJ tak abych pokryl jak tepelný, tak elektrický diagram trvání výkonu. Tepelný a elektrický výkon lze pomocí KGJ zvyšovat jen v určitých nabízených krocích, ve kterých se KGJ vyrábějí [52].

4.1.5 Určení diskontu společnosti pro ekonomické ohodnocení projektů

Při oceňování dlouhodobých projektů je potřeba přenést budoucí peněžní toky spojené s projektem a jejich rizika do současné časové hodnoty peněz. K tomu slouží diskontní míra, která představuje očekávaný výnos investora z uskutečněného projektu. Od společnosti, která plánuje vystavět nové LC, jsem nezískal hodnotu diskontní míry, se kterou pracuje ve svých výpočtech. Z toho důvodu vypočítám diskontní míru pomocí vzorce vážených průměrných nákladů kapitálu (WACC):

$$WACC = n_{vk} * \frac{VK}{K} + n_{ck} * (1 - \tau) * \frac{CK}{K} \quad [\%] \quad (11)$$

kde n_{vk} jsou náklady vlastního kapitálu [%]
 VK je vlastní kapitál [Kč]
 CK je cizí kapitál [Kč]
 K je celkový kapitál podniku (vlastní a cizí) [Kč]
 n_{ck} jsou náklady cizího kapitálu [%]
 τ je výše daně pro podnikatelský subjekt [%]

Hodnoty vlastního a cizího kapitálu zjistím z výkazu zisků a ztrát podniku, který je dostupný ve výroční zprávě podniku. Vycházím z výroční zprávy o hospodaření v roce 2017, která byla jako poslední dostupná ve Sbírce listin spravovaná Ministerstvem spravedlnosti.

Vlastní kapitál	8 120 926 tis. Kč
Úročený cizí kapitál (dluhopisy a závazky k úvěrovým institucím)	9 087 095 tis. Kč
Celkový kapitál	17 208 021 tis. Kč

Tabulka 4: Údaje z výkazu zisku a ztrát společnosti.

Náklady cizího kapitálu

Při určování nákladů cizího kapitálu se vychází z modelu dluhu, který je definován součtem bezrizikové úrokové míry a rizikovou přírážkou dle ratingu dluhu.

$$n_{ck} = r_f + RP \quad [\%] \quad (12)$$

kde r_f je bezriziková úroková míra [%]
 RP je riziková přírážka cizího kapitálu [%]

Riziková přírážka na základě cizího kapitálu se odvozuje na základě ratingu dluhu společnosti, která závisí na hodnotě úrokového krytí společnosti. Úrokové krytí se vypočítá následovně:

$$\text{úrokové krytí} = \frac{EBIT + \text{nákladové úroky}}{\text{nákladové úroky}} \quad (13)$$

Hodnotu rizikové přírážky zjistím z tabulky publikované na svých stránkách profesorem Damoranem, kde jsou publikované rizikové přírážky velkých podniků na základě vypočtené hodnoty úrokového krytí.

For large non-financial service companies with market cap > \$ 5 billion

If interest coverage ratio is		Rating is	Spread is
>	≤ to		
8.50	100000	AAA	0.40%
6.5	8.499999	AA	0.70%
5.5	6.499999	A+	0.90%
4.25	5.499999	A	1.00%
3	4.249999	A-	1.20%
2.5	2.999999	BBB	1.75%
2.25	2.499999	BB+	2.75%
2	2.249999	BB	3.25%
1.75	1.999999	B+	4.00%
1.5	1.749999	B	5.00%
1.25	1.499999	B-	6.00%
0.8	1.249999	CCC	7.00%
0.65	0.799999	CC	8.00%
0.2	0.649999	C	10.00%
-100000	0.199999	D	12.00%

Obrázek 24: Stanovení rizikové přírážky firmy na základě jejího úrokového krytí.

V případě mnou analyzované společnosti je EBIT (tedy provozní výsledek hospodaření) 5 264 170 tis. Kč a nákladové úroky byly 48 964 tis. Kč. Po dosazení do vzorce vyjde hodnota úrokového krytí 108,5. Na základě této hodnoty přiřadím výši rizikové přírážky **0,4 %**.

Bezrizikovou úrokovou míru určím podle 10letých státních dluhopisů ČR. Je třeba zmínit, že jednou z nevýhod určování bezrizikové úrokové míry podle státních dluhopisů bývá poměrně velká volatilita jejich výnosu. I přes tuto skutečnost pracuji ve svém modelu s tímto parametrem jako bezrizikovou úrokovou mírou. V květnu 2019 byla výnosnost těchto dluhopisů **1,86 %** a tuto hodnotu tedy беру jako bezrizikový úrok [53].

Po sečtení těchto hodnot mi vyjde hodnota nákladů cizího kapitálu **2,26 %**.

Náklady na vlastní kapitál

Náklady na vlastní kapitál vypočítám pomocí modelu oceňování kapitálových aktiv (CAPM). Náklady vlastního kapitálu se vypočítají pomocí následujícího vzorce:

$$n_{vk} = r_f + \beta * ERP \quad (14)$$

Kde r_f je bezrizikový úrok [%]
 β je koeficient BETA
 ERP je riziková prémie trhu [%]

Hodnotu bezrizikové úrokové míry jsem stanovil již při vyčíslení nákladů na cizí kapitál.

Koeficient β zjistím z internetových stránek profesora Damodarana [54]. Obecně jsou tyto koeficienty stanoveny na celé úrovni odvětví ve vybraném regionu. Pro mou společnost se nejvíce hodí odvětví Retail – Grocery and food vypočtené na základě údajů společností působících v Evropě. V tomto sektoru je hodnota nezadlužené β pro rok 2019 **0,77**. Nezadlužený koeficient β je potřeba přepočítat na zadluženou β podle následujícího vzorce:

$$\beta_z = \beta_n * \left[1 + (1 - \tau) * \frac{CK}{VK} \right] \quad (15)$$

kde β_z je koeficient β zadlužené firmy
 β_n je koeficient β při nulovém zadlužení
 τ je sazba daně z příjmu [%]
 CK je úročený cizí kapitál firmy [Kč]
 VK je vlastní kapitál firmy [Kč]

Výši CK a VK sledované firmy jsem uvedl v tabulce č. 4. Daň z příjmu pro podniky v ČR je 19 %. Po dosazení hodnot do vzorce (15) vyjde koeficient zadlužené β **1,47**.

V dalším kroku potřebuji zjistit hodnotu rizikové prémie trhu, ERP. Ta je vypočítána pro americký trh na stránkách profesora Damodarana a je počítána jako rozdíl mezi výnosností akcií na kapitálovém trhu a výnosností státních dluhopisů. Počítá se s dlouhodobým geometrickým průměrem do roku porovnání. Pro rok 2019 byla stanovena hodnota ERP **5,96 %**. Tato hodnota je platná pro americký trh, jakožto pro plně rozvinutý kapitálový trh. K hodnotě ERP ještě budeme muset přičíst rizikovou prémii pro ČR. Ta je také k získání na stránkách profesora Damodarana. V roce 2019 je riziková prémie ČR **0,98 %**.

Dosazením těchto hodnot do vzorce č. 9 mi vyjde náklady na vlastní kapitál **12,05 %**.

Výsledné WACC

Výše popsáním postupem jsem získal veškeré potřebné hodnoty pro odhadnutí WACC, respektive diskontní míry, analyzované společnosti. Po dosazení do vzorce 6 vyjde WACC **6,65 %**. Tato hodnota tedy bude diskontní mírou pro ekonomické porovnání plánovaných projektů. Přestože pro své výpočty používám mnou získanou hodnotu, uvědomuji si, že je pro kapitálovou společnost poměrně nízká a ve svých interních analýzách bude společnost pravděpodobně používat vyšší hodnotu diskontu k porovnání investic. Vliv diskontu na hodnotu investic budu diskutovat v citlivostních analýzách.

4.1.6 Cena energií

Cena elektrické energie

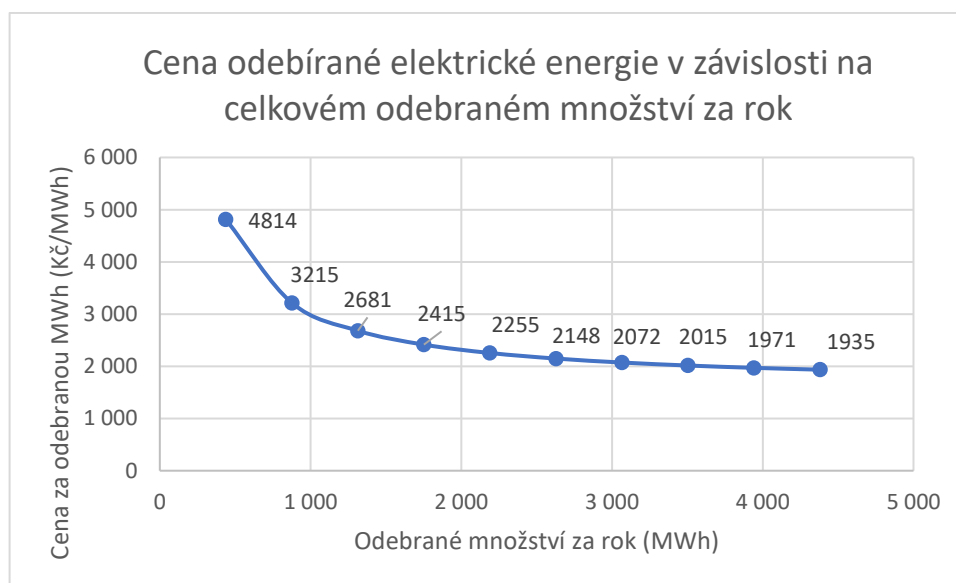
Pro ekonomické hodnocení projektů je třeba stanovit cenu elektrické energie podniku po dobu životnosti energetických projektů. Cena elektrické energie má několik složek. Některé složky ceny za odebranou elektrickou energii jsou závislé na dodaném množství elektřiny a některé se platí měsíčně vždy jako pravidelné poplatky, které jsou z největší části vázány na rezervovaný příkon a kapacitu elektřiny. Druhé jmenované složky ceny za elektrickou energii jsou z velké většiny regulovány a jejich výši stanovuje ERÚ na každý kalendářní rok.

Významnou položkou v konečné ceně za odebranou elektrickou energii je cena za silovou elektřinu. Tuto cenu stanovím na základě prodávané výsledné ceny na pražské energetické burze [55]. Během června 2019 se na burze prodávala elektrická energie na rok 2020 za výslednou cenu v rozmezí 1 195 Kč až 1 450 Kč. Dle článku z hospodářských novin z 15.7.2019 [56], ve kterém se vyjadřuje Jiří Gavor ze společnosti ENA, se očekává v dalších letech výrazné zvyšování cen za elektřinu (z důvodu zdražování emisních povolenek, cen plynu a uhlí). Z toho důvodu a z důvodu započtení přírážky obchodníka stanovuji cenu silové elektřiny pro rok 2020 ve výši 1 450 Kč. Po roce 2020 odhaduji další 4 % růst celkové ceny za elektřinu (tedy i regulovaných složek). Od roku 2025 odhaduji 2% růst, což je růst vycházející z plánované inflace ČNB (pozn. tuto míru inflaci používám i pro predikce budoucích spotřebitelských cen). Je ale potřeba podotknout, že předpovídat ceny energií do budoucna je velmi nejisté.

Nezávislé na odebraném množství	
Roční rezervovaná kapacita (Kč/MW/měs.)	174 541
Cena OTE za záúčtování (Kč/měs./OM)	5,4
Podpora OZE a KVET (Kč/MW/měs.)	58 944,64
Cena za překročení RK (Kč/MW)	698 164
Cena za překročení RP (Kč/MW)	776 500
Závislé na odebraném množství (Kč/MWh)	
Silová EE	1 450
Cena za použití sítě	60,77
Cena za systémové služby	76,19
Ekologická daň	28,3
Celkem za odebrané množství	1 602

Tabulka 5: Složky ceny za elektrickou energii pro rok 2020 odhadované pro analyzovanou společnost.

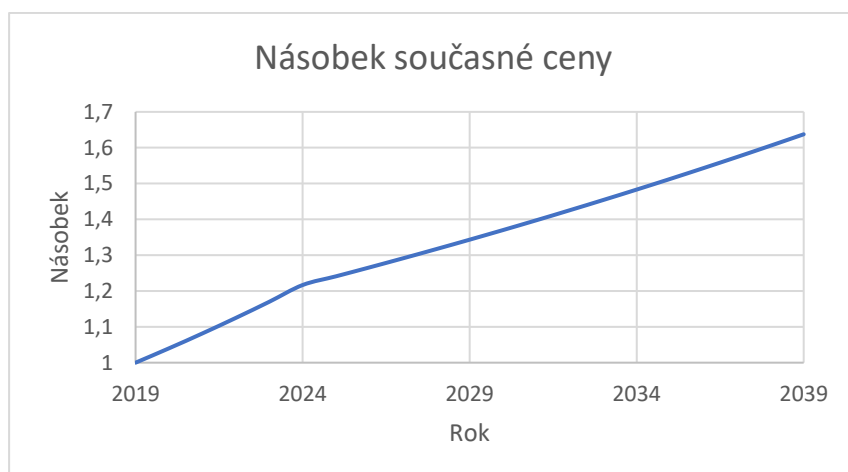
Pokud bychom přepočítali cenu elektrické energie na odebranou MWh, tak z důvodu stálých plateb bude tato cena závislá na jejím celkovém odebraném množství ze sítě. Pokud bychom po celý rok odebírali maximální rezervovaný příkon 0,5 MW ze sítě, tak za rok by bylo možné ze sítě odebrat 4 380 MWh, což je 55,2 % roční spotřebované elektrické energie v plánovaném LC (odhadovaná potřeba 7 931 MWh). Závislost změny ceny elektrické energie na odebranou MWh na celkovém odebraném množství elektrické energie v roce je zobrazena na obr. 25.



Obrázek 25: Grafické zobrazení závislosti ceny elektrické energie na celkovém odebraném množství.

Z grafu vyplývá, že minimální možná cena za odebranou elektrickou energii je 1 935 Kč/MWh. I při výrazně nižším odběru elektrické energie 3000 MWh vychází zaplacená cena na velmi dobrých 2 082 Kč/MWh. Evidentní z grafu je, že pokud chceme používat příkon dodávaný ze sítě, měla by být naše snaha o co největší využití této sítě, aby celková placená cena na jednotku spotřebované energie byla nejnižší možná.

Na obr. 26 je zobrazen mnou předpokládaný násobek nárůstu současné ceny v následujících letech.



Obrázek 26: Předpokládané násobky současné ceny elektrické energie do roku 2039.

Cena zemního plynu (ZP)

Cena ZP se také skládá z několika složek. Opět je zde složka regulovaná, tržní a daň. Tyto složky jsou závislé anebo nezávislé na odebraném množství. Tržní cena ZP je stanovena sjednanou cenou za odebrané množství zemního plynu od dodavatele. Do regulované části ceny zemního plynu řadíme cenu za distribuci plynu, cenu za služby operátora trhu a cenu za denní kapacitu.

V rámci své práce počítám s následujícími cenami, které vycházejí z cen na pražské energetické burze prodávaného ZP během června 2019 [55] a z Cenového rozhodnutí ERÚ o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu platných pro rok 2019 [57]:

Cena za odebraný ZP	650 Kč/MWh
Ekologická daň	30,6 Kč/MWh
Činnost operátora trhu	0,71 Kč/MWh
Cena za distribuci plynu	110,97 Kč/MWh
Variabilní platba za odebraný plyn	792,28 Kč/MWh
Cena denní rezervované kapacity	115,19625 Kč/m ³

Tabulka 6: Složky ceny za odebraný ZP

Ke konečnému stanovení ceny za odebrané množství plynu je potřeba znát potřebnou denní kapacitu, která bude záviset na spotřebě plynu plánovaných KGJ. Nicméně pro počáteční stanovení ceny ZP mohou denní kapacitu určit z analyzovaných dat spotřeby plynu v provozovaném LC. Dle tohoto plánu by byla maximální denní kapacita plynu necelých 1 750 m³. Při použití této hodnoty bude zaplacená cena denní kapacity 201 593 Kč. Na výrobu tepla podnik za rok spotřeboval 3 072 MWh zemního plynu. Cenu za odebraný plyn vypočítám následovně:

$$C_{ZP} = 792,28 + \frac{201593}{3072} = 858 \text{ Kč/MWh}$$

Ve svých prvotních výpočtech tak budu počítat se stanovenou cenou ZP 858 Kč/MWh. V pozdějších výpočtech vypočítávám cenu plynu podle používaných kombinací KGJ.

Cena tepla

Určená cena za ZP mi umožní stanovit cenu tepla, kterou vyčísím jako ušetřené náklady vynaložené na výrobu tepla z plynových kotlů. Investiční cenu do výstavby plynových kotlů o maximálním tepelném výkonu 700 kW jsem stanovil na 1 600 000 Kč. Vycházím z cen inzerovaných na internetu za sestavy kotlů o výkonech necelých 300 kW a 100 kW. Firma Ptáček tyto sestavy na

svém e-shopu nabízí za 592 090 Kč, respektive 227 260 Kč. K této ceně odhaduji další poplatky za dopravu a instalaci. Vzorec pro výpočet nákladů na vyrobenou jednotku tepla je následující:

$$N_{tep} = \frac{C_{ZP} * E_{ZP,sp} + N_{inv} * a_{Tz} + N_{prov.}}{E_{tep,rok}} \quad [Kč] \quad (16)$$

kde	C_{ZP}	je stanovená cena ZP v předešlé kapitole [Kč/MWh]
	$E_{ZP,sp}$	je spotřebovaná energie ZP plynovými kotli [MWh]
	N_{inv}	jsou investiční náklady plynových kotlů [Kč]
	a_{Tz}	je poměrná anuita za dobu životnosti kotlů [-]
	$N_{prov.}$	Jsou další roční provozní a servisní náklady [Kč]
	$E_{tep,rok}$	je tepelný výkon generovaný za jeden rok [MWh]

Anuitní poměr za dobu životnosti se vypočítá následovně:

$$a_{Tz} = \frac{q^n * (q - 1)}{q^n - 1} \quad (17)$$

kde	q	je $1 +$ diskont (v mém případě 6,65 %)
	n	je doba životnosti projektu [let]

Při výpočtu anuitního poměru počítám s diskontní sazbou stanovenou podle kapitoly 4.1.6 a předpokládám 20letou životnost kotle. Předpokládám s dalšími ročními náklady na provoz a servis ve výši 22 tis. Kč. Po dosazení do vzorce (16) mi vyjde cena tepla 1 000 Kč/MWh. Tuto cenu budu používat jako ušetřený náklad při výrobě tepla z KGJ.

4.1.7 Zvolené ekonomické ukazatele pro ekonomické porovnání jednotlivých variant

V rámci ekonomického porovnání vybraných variant se budu rozhodovat na základě ocenění projektů pomocí NPV (Net Present Value) a LCOE (Levelized Cost of Electricity).

NPV

Ukazatel čisté současné hodnoty představuje celkovou současnou hodnotu budoucích finančních toků plynoucí z investičního projektu. NPV vypočítáme pomocí následujícího vzorce:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad [Kč] \quad (18)$$

Kde	CF_t	je peněžní tok v daném roce [Kč]
	r	je diskont [%]

Způsob výpočtu CF upřesním dále u výpočtu představených variant, které hodnotím. Při posuzování projektu podle NPV platí, že pokud je NPV vyšší nebo rovna nule, tak projekt uskutečním, pokud je NPV nižší než nula, tak do projektu neinvestuji. Když porovnávám více projektů, tak zpravidla investuji do projektu s nejvyšší hodnotou NPV (je ale potřeba zohlednit velikost počáteční investice).

V mém případě projekty nebudou mít kladné NPV. Jedná se o případ, kdy náklady vynaložené na projekt převýší příjmy z projektu a prakticky tak hledám takové řešení, které uspokojí energetickou potřebu LC a zároveň toto řešení bude pro podnik z ekonomického hlediska nejvýhodnější (respektive podnik bude mít co nejmenší náklady na zajištění potřeby elektrické

energie a elektrického výkonu). Z pohledu výdajového NPV (kdy výdaje mají kladnou hodnotu) je takovým projektem ten, který má nejnižší hodnotu NPV. Při zanechání výdajů jako záporné hodnoty ve výpočtu CF vybírám ten projekt, jehož hodnota je nejvyšší.

LCOE

Ukazatel LCOE je často používaný ukazatel k porovnání různých technologií generující elektrickou energii. Výsledná hodnota představuje čistou současnou hodnotu ceny za jednotku elektrické energie, kterou bude třeba platit, aby se hodnota projektu rovnala nule. Jinými slovy LCOE představuje minimální cenu za elektrickou energii, tak aby NPV bylo rovno nule. Tento ukazatel se vypočítá jako podíl současných hodnot všech nákladů za životnost projektu a celkové diskontované generované elektrické energie během životnosti zařízení. Vzorec pro výpočet LCOE je tak následující [58], [59]:

$$LCOE = \frac{-NPV}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [Kč/MWh] \quad (19)$$

Kde NPV je čistá současná hodnota nákladů vynaložených na výrobu elektřiny [Kč]
 E_t je generované množství elektrické energie v roce t [MWh]
 r je diskont [%]

Při porovnávání projektů na základě LCOE vybírám ten, který má nejnižší hodnotu, respektive nejnižší minimální cenu, při které bude $NPV = 0$.

4.2 Závěr energetické analýzy podniku a předpoklady optimalizace

Cílem této kapitoly je shrnout poznatky o plánovaném LC a nastinit možné varianty řešení, které budou v další kapitole ohodnocovány. V bodech mi z předešlých kapitol vychází následující:

- PDS je schopen zajistit rezervovaný příkon 500 kW a zároveň povolil vlastní výrobu elektřiny o výkonu 1 560 kW.
- Primárně je potřeba dimenzovat zdroje na elektrický příkon, nikoliv na elektrickou energii. Schopnost systému zajištění chodu podniku by měla být otestována na dni maxima a dni minima.
- K zajištění bezpečného chodu a minimalizaci rizik spojených s nedodávkou elektrické energie je potřeba zvážit zajištění dostatečné rezervy elektrického příkonu. Je třeba zvážit její výši a i formu (nabízí se baterie, rezerva ze sítě, další decentrální zdroj energie).
- Podle předpokládané spotřeby plánovaného LC bude potřeba zajistit objektu elektrickou energii 7 931 MWh.
- Většina elektrického výkonu je použita na chlazení. Příkon chladicích jednotek je 1 150 kW. Dále je počítáno se soudobostí zařízení zajišťující chlazení 0,8. Skutečný potřebný příkon je 924 kW. Z toho důvodu vznikají odběrové špičky přes den v letních měsících. S pokrytím těchto špiček by mohla pomoci FVE.
- Na základě simulace průběhů odběru elektřiny LC se očekává, že špičky odběru elektrického příkonu se budou objevovat jen po velmi krátkou dobu provozu. Například příkon větší než 90 % odběrového maxima (1 440 kW) bude podnik odebírat jen 19 hodin za rok. Příkon větší než 1360 kW bude plánovaným LC odebírán 95,5 hodiny.
- Odpadní teplo vzniklé z chlazení je použité pro výhřev podloží pod mrazírnu (především aby nevznikala námraza v okolí chladicích a mrazicích boxů). Teplo by šlo využít pro ohřev

teplé vody nebo vytápění dalších prostor, nicméně tuto část v rámci své práce nebudu řešit a ani zadavatel nemá potřebu používat jiné technologie a postupy než ty, které používá v již provozovaných LC.

- Pro použité chlazení je již počítáno se záložním zdrojem v podobě diesel agregátu o výkonu do 2000 kVA, který je instalován v podniku ze zákona. Do LC tak není nutné instalovat baterie z důvodu zálohy elektrického příkonu.
- Cílem této studie je **zajisti trvalý přívod elektrického příkonu**.
- Jelikož má být výkon trvalý, je potřeba brát zřetel na bezpečnost a spolehlivost dodávky elektřiny. I přes instalovaný dieselový agregát, bych doporučil vytvořit některé záložní zdroje o instalovaném výkonu většiny zdrojů elektřiny (viz. paralela k pravidlu (n-1) při plánování bezpečnosti PS v kapitole 4.1.3).
- Během topné sezóny LC by byla vytvořena dostatečná potřeba tepla pro pobírání provozní dotace na KVET. Při pobírání dotace na 3 000 provozních hodin spotřebuje LC 1 885 MWh tepelné energie a při prvních 4 400 provozních hodinách 2 567 MWh tepelné energie. Za rok je potřebné podniku dodat 2 765 MWh tepelného výkonu
- Při potřebě chladit vnitřní prostory LC v letních měsících by se nabízelo využívat s instalovanými KGJ trigeneraci. Firma ovšem o tuto technologii nemá zájem a z toho důvodu nebudu trigenerace v rámci mé práce řešit.
- V závislosti na odebraném množství elektrické energie se cena za 1 MWh odebrané elektřiny může pohybovat od 1 935 Kč/MWh. Při odebraném množství 3 000 MWh z DS bude aktuální cena 2082 Kč/MWh, při odběru 2 000 MWh za rok je cena elektřiny 2 316 Kč/MWh a při odběru elektrické energie jen 1 000 MWh je cena elektřiny 3 016 Kč/MWh. Detailní graf je v kapitole 4.1.10. Uvedená cena je předpokládána na dostupných datech o platbách PDS. Konečná cena za elektrickou energii bude závislá na přesných podmínkách dohodnutých s obchodníkem.
- Ve své práci z počítám s cenou plynu 792 Kč/MWh za variabilní složkou ceny plynu závislou na odebraném množství ZP za odebrané množství a částkou 115,2 Kč/m³ za cenu rezervované denní kapacity.
- Do budoucna počítám s růstem cen elektrické energie. To by mohlo vést k lepší ekonomické návratnosti energetických projektů. Navíc výstavba vlastního zdroje dává do budoucna majiteli možnost si zvolit, jaký zdroj zrovna bude využívat na základě měrných nákladů výroby elektřiny. Ovšem při zohledňování pouze proměnné složky ceny za elektrickou energii je její průměrná cena během následujících 20 let 2 144 Kč/MWh. Po 20 letech by dle mých předpokladů měla elektřina stát 2 624 Kč/MWh.
- Pro spotřebitelské ceny počítám s roční inflací 2 %.
- Varianty budu vybírat primárně na základě splnění zajištění trvalého a bezpečného příkonu elektřiny v plánovaném LC. Z toho důvodu je možné, že nevhodnější variantou nebude ta, která má nejlepší ekonomické výsledky, ale bude to varianta rozumně kombinující zajištění technických a bezpečnostních požadavků s rozumnými náklady na její zřízení a provoz.
- Ekonomickou návratnost projektů budu porovnávat na základě NPV a LCOE.

4.2.1 Přehled možných technologií k zajištění energetického příkonu a výběr technologií řešených v rámci této práce

Na základě analýzy spotřeb energií a cíle podniku zajisti trvalý příkon elektřiny se nabízí využít několik technologií. Přehled a rozhodnutí o jejich vyhodnocování v rámci řešení této práce je uveden v tabulce níže.

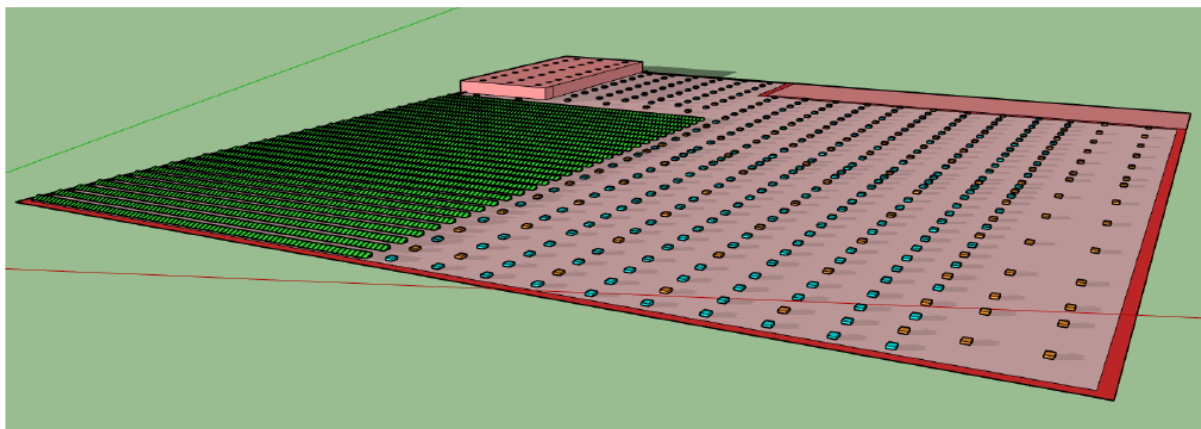
Technologie	Rozhodnutí	Zdůvodnění
FVE	Budu vyhodnocovat	Primárně za účelem snížení nákladů na elektřinu a analýzy snížení odběrových špiček v létě.
Motogenerátory	Nebudu vyhodnocovat	Firma o tuto variantu nemá zájem z důvodu složitějšího provozu a potřeby výstavby větších nádrží na palivo.
KGJ	Budu vyhodnocovat	K objektu je možné zavést přípojku plynu o požadovaných parametrech a teplo z KGJ je možné využít v zimě. V létě bude teplo mařeno
Trigenerace	Nebudu vyhodnocovat	Na základě nezájmu firmy o tuto technologii, nedostatku dat a dohodě s vedoucím práce.
Baterie	Částečné vyhodnocení	Záloha v bateriích není potřeba. Budu pouze hodnotit vliv ceny baterie na rozhodnutí o instalaci FVE.
Překročení RK a RP	Budu vyčíslovat, ale neoptimalizovat	V rámci vybraných variant budu vyčíslovat předpokládanou platbu za překročení RK a RP.

Tabulka 7: Přehled teoreticky možných řešení zajištění trvalého příkonu plánovaného LC a vybrané varianty řešené v rámci této práce.

5 Návrh a optimalizace decentrálních zdrojů pro vybranou společnost

5.1 Nasazení FVE

Firma plánující výstavbu nového LC si již nechala zpracovat projekt na výstavbu FVE. Ten plánuje výstavbu FVE na střechu objektu. Využitelná plocha střechy je omezena množstvím světlíků a RWA klapek, mezi které není doporučeno instalovat FV panely. Na obrázku 27 je zobrazeno plánované umístění FVE na střechu.



Obrázek 27: Rozmístění FVE panelů (zelenou barvou) dle plánovaných materiálů.

Zpracovaná studie plánuje umístit panely podél hrany střechy, která je orientována JJZ směrem a panely by tak měli azimut 21° . Plánovaný sklon panelů vzhledem k vodorovné rovině je 15° . Daný sklon a azimut byl zvolen jakožto optimální pro pokrývání odběrových špiček během letních odpoledních hodin. Ve studii bylo i uvažováno ještě větší natočení panelů na západ, což by vedlo sice bylo optimálnější k pokrytí odpoledních špiček, ale FVE by bylo nutné následně zmenšit o 10 %, což by generovaný výkon opět snížilo a zároveň by to výrazně snížilo množství generované elektrické energie během celého roku, což by mělo dopad na ekonomickou výhodnost celého projektu.

Dalším důvodem zvoleného sklonu panelů je z důvodu vrhání stínu předních řad panelů na řady za sebou. Při zastínění části panelů se výrazně snižuje jejich účinnost. V systému PVGIS [60] jsem si našel pro místo výstavby optimální orientaci a sklon FV panelů. Pro maximalizaci získané elektrické energie je aplikací PVGIS doporučovaný sklon panelů 34° a jejich orientace -2° , tedy orientace téměř přímým jižním směrem. Výstavba panelů směřujících optimální orientací na jih by byla možná jen při nutném zmenšení velikosti FVE a tím pádem i snížením generovaného množství elektrické energie. Je třeba připomenout, že primárním cílem není snížit náklady na elektřinu, ale zajistit požadovaný elektrický příkon a energii objektu.

Navržená FVE je sestavená celkem z 2370 FV panelů o jmenovitém výkonu 240 W. Instalovaný výkon elektrárny je tak 568,8 kWp. K instalaci byly vybrány FV panely firmy Panasonic s označením VBH 240Wp. Předostí těchto panelů je oproti jiným FV panelům menší velikost při zachování výkonu 240 Wp. Další technické údaje o tomto panelu jsou k nahlédnutí na stránce

Fixed system: inclination= 34° , orientation= -2° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	0.89	27.6	1.05	32.5
Feb	1.49	41.6	1.78	49.9
Mar	2.84	88.0	3.53	109
Apr	3.86	116	4.99	150
May	3.88	120	5.13	159
Jun	3.91	117	5.26	158
Jul	3.91	121	5.34	166
Aug	3.82	118	5.17	160
Sep	3.01	90.2	3.93	118
Oct	2.10	65.2	2.65	82.3
Nov	1.13	33.9	1.39	41.6
Dec	0.81	25.1	0.97	29.9
Yearly average	2.64	80.4	3.44	105
Total for year		964		1260

Obrázek 28: Průměrná denní a měsíční generovaná elektrická energie FVE o instalovaném výkonu 1 kWp při optimálním sklonu a orientaci panelů (Zdroj: PVGIS).

solarni-panely.cz [61]. Výběr tohoto panelu je čistě indikativní a je možné ho zaměnit za jiné panely o podobných parametrech a jiných cenách. V mém modelu je počítáno s cenou jednoho panelu 3 900 Kč bez DPH, což odpovídá ceně 16,25 Kč/Wp. Počítám s životností FV panelů 20 let, i když výrobce poskytuje záruku na výkon panelů 25 let.

5.1.1 Odhadované investiční náklady FVE

Síťový měnič napětí

Cenu měničů ve svém modelu volím pouze orientačně. Vzhledem k velikosti FVE bych navrhol požit solární měniče ABB Trio-TM-60. Maximální vstupní DC elektrický výkon vybraného modelu je 75 kW a jeho účinnost je 98 %. Cena jednoho zařízení je 85 200 Kč bez DPH. K FVE bych doporučil instalovat 8 těchto měničů elektřiny. Cena za sadu měničů by pak byla 681 600 Kč bez DPH. V modelu počítám s životností síťových měničů 10 let. Po této době bude potřeba všechny měniče vyměnit. Jejich cenu zvyšuji o předpokládanou roční inflaci 2 %.

Možnost volby baterie

V analýze podniku jsem zmínil, že k zajištění zálohy elektrického příkonu není potřeba instalovat do podniku baterie. Jejich instalace ovšem může zajistit částečné řízení dodávek elektrického výkonu z FVE. Pouze indikativně při ekonomickém ohodnocení plánované FVE budu počítat s variantou instalování bateriového systému o relativně malé kapacitě 100 kWh. Kromě řízení dodávek z FVE mohou baterie ještě více zvýšit bezpečnost sítě vyrovnáváním frekvence a napětí elektřiny, ale jak jsem již řekl, v plánovaném objektu to není nutné z důvodu možné zálohy v diesel generátoru a případně i z DS.

Pro FV systémy je vhodné použít Li-Ion baterii s životností až 6000 cyklů. Pro instalaci baterie o kapacitě 10 kWh k FVE počítám s orientační cenou 130 000 Kč bez DPH (viz. ceny bateriových systémů na shop.solarpartner.cz). Mnou plánované bateriové úložiště tak přijde na 1 300 000 Kč. Předpokládám 10letou životnost baterií, po které bude provedena jejich obnova. V následných kapitolách pak představím vliv výběru 100 kW baterie na ekonomické parametry.

Další náklady – práce, kabely, nosná konstrukce

V rámci zjednodušení výpočtu budu jakožto cenu nosné konstrukce přepočítávat prodávaný set pro 18 panelů [62]. Tento set obsahuje nosnou konstrukci nastavitelnou pro úhly 15–40°, což splňuje můj předpoklad pro výstavbu FVE pod úhlem 15°. Dále jsou v setu všechny úchyty a šrouby potřebné k přichycení FV panelů ke konstrukci. Cena celého setu je 24 478 Kč, což je ve výsledku 1 360 Kč na jeden panel. K této ceně připočtu odhadovanou cenu za práci spojenou s instalací jednoho panelu a cenu dalších kabelů ve výši 140 Kč na jeden FV panel. Celkově tak předpokládám náklady na instalaci a uchycení jednoho FV panelu 1 500 Kč.

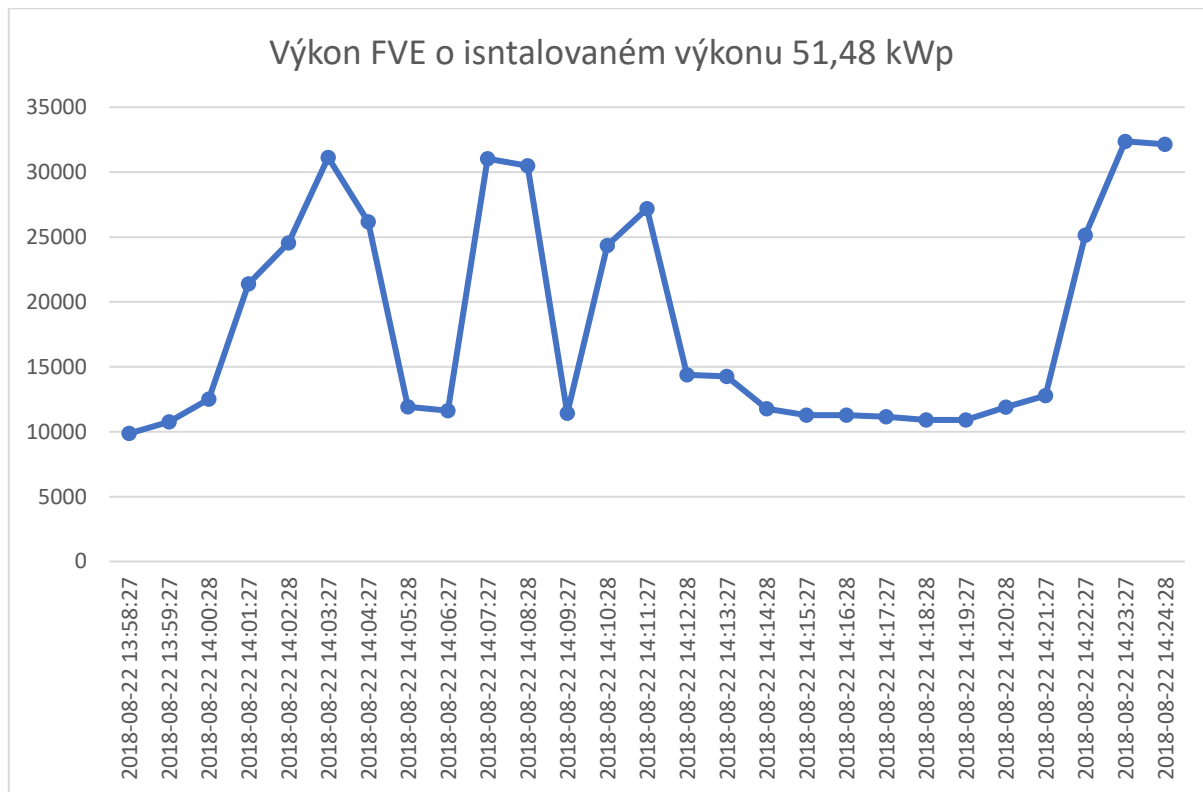
Investiční náklady FVE – shrnutí

Na základě přijatých předpokladů a odhadovaných cen se celkové investiční náklady na výstavbu FVE vyšplhají na 13 479 600 Kč. Při instalovaném výkonu 568,8 kWp je cena za 1 instalovaný kWp 23 698 Kč/kWp. Tato cena odpovídá odhadovaným cenám velkých elektráren o instalovaném výkonu do 1 MWp, které uvádí Německá společnost Fraunhofer Institute for Solar Energy zmíněným v kapitole 2.3. Pro připomenutí byla tato cena v rozmezí 800–1 000 EUR/kWp. S přídavným bateriovým systémem se cena FVE vyšplhá na 15 440 000 Kč.

5.1.2 Určení výroby elektrické energie z FV panelu

Primárním cílem zadání této úlohy je zajistit příkon pro každý okamžik spotřeby plánovaného LC. Z tohoto pohledu představuje dlouhodobé plánování výkonu FVE celkem velký problém, jelikož ten je závislý na slunečním záření dopadajícím na FVE. Sluneční záření dopadající na FVE je ovlivněna hlavně možným smogem nebo rychle se oblačností v atmosféře. Změny oblačnosti mohou

nastat velmi rychle a z toho důvodu může výkon FVE významně kolísat i v minutových intervalech. K demonstraci tohoto tvrzení uvádím data z ostrovní elektrárny postavené firmou TEDOM a.s. Spotřeba výrobní haly je zajišťována kombinací KGJ a FVE o instalovaném výkonu 51,48 kWp, kde polovina elektrárny je orientována na východ a druhá polovina na západ. Naměřený generovaný výkon během vybraného časového úseku je na obrázku níže.



Obrázek 29: Výkon FVE o instalovaném výkonu 51,48 kWp během vybraného časového úseku.

Z obrázku jsou patrné velmi rychlé změny výkonu elektrárny. V některých úsecích výkon FVE dokáže během minuty klesnout až o 1/3, respektive až 3x narůst. Takové chování se nedá předpovědět pro každý moment průběhu spotřeby plánovaného LC. Navíc při instalovaném výkonu 569 kWp může hodnota výkonu často oscilovat mezi 150 a 400 kW. Z toho důvodu není možné příliš spoléhat na stabilní dodávky příkonu plánovanému LC z FVE. K tomu je potřeba předpokládat s rizikem, že v den, kdy očekávám, že nastane v LC odběrové maximum bude zcela zataženo. Dle Ing. P. Hrziny, se výkon FVE pohybuje v rozmezí od technické nuly do 10 % instalovaného výkonu v závislosti na ročním období a dalších parametrech. Jestli by tak bylo zcela zataženo v jarních a letních měsících je potřeba předpokládat s výkony z FVE menšími než 10 % z jejího instalovaného výkonu.

Z toho důvodu se ekonomické analýzy hodnotící výhodnost FVE provádí na očekávané generované elektrické energii během jednoho kalendářního roku. Mezi dostupné výpočtové kalkulačky generované elektrické energie během roku patří již zmiňovaná internetová aplikace PVGIS. Ta na základě zadání hodnot o instalovaném výkonu FVE, jejím sklonu a orientaci vypočítá očekávanou generovanou elektrickou energii při použití průměrných hodnot o počasí a světelného záření dopadajícího zemských povrch uložených v historických databázích o počasí.

K výpočet očekávaného množství generované elektrické energie se v mnohých studiích a výpočtových modelech používají trochu odlišné algebraické rovnice. Na výběru vhodné rovnice vždy záleží na dostupnosti potřebných dat a na tom, jaké vlivy na výrobu elektřiny si můžeme dovolit zobecnit. Základní přehled o softwarech umožňujících vypočítat generovanou elektrickou energii a

výkon plánované FVE je uveden na stránkách photovoltaic-software.com. Kromě přehledu dostupného softwaru je na stránce popsán i základní princip výpočtu roční generované elektrické energie FV systému. Ten je definován na základě následujícího vzorce [63]:

$$E = A * r * H * PR \quad [kWh] \quad (20)$$

kde	E	je generovaná energie [kWh]
	A	je plocha FV panelů [m ²]
	r	je účinnost FV panelů [%]
	H	je souhrnný průměrný roční dopad slunečního záření na FV panely bez uvažovaného stínění [kWh/m ² ·rok]
	PR	je koeficient dalších ztrát v systému, které jsou závislé na použité technologii, přírodních podmínkách a umístění FVE [%]

Tento vzorec se dá při znalosti hodinových dat o slunečním záření použít na předpoklad průběhu generované elektrické energie během dne v hodinových intervalech. Velkou proměnou, kterou si většinou musí zvolit uživatel, je v tomto vzorci PR . Tato veličina zahrnuje úbytek účinnosti na použitých střídačích, kabelech, stínění, zvýšení ztrát při zastínění části FVE, ztráty způsobené prachem či sněhem, teplotní ztráty a další. Hodnota PR se může dle použitého systému a umístění pohybovat v intervalu od 50 % do 90 % [63]. To je velmi velké rozpětí, které je potřeba pro potřebu získání informací o výkonu FVE v čase upřesnit. V mé práci hodnotu PR snížím užitím specifické databáze dopadajícího slunečního záření na povrch FVE a definováním teplotních ztrát ve výpočtovém vzorci.

5.1.3 Databáze dopadajícího slunečního záření na FVE

Dobrym zdrojem hodnot dopadajícího slunečního záření na zemský povrch pro Evropu je internetový program PVGIS vytvořený za podpory Evropské komise. Systém PVGIS nabízí uživatelům možnost výběru celkem ze čtyř databází. Obecný postup získávání dat o dopadajícím záření na zemský povrch je popsán na stránkách programu [64] a v prezentaci Thomase Hulda [65]. Všechny dostupné databáze z PVGIS vychází z družicových snímků povrchu Země, ovšem jednotlivé databáze se liší použitým algoritmem stanovující konečnou hodnotu záření dopadajícího na zemský povrch. To znamená, že pro každá databáze má nakonec trochu rozdílné hodnoty o dopadajícím slunečním záření na povrch a použití určité databáze ovlivní konečný výsledek generované elektrické energie FVE. Data získaná na základě satelitních snímků jsou poměřována s naměřenými daty na vybraných meteorologických stanicích. Bohužel jsem nenašel žádné porovnání naměřených dat na českém území. Nejblíže k českým hranicím jsou porovnávány hodnoty z vídeňské meteorologické stanice. Naměřená data na této stanici se lišila od dat z databáze PVGIS-CMSAF jen o 1,5 %. Na základě takto malé odchylky považuji zmíněnou databázi za reprezentativní pro území ČR a budu tuto databázi používat při práci s programem PVGIS.

Z dané databáze jsem si vybral průměrné hodinové hodnoty dopadu slunečního záření na zemský povrch pro sklon 15° a azimut 21°. Tímto způsobem jsem získal hodinová data dopadu slunečního záření na zemský povrch a průměrnou teplotu v dané hodině pro každý měsíc v roce. Opět je potřeba zmínit, že získaná data jsou průměrná, tedy lze s nimi s jistotou odchylkou počítat získanou elektrickou energií za delší časové období, ale s rezervou se musí s těmito daty pracovat při výpočtu aktuálního generovaného výkonu. Bohužel lepší způsob k hodnocení výkonu FVE nemám a budu s vědomím těchto nedostatků počítat výkon na základě těchto průměrných dat.

Se znalostí teploty a dopadu slunečního záření na zemský povrch během dne se nabízí pro výpočet výkonu FVE aplikovat detailnější vzorec, uvedený a použitý například v práci D. T. Nguyen et.al. [66], jehož tvar je následující:

$$P = \eta * S * \varphi_t * (1 - 0,005 * (T_t - 25)) \quad [W] \quad (21)$$

kde P je výkon FVE [W]
 η je účinnost použitých FV panelů [%]
 S je plocha FVE [m²]
 φ_t je hodnota dopadu slunečního záření v daném čase [W/m²]
 T_t je teplota ovzduší v daném čase [°C]

Již zmiňovaný systém PVGIS používá ještě detailnější vzorec uvedený na stránkách výpočetního modelu [64]. Pro mé účely výpočtu je ale dostatečný vzorec č. (21). Snaha o přesnější výpočty není dle mého názoru v tomto případě žádoucí, jelikož primárním cílem zadaného problému je zajistit dodávku požadovaného výkonu a ten se v případě FVE velice těžko předpovídá a řídí z důvodu závislosti na aktuálním počasí. Vzorec (21) doplňuji o konstantu účinnosti dalších prvků - PR . Ta zahrnuje vlivy ztrát použitých střídačů, kabelů, ztráty na elektrických spojích, ztráty způsobené prachem či sněhem zachyceným na panelu a případně další ztráty. Problematika účinnosti střídačů je rozebrána na stránkách oze.tzb-info.cz [67]. Účinnost střídačů je závislá na produkovaném výkonu a je rozdílná pro jiné maximální body výkonu použitých FV panelů (MPP = maximum power point) a přesnost MPP trackeru. Z důvodu potřeby zjednodušit celý systém jsem za celkové ztráty dalších vlivů zvolil hodnotu 10 % z výkonu produkovaného FV panely. Konečný použitý vzorec má následující tvar:

$$P = \eta * S * \varphi_t * (1 - 0,005 * (T_t - 25)) * PR \quad [W] \quad (22)$$

kde PR je účinnost FV systému nezahrnující účinnost FV panelů. Tato hodnota je 90 % z důvodu zvolené ztráty 10 %.

Menším problémem je, že mnou použité databáze o meteorologických datech zpracovávají průměrné hodnoty v hodinových intervalech, kdežto udávaný potřebný výkon je v 15minutových intervalech. Z toho důvodu zavádím předpoklad, že meteorologická data jsou stejná po každou celou hodinu. Tedy pro každou čtvrt hodinu v každé sledované hodině bude výkon FVE konstantní. Dále předpokládám, že data jsou konstantní pro každý den v měsíci. Níže je ukázka dat z použitého modelu ve vybraných časech v říjnu.

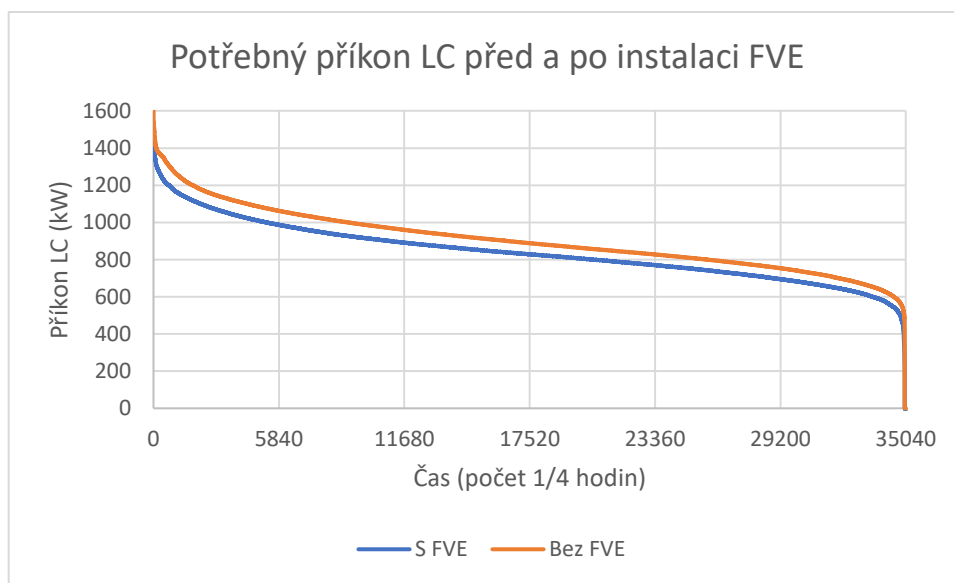
Datum	Výkon FVE [kW]
02.10.2017 8:30	102
02.10.2017 8:45	102
02.10.2017 9:00	135
02.10.2017 9:15	135
02.10.2017 9:30	135
02.10.2017 9:45	135
02.10.2017 10:00	163
02.10.2017 10:15	163
02.10.2017 10:30	163
02.10.2017 10:45	163

Tabulka 8: Průměrný výkon plánované FVE pro říjnové dny mezi 8. a 11. hodinou.

Při rozhodnutí o použití FVE budu s uvedenými hodnotami odhadovaného výkonu počítat v rámci optimalizace konečných variant výrobních zdrojů. Generovanou elektrickou energii FVE během roku získám sečtením hodnot výkonů pro každou čtvrt hodinu a následným vydělením čtyřmi:

$$E = \frac{\sum_{i=1}^{35040} P_i}{4} \quad [Wh] \quad (23)$$

Po použití výše popsaného výpočtu je roční generovaná energie navrhovanou FVE 574,2 MWh. Výsledek zpracovaný zmíněnou studií, kterou si nechal podnik vypracovat, byl 569,2 MWh a systém PVGIS odhadl roční výrobu na 536 MWh. Mnou vypočtený výsledek je podobný s dvěma zmíněnými výsledky a považuji tak mnou získaný výsledek za použitelný pro potřeby této práce. Na grafu níže je zobrazen úbytek příkonu po instalaci FVE. Graf je opět zobrazen na průměrný příkon během čtvrt hodiny.



Obrázek 30: Grafické zobrazení úbytku potřebného příkonu před a po instalaci FVE.

Dle mých výsledků a průběhů výkonu FVE se sníží čtvrt hodinové maximum příkonu z plánovaných 1 600 kW na 1 519 kW. Snížení čtvrt hodinového maxima není tak výrazné, jelikož maximální výroba z FVE se nepotká s očekávaným čtvrt hodinovým maximem příkonu. Instalací FVE se sníží doba dalších špičkových výkonů. Z toho důvodu jsem provedl analýzu nově vzniklých dob trvání sledovaných špičkových hodnot příkonů po instalaci FVE:

část max. příkonu	95 %	90 %	85 %	80 %	70 %	
daný příkon [kW]	1443	1367	1291	1215	1063	500
počet 1/4hodin	19	52	185	567	3106	34777
hodiny	4,8	13,0	46,3	141,8	776,5	8694,3
Kumulativní část doby provozu	0,05 %	0,15 %	0,53 %	1,62 %	8,86 %	99,25 %

Tabulka 9: Analýza doby potřeby vybraných příkonů plánovaného LC po instalaci FVE.

S porovnáním výsledků bez instalované FVE lze z uvedených tabulek vyčíst, že 80 % příkonu bez instalované FVE (1 280 kW) bude potřeba LC dodat 224,3 hodiny v roce. S instalovanou FVE bude 80 % příkonu (1 215 kW) nutno zajistit pro LC jen 141,8 hodiny. Podobné výsledky vychází i u ostatních sledovaných příkonů (Například 85 % příkonu bez použití FVE by bylo potřeba dodat do LC 95,5 hodiny a při instalaci FVE bude potřeba podniku zajistit tento příkon 46,3 hodiny). Dle mého modelu tedy vychází, že instalace FVE sice sníží příkon potřebný pro provoz LC, ale

zároveň vytvoří odběrové špičky, které budou trvat kratší dobu. V konečném důsledku tak může nastat problém, že bude potřeba instalovat DEZ, jejichž využitelnost během roku se výrazně sníží, což bude mít dopad na jejich ekonomickou návratnost.

5.1.4 Ekonomické hodnocení FVE

Ekonomické vstupní údaje

Většinu vstupních údajů pro instalaci uvažované FVE jsem uvedl výše. Tabulka shrnující ekonomické vstupy hodnocení FVE jsou k nahlédnutí v příloze č.1. Zde pouze připomenu, že pro své výpočty počítám s inflací 2 % (tedy výše aktuálně předpokládaná ČNB [68]) a provozními náklady ve výši 50 000 Kč na rok (především z důvodu povinných revizí po několika letech provozu a drobné údržby FVE). Na základě těchto předpokladů předpokladů jsem došel k následujícím ekonomickým výsledkům:

Ekonomický parametr	Bez baterie	S baterií
LCOE (Kč/MWh)	2 174	2 653
NPV (Kč)	-13 096 428	-15 640 000

Tabulka 10: Výsledky ekonomických parametrů hodnotících plánovanou FVE.

U varianty bez baterie je hodnota LCOE vyšší než aktuální cena elektrické energie odebíraná z DS (2 082 Kč/MWh), ovšem s porovnáním průměrné předpokládané ceny elektrické energie z DS na následujících 20 let (2 785 Kč/MWh) je tato hodnota výrazně nižší. Při rozhodování o instalaci FVE bych tuto investici vzhledem k očekávanému vývoji cen elektřiny doporučil.

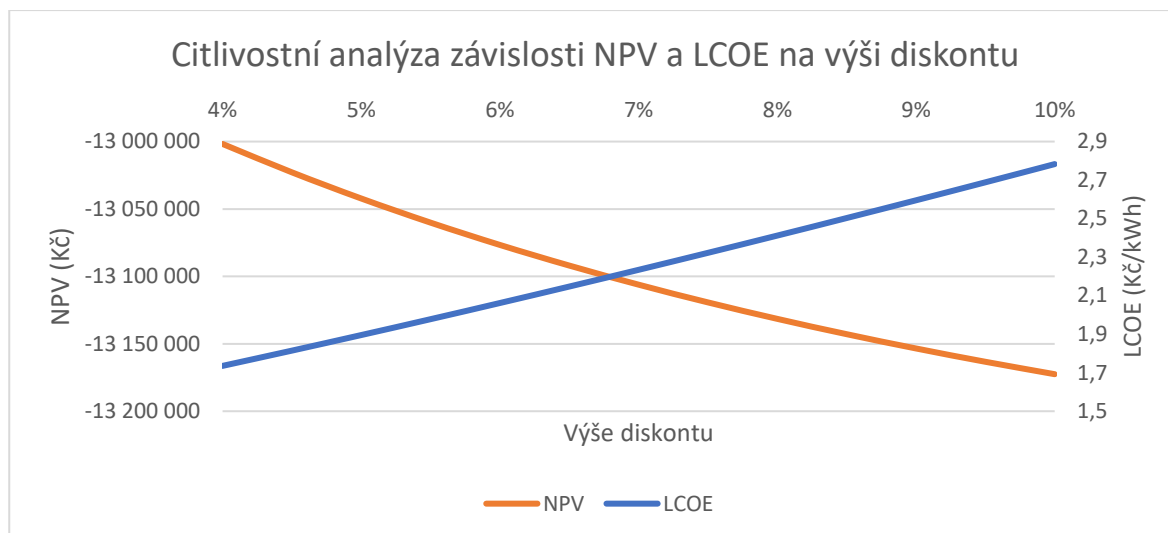
Variantu s baterií bych při porovnání LCOE s cenou za elektřinu nedoporučil, jelikož se výše LCOE této varianty blíží hodnotě očekávané ceny elektřiny za 20 let. V případě potřeby investovat do FVE s akumulátory bych s touto investicí vyčkal do dalších let, kdy by se mohl očekávat pokles cen technologií a růst ceny elektřiny. Na druhou stranu má varianta s bateriemi stále výhodu v možnosti částečného řízení výkonu z FVE. Je tedy potřeba individuálně rozhodnout, jaký benefit firmě tato možnost umožňuje.

V rámci výsledků NPV stojí za poznámku, že varianta FVE s baterií má nižší NPV, než je prvotní investovaná částka do projektu, což má vliv na chování citlivostní analýzy v závislosti na změně diskontní sazby.

5.1.5 Citlivostní analýza vybraných parametrů

V rámci získání více informací o vlivu parametrů na rozhodnutí o výstavbě FVE jsem provedl citlivostní analýzu na vybrané parametry. Konkrétně jsem analyzoval vliv diskontu, provozních nákladů, výše dotací a ceny FV panelů. Vliv ceny diskontu jsem uvedl i pro variantu s baterií.

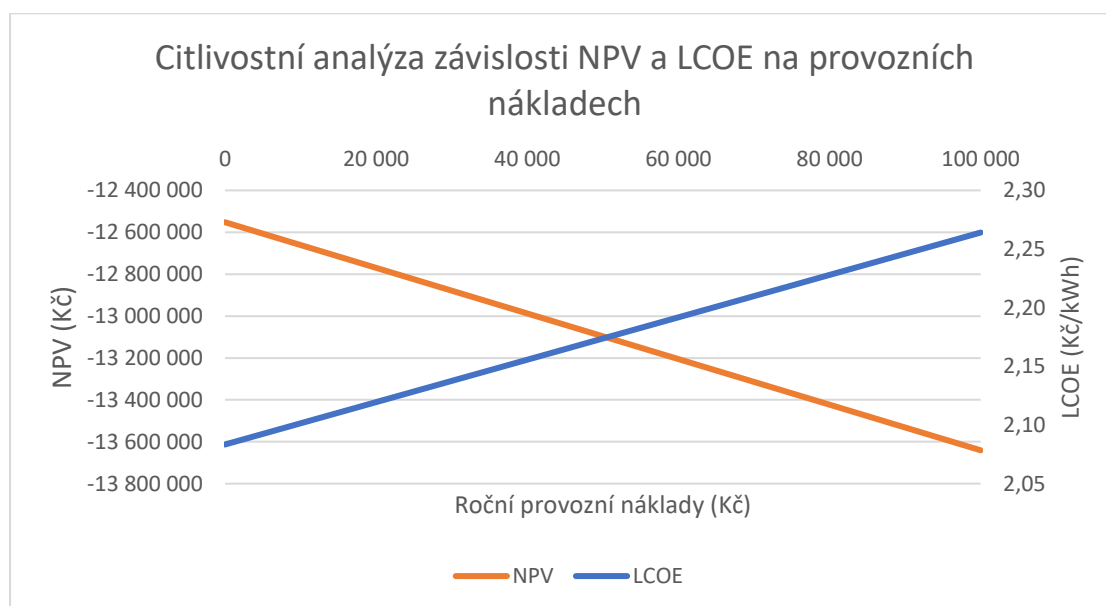
Citlivostní analýzy varianty bez baterie



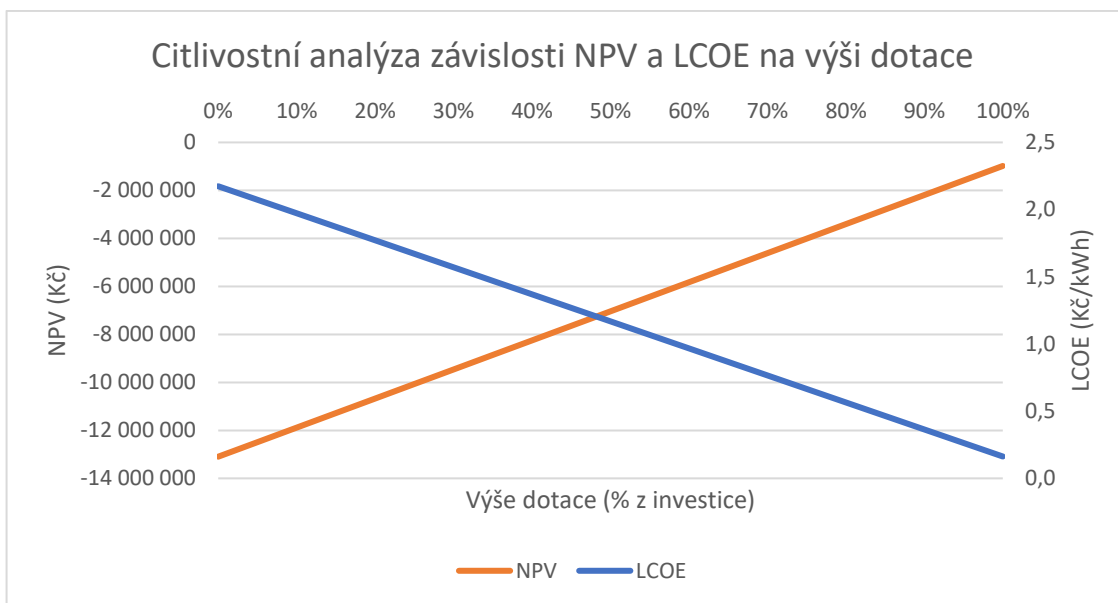
Obrázek 31: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně výše diskontu.

Závislost NPV a LCOE na diskontní sazbě je nelineární. S rostoucím diskontem NPV klesá a LCOE roste. NPV klesá i přes to, že se v jeho stanovení vyskytují především výdaje a jediným příjmem je daňový štít z odpisů. Ten je očividně dostatečně velký na to, aby byl v součtu vyšší než vynaložené výdaje na údržbu a opravu FVE. Průběh křivky závislosti NPV a LCOE na diskontu není lineární, kdežto ostatní sledované citlivostní analýzy zobrazují lineární závislost NPV a LCOE na ostatních parametrech. Za běžných okolností budou mít křivky NPV a LCOE opačný průběh, respektive mít opačnou závislost na daném parametru. To vychází i z opačného cíle obou parametrů – u NPV vybíráme variantu s její nejvyšší hodnotou a u LCOE vybíráme variantu s její nejnižší hodnotou.

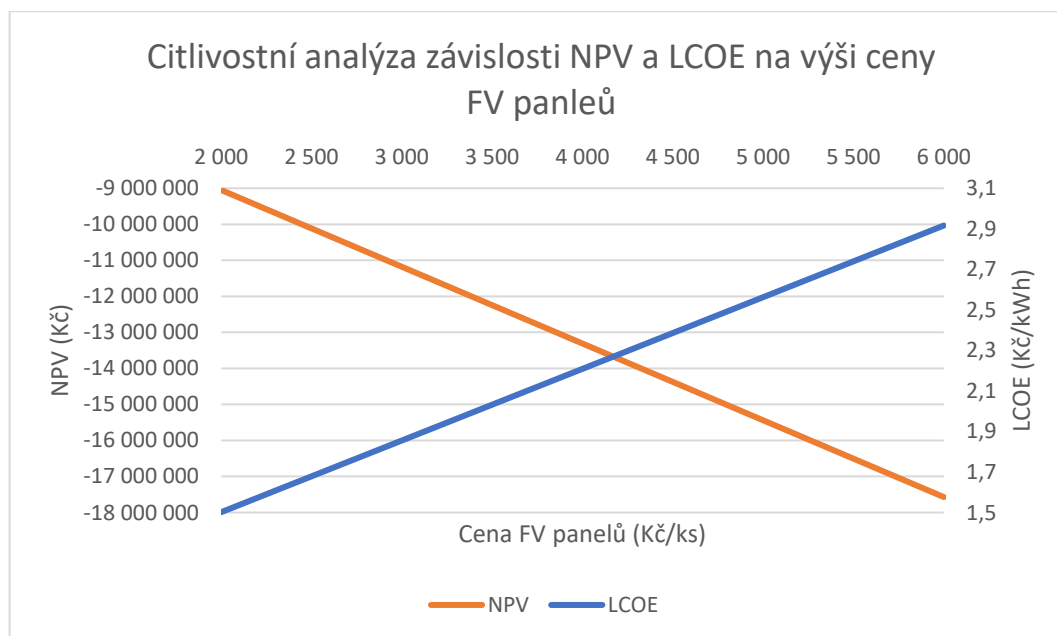
Na dalších citlivostních analýzách demonstrují závislost NPV a LCOE na provozních nákladech, na změně ceny FV panelů a na výši poskytnuté dotace. Průběhy těchto citlivostních analýz jsou lineární. Při rostoucích provozních nákladech a cenách FV panelů NPV klesá (z pohledu výdajového NPV roste) a s rostoucí poskytnutou investiční dotací NPV roste. Tyto citlivostní analýzy jsou zobrazeny níže.



Obrázek 32: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně provozních nákladů.

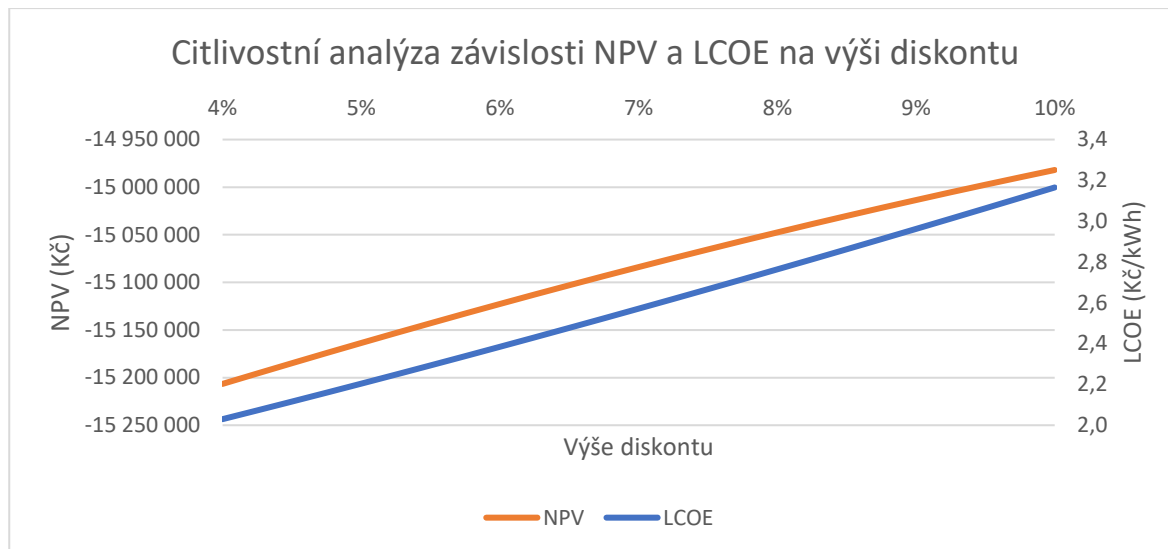


Obrázek 33: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně dotace.



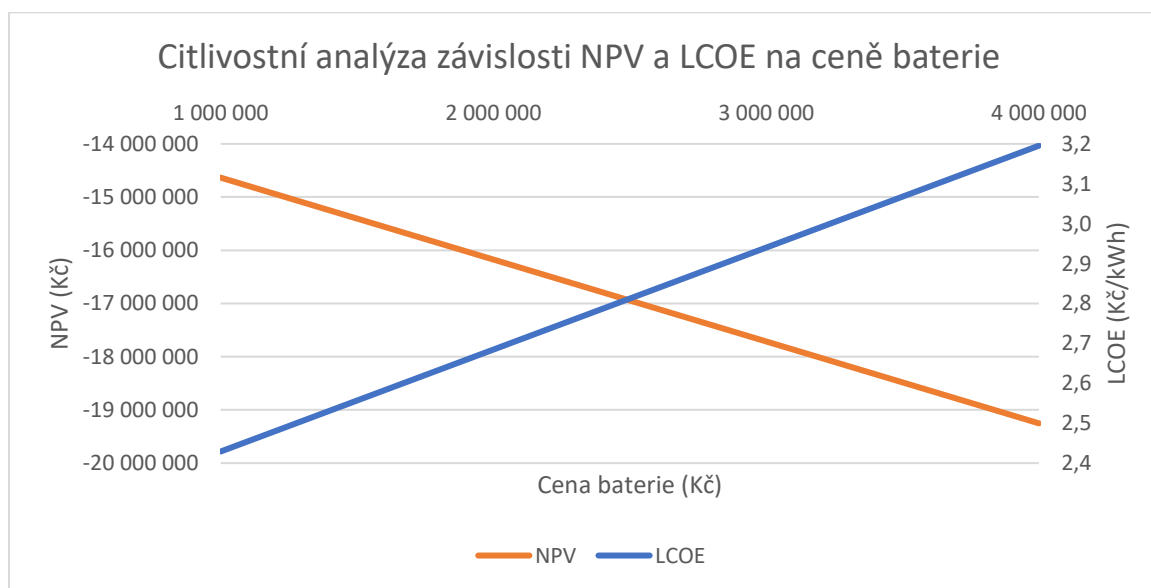
Obrázek 34: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně ceny FV panelů.

Citlivostní analýza FVE s baterií



Obrázek 35: Citlivostní analýza FVE s baterií zobrazující změnu NPV a LCOE na změně výše diskontu.

Oproti předešlé citlivostní analýze vidíme rozdílný průběh NPV v závislosti na diskontu. Tato závislost je stále nelineární, ale v tomto případě neklesá, ale roste s rostoucím diskontem. Na tomto příkladě není nelinearita křivky NPV příliš zřetelná. Ta by byla zřetelnější s větší očekávanou cenou baterie.



Obrázek 36: Citlivostní analýza FVE s baterií zobrazující změnu NPV a LCOE v závislosti na ceně baterie.

Obr. 36 zobrazuje závislost NPV a LCOE v závislosti na změně ceny baterie. Z obrázku vidíme, že tato závislost je lineární a NPV s rostoucí cenou baterie klesá a LCOE roste.

FVE závěr

Na základě vytvořeného modelu by FVE o instalovaném výkonu 568,8 kWp ročně generovala 574,2 MWh elektrické energie. Tento výsledek se relativně shoduje s již vytvořenou analýzou a předpokladem internetové aplikace PVGIS. 1 kW instalovaného výkonu FVE tak vygeneruje 1,0095 MWh za rok. Zcela se nepotvrdila domněnka, že FVE dokáže výrazně snížit absolutní špičky příkonu LC. Instalací FVE se sníží čtvrt hodinové maximum z 1 600 kW na 1 519 kW. To naznačuje, že FVE generuje elektrickou energii sice v době, kdy je příkon podniku

poměrně vysoký, ale ne zcela během maximálních odběrových špiček a vytváří větší rozdíly mezi vyššími hodnotami odběrového výkonu a maximálními odběrovými špičkami. Jestli je tato skutečnost dobrým nebo špatným znamením bude prozkoumáno až při konečném výběru konečných variant DEZ.

FVE nedokáže zcela pokrýt požadovaný příkon LC ani v jednom momentě jeho provozu. Není tedy problém se spotřebou elektřiny generované FVE. Velkým problémem ale je, že bez bateriového systému se dá v dlouhodobém horizontu jen těžko předpovídat dodávaný výkon elektrárnou v čase.

I přes jisté nedostatky bych na základě ekonomických výsledků doporučil investici do FVE bez bateriového systému, jelikož při očekávaném nárůstu cen silové elektřiny by měla FVE snížit celkové náklady za elektřinu.

5.2 Zdroj ze sítě

Většina informací ohledně odběru elektřiny z DS byla zmíněna v kapitole 2.4. V rámci podkladů k vypracování této práce jsem neměl k dispozici bližší informace o fyzických omezeních prvků DS vedoucí k přípojce plánovaného LC. V rámci svého modelu předpokládám, že bude fyzicky možné z DS odebírat příkon až 625 kW (tedy o ¼ více než je rezervovaný příkon odběrného místa). V předešlé kapitole jsem rozhodl o investici do FVE. Zároveň jsem již konstatoval, že není možné dlouhodobě předpovídat přesně generovaný výkon FVE v čtvrt hodinových intervalech. Na dodávky výkonu z FVE v požadovaných časových úsecích se tak nemohu zcela spolehnout. K zajištění bezpečné dodávky elektrického výkonu diskutované v 2.5.2. budu říditelné DEZ dimenzovat na minimální instalovaný výkon byl 975 kW. Respektive, aby součet říditelných zdrojů a příkonu z DS pokryl očekávané čtvrt hodinové maximum.

Pokuta za překročení rezervované kapacity (RK) a rezervovaného příkonu (RP) se vyhodnocuje pro každý měsíc. Při jejím stanovení tak vycházím z tabulky 3 uvedené v kapitole 4.1.2, která zobrazuje čtvrt hodinová maxima pro každý měsíc. Od těchto maxim odečtu výši instalovaného výkonu DEZ a rezervovaný příkon z DS a tím dostanu výši příkonu z DS, který budu odebírat neoprávněně.

V rámci technického zabezpečení je potřeba systém dimenzovat bez očekávaného výkonu FVE. Nicméně pro ekonomické ohodnocení je příliš pesimistické vyčíslit pokut za předpokladu nulové výroby elektřiny z FVE. Z toho důvodu zavádím předpoklad, že nulový výkon elektřiny z FVE nastane v během měsíčních čtvrt hodinových maxim s pravděpodobností 0,25 a očekávaný výkon s pravděpodobností 0,75. Výše očekávaného výkonu je vyšší než nulová, jelikož může nastat i situace, kdy výkon z FVE bude vyšší než očekávaný. Výpočet platby za překročení RK a RP pak určím na základě následujícího vzorce:

$$C_{DS+,r} = \left[0,25 * \sum_{m=1}^{12} (P_{m,max} - P_{in,RP}) + 0,75 * \sum_{m=1}^{12} (P_{m,max,FVE} - P_{in,RP}) \right] * C_{DS+,1} \quad (24)$$

kde $C_{DS+,r}$ je cena za překročení RK a RP placená každý rok [Kč]
 $P_{m,max}$ je očekávané čtvrt hodinové maximum pro daný měsíc [kW]
 $P_{in,RP}$ je součet instalovaného výkonu v říditelných zdrojích elektřiny a sjednaného rezervovaný příkonu z DS [kW]

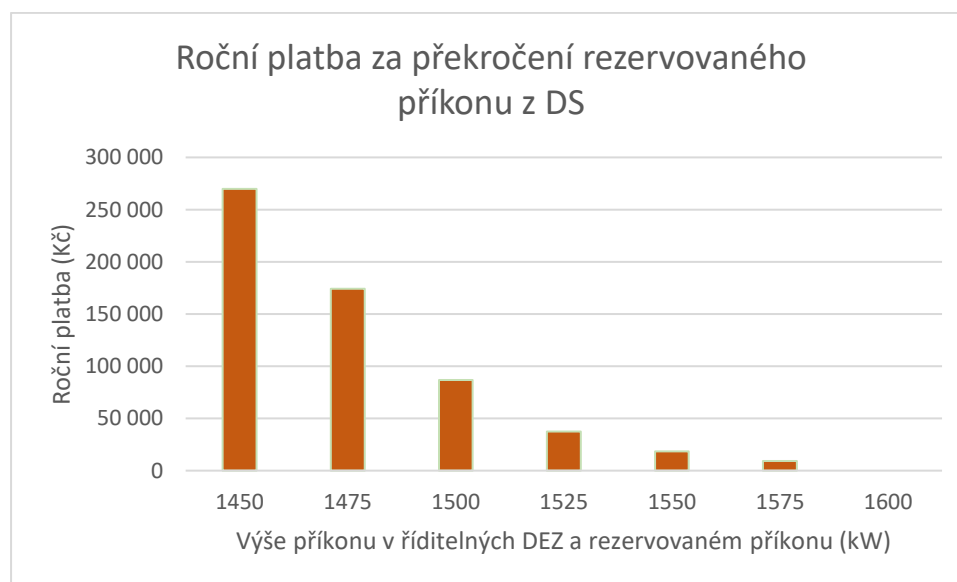
$P_{m,max,FVE}$ je očekávané čtvrtroční maximum pro daný měsíc při očekávaném výkonu FVE [kW]

$C_{DS+,1}$ je jednotková cena za překročení RK a RP [Kč/kW]

Dle uvedeného postupu uvádím v následující tabulce výši překročení RP se započtený výkonem z FVE a bez něj. Níže zobrazená tabulka je pro hodnoty instalovaného výkonu v říditelných DEZ ve výši 975 kW. Na obr. 37 jsou pak vyčísleny pokuty za překročení RP a RK podle vzorce (24) pro interval 1450–1600 kW v zajištěném příkonu (říditelné DEZ a příkon z DS).

Měsíc	Příkon bez FVE	Příkon s FVE	Výše překročení RP bez FVE	Výše překročení RP s FVE
	kW	kW	kW	kW
Leden	1295	1295	0	0
Únor	1387	1382	0	0
Březen	1348	1308	0	0
Duben	1459	1381	0	0
Květen	1600	1501	125	26
Červen	1487	1368	12	0
Červenec	1390	1305	0	0
Srpen	1540	1519	65	44
Září	1537	1439	62	0
Říjen	1368	1365	0	0
Listopad	1438	1438	0	0
Prosinec	1360	1330	0	0

Tabulka 11: Očekávaná výše překročení RP při výkonu říditelných zdrojů 975 kW.



Obrázek 37: Výše platby za překročení RK a RP při stanovené výši rezervovaného příkonu a instalovaném výkonu ve vlastních říditelných DEZ.

Z uvedeného přehledu je vidět, že v případě plánovaného LC by roční pokuty nemusely být příliš vysoké. Při schopnosti podniku zajistit příkon 1 475 kW by ročně zaplatil pokutu 174 tis. Kč a při zajištění příkonu 1 550 kW z vlastních zdrojů je roční pokuta 18 tis. Kč. Konečné částky placené pro jednotlivé varianty budou počítat až po výběru technicky přijatelných variant.

5.3 Výběr KGJ a konečné porovnání celkových variant

KGJ jsou zařízení schopná generovat elektrickou a tepelnou energii s vysokou účinností. Dají se tak řídit buď na základě potřeby elektrické energie anebo tepelné energie. V našem případě budou KGJ řízeny na základě potřeby elektrického výkonu. Generované teplo tedy bude vedlejším produktem tohoto procesu. Výroba z KVET je v ČR zařazena mezi podporované zdroje elektrické energie. Důležitou podmínkou uznání provozní podpory KGJ je garance užití vyrobeného tepla. V praktickém případě, na základě kterého je dělána aplikační část této práce, tak mohou nastat momenty, kdy výroba tepla nebude využita v LC a bude teplo tak bude mařeno na chladičích.

Výrobní řady KGJ firmy TEDOM

K porovnání KGJ jsem vybral vyráběné modely firmy TEDOM. Tato firma je předním českým výrobcem kogeneračních jednotek a z toho důvodu jsou v ČR velmi dobře k dostání, sídlí zde několik servisních středisek a není problém sehnat náhradní díly. Firma nabízí KGJ v elektrických výkonových řadách od 6,5 do 4500 kW. Přehled všech vyráběných KGJ je k nahlédnutí na jejich stránkách [52].

5.3.1 Optimalizace provozu a výběr KGJ

Před optimalizací je třeba zmínit počáteční odhad měrných nákladů na výrobu elektřiny z všech uvažovaných zdrojů, tedy z FVE, odběru z DS (v rámci rezervovaného příkonu a nad rezervovaný příkon) a KGJ. K tomu mi postačí zjednodušená úvaha porovnávací provozní náklady uvedených zdrojů. Provozní náklady na výrobu elektřiny z FVE jsou minimální (především to jsou náklady na provádění revizí a drobná údržba panelů – čištění). Náklady spojené s odběrem elektřiny z DS jsem diskutoval při stanovení cen elektrické energie. Tyto ceny se pohybují mírně pod hodnotou 2 000 Kč/MWh. Provozní náklady výroby elektrické energie z KGJ budu porovnávat podle ceny plynu za vyrobenou elektřinu. Dle technických specifikací je v KGJ generována elektrická energie s účinností v rozmezí od 34,4 % do 41,2 % v závislosti na použitém typu KGJ a jeho zatížení. Dle kapitoly 4.1.7. je předpokládána cena plynu 858 Kč/MWh. Z toho vyplývá, že na výrobu 1 MWh elektrické energie zaplatím za plyn minimálně 2083 Kč. Do tohoto výpočtu ještě nezapočítávám servisní a investiční náklady, které by tuto hodnotu ještě zvýšili. Jako poslední zdroj zařadím odběr z DS převyšující RP a RK odběrného místa. Problematika stanovení částky za tento odběr byla rozebrána v kapitole 5.2. Na základě výše popsaného budu zdroje elektřiny řadit v následujícím pořadí: FVE, KGJ při potřebě tepla, odběr z DS, KGJ bez potřeby tepla, odběr z DS překračující RP.

V kapitole 2.2.3 jsem zmiňoval 2 možné způsoby provozu KGJ: na základě potřeby tepelného nebo elektrického výkonu. Z analýzy spotřeby elektřiny a tepla bylo vyvozeno, že v době, kdy je potřeba teplo je menší potřeba elektrické energie, tedy v zimních měsících. Naopak v letních měsících, kdy je v LC spotřebováváno hodně elektrické energie na chlazení a dochází k častějším výskytům odběrových špiček, bude velká většina vyrobeného tepla mařena na chladičích. Při provozu KGJ na základě potřeby tepla bude hrozit, že i přes menší odběr elektrické energie v zimě nebude pokryt diagram zatížení pro daný čas. Naopak při řízení KGJ na základě příkonu elektrické energie by hrozilo, že v zimě nebude vyrobeno teplo potřebné pro provoz budovy. Z toho důvodu musím ve svém modelu využít oba dva způsoby řízení. KGJ tedy budou řízeny následovně:

- 1) Během potřeby tepla v LC, to je od listopadu do konce května, budou KGJ řízeny na základě potřeby tepelného výkonu. Na generovaný tepelný výkon je navázána výroba elektrického výkonu. V dalším pořadí bude elektrický výkon dodáván FVE (při její instalaci) a odebírán z DS. Pokud součet takto generovaného výkonu nestačí k pokrytí požadovaného elektrického příkonu, dojde k navýšení výkonu KGJ až do hodnoty jejich instalovaného

výkonu. Pokud i přes toto navýšení výkonu KGJ nebude pokryt požadovaný elektrický příkon, další v pořadí je příkon z DS překračující RK a RP.

- 2) V období od června do října jsou KGJ řízeny na základě potřebného elektrického příkonu. Primárně je elektrický příkon zajištěn výrobou z FVE a odběrem z DS. Pokud tento výkon nestačí na pokrytí potřeb LC spustí se KGJ. Téměř veškeré teplo vyrobené KGJ je mařeno na chladičích.

V rámci takto nastaveného provozu přijímám následující předpoklady fungování celého systému:

- 1) Minimální trvalý elektrický výkon KGJ je 50 % nebo 60 % jmenovitého výkonu, tak jak je uvedeno v technických specifikacích jednotlivých KGJ. Každá KGJ může být řízena v rozmezí od jejího minimálního trvalého elektrického výkonu po její výkon instalovaný.
- 2) Celkové účinnosti se v povoleném rozsahu řízení KGJ zpravidla nemění a když už, tak jen o desetiny procent. Co se ale mění je poměr účinností výroby elektrického a tepelného výkonu. Ten se u jednotlivých typů mění od nejnižšího možného trvalého výkonu k jmenovitému výkonu o 2–4 %. V rámci mého modelu zavádím předpoklad, že KGJ pracují na stejném poměru účinností ve všech pracovních bodech. Tyto účinnosti jsou rovny účinnostem při provozování KGJ na 75 % jmenovitého výkonu.
- 3) KGJ jsou řízeny lineárně. V 15minutových intervalech mohou výkon měnit okamžitě.
- 4) Z důvodu aplikace bezpečnostního pravidla (n-1) budu instalovat KGJ minimálně po dvojicích.
- 5) Při více stejných KGJ mohou přepínat provoz jednotlivých KGJ a udržovat KGJ na podobném počtu provozních motohodin.
- 6) Snažím se o maximální využití elektrické energie z FVE a DS.

K poslednímu bodu dodám, že v rámci optimalizace by se za běžných podmínek mohla optimalizovat měsíční rezervovaná kapacita elektriny. Tuto optimalizaci ve své práci neřeším jelikož:

- 1) Ve sledovaném objektu není prostor pro tuto optimalizaci, jelikož v každém měsíci využiji v nějaký čas celý rezervovaný příkon 500 kW
- 2) Pokud by v tomto případě docházelo k nějakým úsporám při její optimalizaci, tak by vzniklé úspory byly minimální. Navíc vzrůstalo by riziko, že bychom v těchto měsících náhle překročili rezervovanou kapacitu. Takové riziko nemá cenu podstupovat za relativně malou úsporu nákladů.

Investiční náklady na výstavbu KGJ

Z rozhovorů se zástupcem firmy TEDOM vyplynulo, že náklady spojené s uvedením KGJ do provozu se z pravidla pohybují kolem poloviny ceny KGJ. V Černý ve své diplomové práci počítá s celkovými náklady na instalaci KGJ ve výši 1,75násobku katalogové ceny KGJ [27]. Do této ceny zahrnuje náklady na hrubou stavbu, akumulární nádrž, elektroinstalaci, svařování, vzduchotechniku, výstavbu komínu, vytvoření automatizace, zhotovení projektové dokumentace, vyřízení povolení a další výdaje. Přesné investiční výdaje jsou závislé na stavebních úpravách, které je potřeba provést v daném objektu. Jelikož je v plánu vystavět KGJ v novostavbě, předpokládám, že většina investic na stavební úpravy jsou již zahrnuty ve stavebních plánech objektu. Z těchto důvodů ve svém modelu budu počítat s investičními náklady ve výši 1,6 ceny KGJ včetně ceny za KGJ.

Servisní intervaly KGJ a servisní náklady

Servisní intervaly jsou pro jednotlivé typy KGJ firmy TEDOM rozdílné. V mé práci uvažuji o instalaci KGJ z řady Cento od firmy TEDOM. V následující tabulce je ukázka servisních intervalů pro KGJ Cento 200, kterou jsem převzal z práce V. Černého [27].

Typ kontroly	Servisní interval [Mh]
První kontrola TO-Z	100
Údržba 1 TO-1	1 500
Údržba 2 TO-2	7 500
Střední oprava SO	18 000
Střední oprava 2 SO2	33 000
Generální oprava GO	50 000

Tabulka 12: Přehled servisních intervalů KGJ Cento 200.

Během jednotlivých typů kontroly se provádí následující úkony:

- TO-Z – výměna oleje a vyčištění filtru, kontrola provozu jednotky, navýšení elektrického výkonu ze zkušební 100 kW na provozní 200 kW.
- TO-1 – Kontrola čistoty a těsnosti celé jednotky, výměna olejového filtru, oleje, zapalovacích svíček, kabeláže pro svíčky, čištění jednotky, seřízení a kontrola provozních vlastností.
- TO-2 – Provádí se minimálně jednou za 12 měsíců – kontrola nemrznoucí kapaliny, elektroinstalace, elektrických ochran, konstrukce, čištění spalínového výměníku a výměna chladicí kapaliny primárního okruhu.
- SO – Výměna turbodmychadla, hlav válců, kontrola uložení motoru.
- SO2 – Vyčištění tlakové části a mazání turbodmychadla, výměna startéru, kontrola válců a pístních kroužku, kontrola ojníc a klikové hřídele, vyčištění olejové vany.
- GO – Celková rekonstrukce KGJ dle aktuální potřeby.

Životnost KGJ stanovuji na základě jejich předpokládané doby provozu během roku a doby při které je nutné na KGJ provést GO. Pro všechny KGJ počítám s dobou GO po 50 000 motohodinách. Pokud by tak KGJ byla během roku v provozu 5 000 hodin, byla by její životnost, po vydělení doby do GO, 10 let.

Dle V. Murára, zaměstnance firmy TEDOM, lze servisní náklady KGJ počítat podle vyrobené elektrické kWh. Firma TEDOM obecně počítá se servisním náklady ve výši 0,25 Kč/kWh. V. Černý ve své práci používá pro každou KGJ jinou výši servisních nákladů na vyrobenou elektrickou kWh. Ta se v jeho práci pohybuje v rozmezí 0,12 – 0,24 Kč/kWh. Ve svém modelu se budu držet doporučení V. Murára a k stanovení servisních nákladů budu násobit vyrobenou elektrickou energii konstantou 0,25 Kč/kWh. Další technické informace o KGJ jsou v následující tabulce:

KGJ TEDOM	Cento						Quanto
	120	140	200	260	350	530	
Varianty KGJ							
El. výkon (kW)	125	140	200	260	355	528	600
Tep. Výkon (kW)	177	203	253	371	442	672	681
El. účinnost při $\eta_{el}=75\%$	34,4 %	35,5 %	37,5 %	36,4 %	39,2 %	38,5 %	41,2 %
Tep. účinnost při $\eta_{el}=75\%$	55,8 %	57,0 %	51,2 %	55,9 %	51,1 %	50,6 %	49,0 %
Minimální el. výkon	50 %	60 %	50 %	60 %	60 %	60 %	50 %
Max příkon ZP (m3)	32	36	48	64	83	126	133

Tabulka 13: Vybrané technické údaje o KGJ.

5.3.2 Výběr a porovnání KGJ

V prvé řadě vybírám varianty tak aby splňovali technické požadavky LC. Ty vychází z analýzy příkonů elektřiny a tepla a z technických informací o odběrném místě (např. omezení příkonu z DS) popsanych v kapitole 4. Ze závěrů provedené analýzy jsem stanovil, že z DS mohu maximálně odebrat příkon 625 kW. To znamená, že v říditelných DEZ potřebuji minimálně výkon 975 kW. I na základě dalších předpokladů přijatých v předešlých kapitolách (především zmíněných v 4.2. a 5.3.1.) jsem vybral k porovnání následující varianty:

Varianta	1	2	3	4
Vybrané KGJ	4x Cento 260	3x Cento 350	2x Cento 530	2x Cento 355 a 2x 140
Instalovaný el. výkon (kW)	1 040	1 065	1 056	990

Tabulka 14: Seznam vybraných kombinací KGJ.

Zvolené varianty budu mezi sebou porovnávat na základě NPV a LCOE. Konečná hodnota LCOE by měla být porovnatelná s cenou elektrické energie. Z toho důvodu do výpočtu NPV a LCOE započítávám i příjmy v podobě případného zeleného bonusu a hodnotu za spotřebované teplo generované společně s elektrickou energií.

Údaje potřebné k výpočtu NPV a LCOE získám z technických údajů KGJ nebo dosazením do naprogramovaného sešitu v MS Excel simulující roční provoz vybraných kombinací KGJ, příkonu z DS a výroby elektřiny z FVE. Způsob řízení KGJ jsem zmínil v 5.3.1. Detailní popis řízení KGJ a naprogramování řídicích podmínek je v příloze 2. Přehled provozních a technických údajů o jednotlivých variantách je v tabulce 15.

		Var. 1	Var. 2	Var. 3	Var. 4
		4x260 kW _e	3x350 kW _e	2x530k We	2x350 a 2x140 kW _e
Předpokládaná životnost	let	11	10	10	10
Roční provoz všech KGJ	hod	17 757	23 263	9 748	14 788
Generováno el. energie	MWh	3 538	3 691	3 802	3 691
Generováno tep. energie	MWh	5 419	4 797	4 983	4 825
Využitá tep. energie	MWh	2 765	2 765	2 765	2 765
Mařená tep. energie	MWh	2 654	2 032	2 218	2 060
Roční servisní náklady	Kč	884 500	922 750	950 500	922 750
Spotřeba ZP	MWh	9 719	9 415	9 875	9 882
Cena plynu – komodita	Kč/MWh	792	792	792	792
Cena plynu – za denní kapacitu	Kč/MWh	73	73	70	66
Platba za ZP	Kč	8 410 209	8 146 877	8 518 302	8 486 124
příkon z DS	MWh	3 824	3 671	3 560	3 671
Pokuta za příkon přes RK a RP	Kč	22 120	12 903	16 221	120 082
Účinnost KGJ (el.+ využitě teplo)	-	0,65	0,69	0,67	0,65

Tabulka 15: Výstupy modelu simulující provoz KGJ a měrné náklady na výrobu elektrické energie jednotlivých variant.

Jednou z podmínek uznání ZB je celková účinnost KGJ během roku 75 %. Z uvedených hodnot variant této účinnosti nedosahuje ani jedna varianta. Nicméně celková účinnost je počítána z hodnot všech KGJ a formou ZB by bylo možné podporovat pouze část KGJ. To znamená, že v době, kdy se nevyužije teplo by mohla/mohly být primárně v provozu KGJ, které nepobírají ZB. Takovýto způsob řízení by i napomáhal k podobné zatížení KGJ ve variantě během provozního roku. Navíc výše ZB pro podporu kombinované výroby elektřiny a tepla se mění každý rok a je tak riziko, jestli tato podpora bude vypisována i do dalších let. Především z těchto dvou důvodů nebudu ve výpočtu NPV a LCOE počítat s příjmem za ZB.

Kromě nepočítání s podporou ve formě ZB zavádím ještě následující předpoklady před ekonomickým porovnáním vybraných variant:

Z důvodu předpokládané životnosti FVE budu projekty porovnávat na dobu 20 let. Předpokládám, že životnost KGJ je 10 let (vypočteno na základě předpokládaných provozních hodin KGJ a stanovené doby do generální opravy). Po uplynutí životnosti KGJ bude mít podnik celkem 3 možnosti, jak zajistit dodávku elektřiny na dalších 10 let:

- Provedu generální opravu KGJ a budu ji provozovat dalších 10 let za stejných parametrů jako do její opravy. Cenu generální opravy jsem odhadl na 0,6násobek investované částky navýšené o inflaci.
- Firma instaluje novou KGJ se stejnými parametry jako doposud. Investice do KGJ je rovna investované částce při první instalaci KGJ navýšené o inflaci.
- Za spoluúčasti firmy na nákladech, navýší PDS rezervovaný příkon a firma nahradí vyráběný výkon KGJ příkonem z DS. Cena odebrané energie je násobena očekávanou cenou za odebranou elektrickou energii. Náklady na spoluúčast pro navýšení rezervovaného příkonu odhaduji na 2 mil. Kč. Tento odhad považuji spíše za optimističtější.

Mezi výdaje pro výpočet CF v NPV a LCOE řadím následující položky:

- Servisní a provozní výdaje na provoz KGJ a FVE
- Platby za odebraný ZP
- Investiční výdaje a výdaje na opravy či rekonstrukce
- Platby za odebranou elektrickou energii z DS

Mezi příjmy pro výpočet CF řadím následující položky:

- Ušetřený výdaj za tepelnou energii generovanou KGJ
- Daňový štít z daňově uznatelných nákladů
- (V rámci citlivostní analýzy také počítám s příjmem ZB za generovanou elektřinu vázanou na využití teplo)

Na základě výše uvedených předpokladů jsem došel k následujícím výsledkům:

Varianta	Výsledky					
	Generální oprava KGJ		Nová výstavba KGJ		Navýšení RP po 10 letech	
	NPV (tis. Kč)	LCOE (Kč/MWh)	NPV (tis. Kč)	LCOE (Kč/MWh)	NPV (tis. Kč)	LCOE (Kč/MWh)
4x260 kWe	-204 136	2 364	-205 161	2 376	-199 559	2 311
3x350 kWe	-195 895	2 268	-196 832	2 279	-194 793	2 256
2x530 kWe	-193 798	2 244	-194 597	2 253	-193 323	2 239
2x350 kWe + 2x140 kWe	-200 408	2 321	-201 365	2 332	-197 605	2 288

Tabulka 16: Výsledky NPV a LCOE vybraných variant.

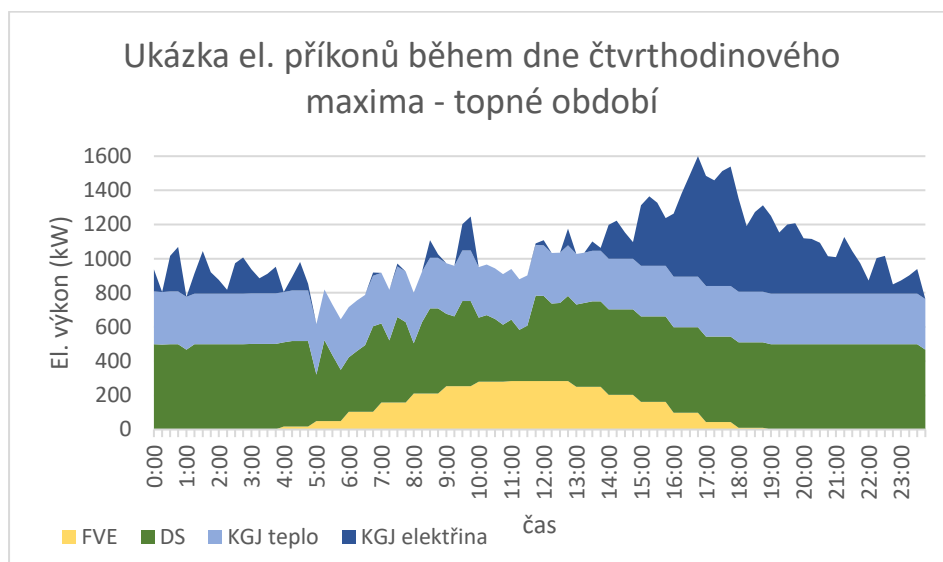
5.3.3 Hodnocení výsledků

Dvěma nejvýhodnějšími variantami jsou varianty 2 a 3, tedy výstavba a provoz KGJ 3x Cento 350 anebo 2x Cento 530 společně s FVE. Rozdíl v NPV mezi těmito dvěma variantami je v jednotkách milionů. Jak jsem ale uváděl v předešlých kapitolách, je třeba při výběru dbát i na zajištění bezpečnosti trvalých dodávek elektřiny. Jelikož výpadek jedné KGJ z varianty 3x Cento 350 představuje menší riziko spojené s nedodávkou elektřiny než případný výpadek jedné KGJ

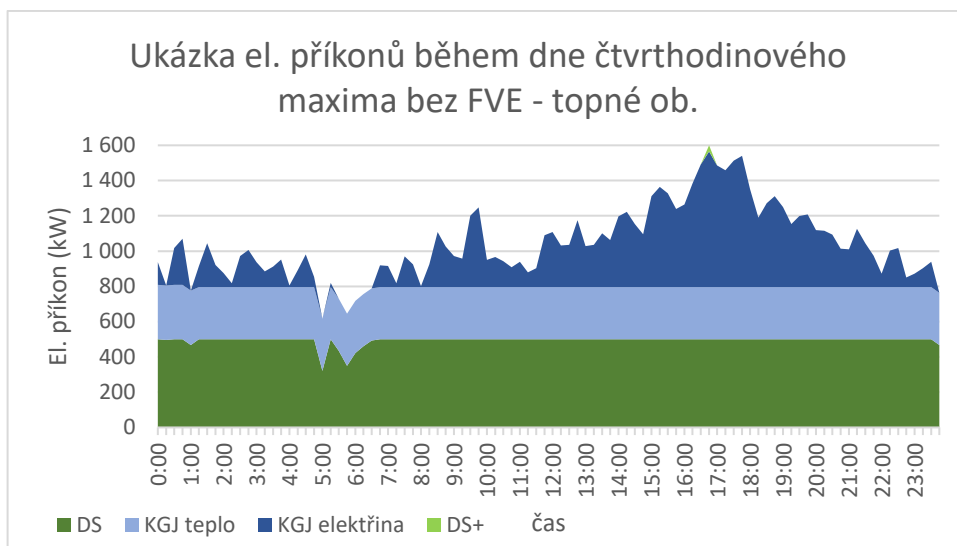
z varianty 2x Cento 530, tak bych doporučil podniku instalovat variantu 2 – 3x Cento 350 společně s výstavbou FVE.

Za předpokládaných podmínek bych doporučil po uplynutí životnosti KGJ zvolit možnost navýšení RP. Je možné, že tato možnost nastane dříve než za 10 let. V takovém případě by měl podnik možnost si ponechat KGJ na výrobu tepla a elektřiny během topného období a příkon odebrat z DS po zbytek roku. Rozdíly této varianty oproti ostatním variantám jsou jen v desítkách Kč/MWh při porovnání podle LCOE a v jednotkách milionů při porovnání pomocí NPV. Z toho důvodu je pravděpodobné, že při změně některých vstupních parametrů by mohla vyjít lépe možnost generální opravy, případně možnost vybudování nové KGJ. Vliv změny některých vstupních parametrů na výběr varianty budu diskutovat dále při zobrazení citlivostních analýz. Nicméně stále je hodně parametrů, které se těžko odhadují do dlouhé budoucnosti. Z toho důvodu bych učinil rozhodnutí o volbě způsobu náhrady výkonu z KGJ po ukončení jejich životnosti až za odhadovaných 10 let, tedy za dobu uplynutí životnosti KGJ, kdy by i měli být jasnější náklady spojené s každou možností.

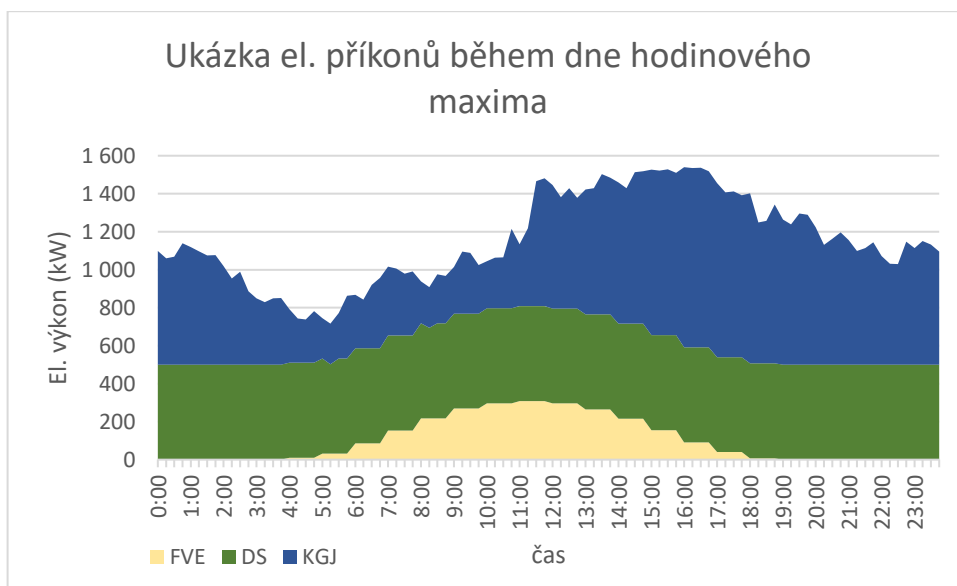
Funkčnost vybrané varianty (kombinace FVE, příkon z DS 500 kW + příkon přes RP, KGJ 3x Cento 350) demonstruji na dnech maxima a minima. Pro den čtvrt hodinového maxima jsem kromě varianty s FVE uvedl i průběh dodávaného výkonu ve variantě bez FVE, tak abych si ověřil, že systém je schopen fungovat i bez dodávky výkonu z FVE.



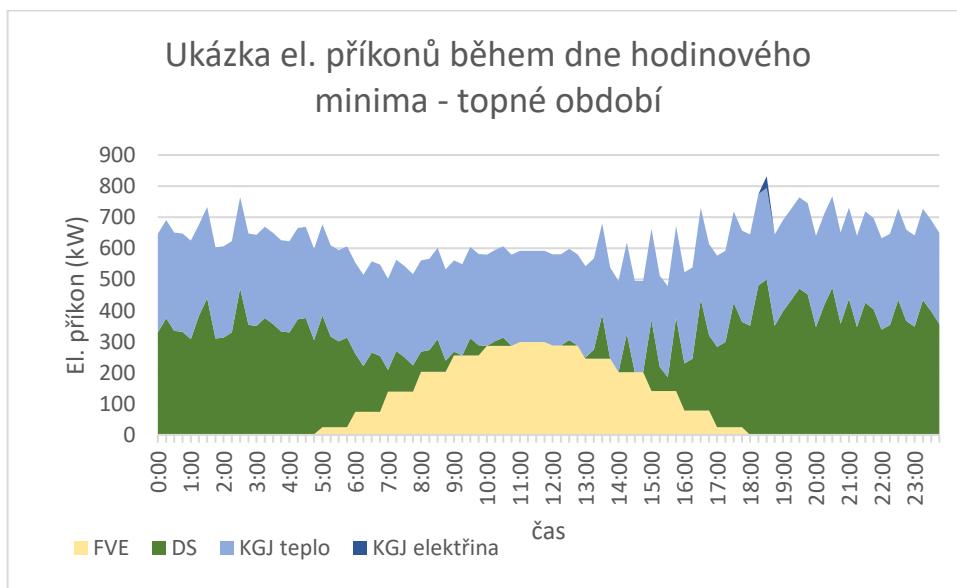
Obrázek 38: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne čtvrt hodinového maxima.



Obrázek 39: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne čtvrt hodinového maxima ve variantě bez FVE.



Obrázek 40: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne hodinového maxima.

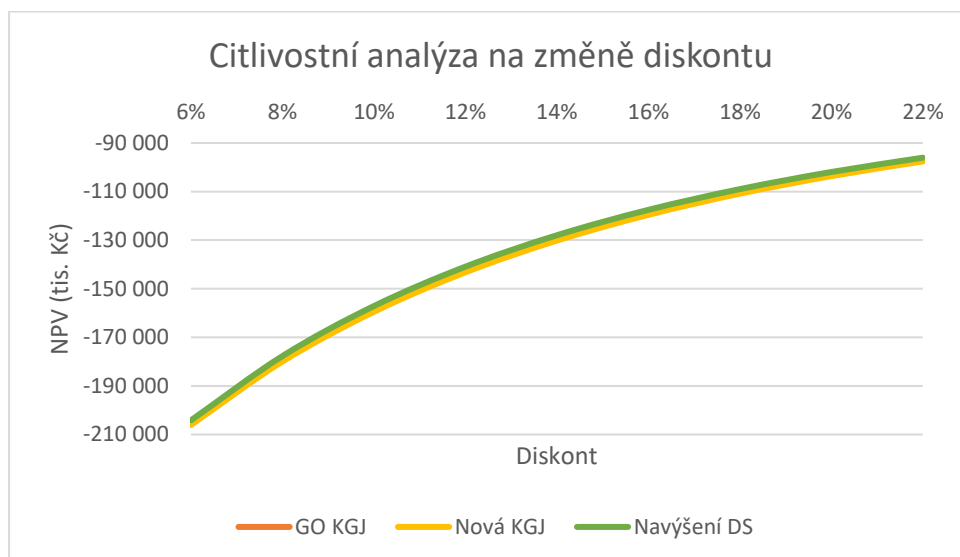


Obrázek 41: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne hodinového minima.

Z uvedených průběhů příkonů je vidět, že doporučená varianta dokáže zajistit trvalou dodávku příkonu pro potřeby LC v dny odběrového maxima a minima. S dodávkou by nebyl problém ani v momentě, že by FVE v době maxima negenerovala žádný výkon. Dle průběhu dne odběrového maxima se zdá se zdá, že se jedná o možný poruchový stav některých chladících zařízení. Zdá se, že dopoledne byl snížen výkon chladících a mrazících zařízení, který nejspíše bylo potřeba v odpoledních hodinách dohnat, tak aby například nepoklesly teploty potravin pod stanovenou hodnotu. Z uvedených průběhů je tak evidentní, že doporučená varianta instalace DEZ je schopna dodat LC požadovaný příkon i při takto neočekávaných situacích. Při vážnějších a déletrvajících poruchových stavech je případný výpadek v příkonu elektřiny zajištěn dieselgenerátorem o výkonu 2000 kVA.

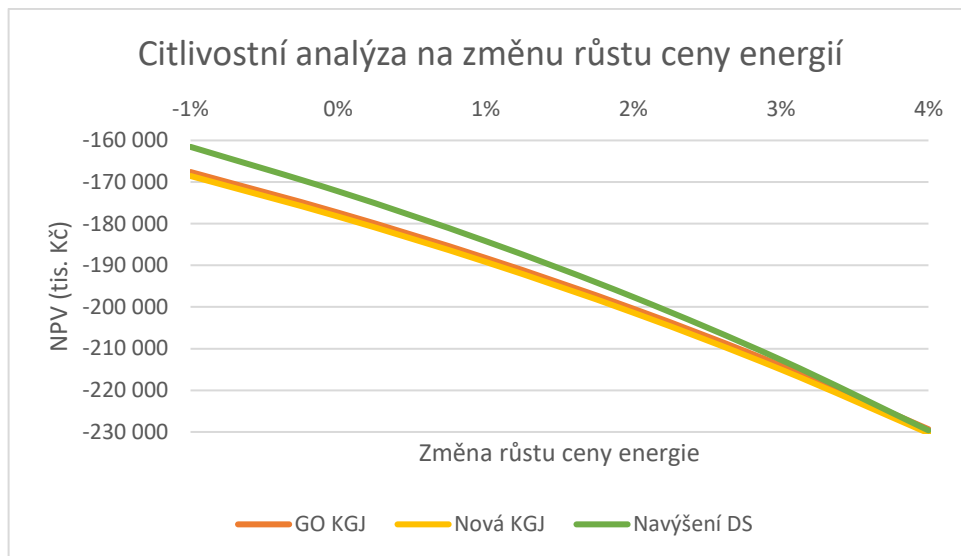
Citlivostní analýzy vybrané varianty

Jednotlivé citlivostní analýzy jsou uvedeny níže. Z grafických zobrazení lze vyčíst, že NPV je lineárně závislé na změně výše investiční dotace a na hodnotě zeleného bonusu. Naopak výsledné NPV má nelineární závislost na změně růstu energií a na zvoleném diskontu. Detailnější informace o jednotlivých průbězích jsou zmíněny v komentářích pod grafy jednotlivých citlivostních analýz.



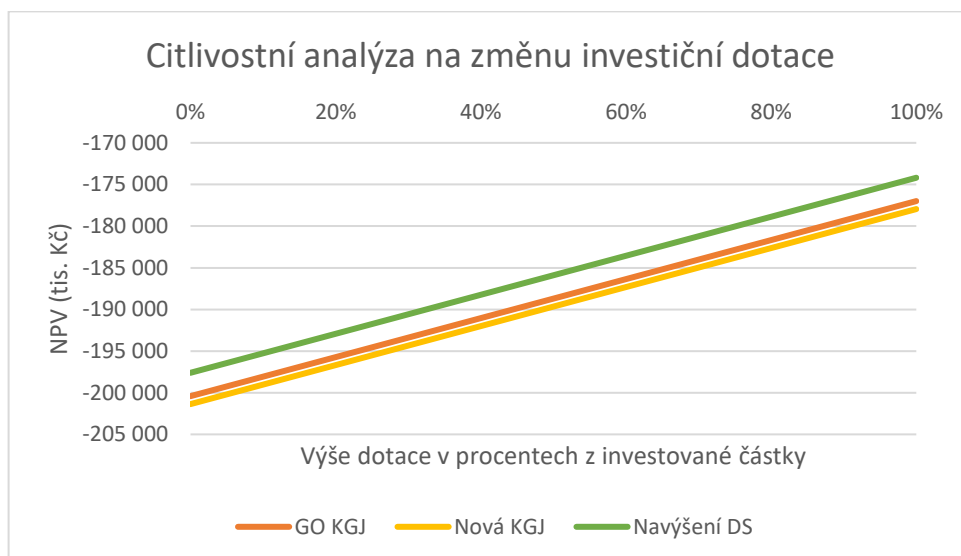
Obrázek 42: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na změně diskontu.

NPV se s rostoucím diskontem zvyšuje. Ve svých předpokladech jsem počítal s hodnotou diskontu 6,65 %. Tuto výši jsem zvolil na základě stanovení WACC z dostupných informací o firmě, ale domnívám se, že společnost pro své interní výpočty bude počítat s vyšší hodnotou diskontu. Nicméně dle uvedené citlivostní analýzy výše diskontu nemá vliv na výběr ze 3 možností dodávky výkonu po uplynutí předpokládané životnosti KGJ.



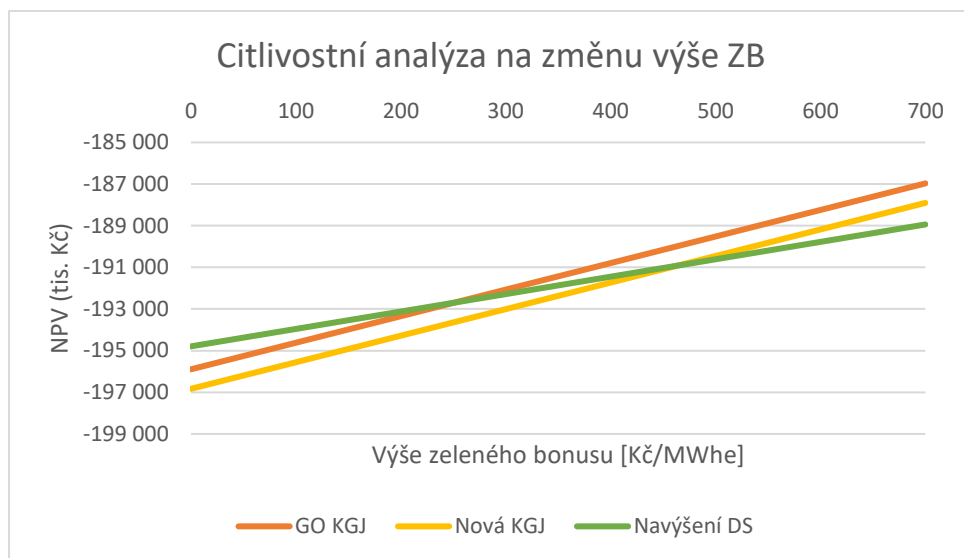
Obrázek 43: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na změně procentního růstu cen energií.

NPV se se zvyšujícím růstem cen energií (plyn a elektřina) snižuje. Aktuálně počítám s růstem 2 % a v prvních 5 letech se k danému růstu přičítám 2 % (tedy celkově 4% růst). Ve sledovaném intervalu poklesu cen o 1 % až po roční růst 4 % se rozhodnutí o změně zajištění elektrický příkon po uplynutí životnosti KGJ nezmění, tedy doporučil bych navýšit rezervovaný příkon z DS. Dle průběhu křivek by ale s dalším očekávaným nárůstem bych doporučil vybrat variantu generální opravy KGJ.



Obrázek 44: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na změně dotace vyjádřené jako procento z investované částky.

Případná investiční dotace nemá vliv na výběr varianty, pouze s vyšší dotací se NPV zvýší, respektive vynaložené náklady na variantu se sníží. Ve svém výpočtu jsem počítal s nulovou výší investiční dotace.



Obrázek 45: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na výši zeleného bonusu.

V rámci výpočtů jsem počítal s výší ZB 0 Kč/MWhe. S rostoucí výší ZB roste i NPV, respektive se snižuje výdajové NPV. Výše ZB má vliv na výběr varianty – při cena ZB 260 Kč/MWhe a vyšší bych doporučil po životnosti KGJ zvolit variantu GO KGJ.

Z uvedených citlivostních analýz mi vyplývá, že za žádných okolností bych nevolil variantu investice do nové KGJ po ukončení životnosti instalovaných KGJ za stanovených předpokladů.

6 Závěr

Cílem mé práce bylo nalézt řešení zajišťující trvalý elektrický příkon navrženého LC při omezeném příkonu z DS. V rámci řešení jsem analyzoval očekávaný elektrický a tepelný příkon plánovaného LC a navrhl následující skladbu zdrojů elektřiny:

1. Příkon z DS v povoleném množství 500 kW.
2. Instalovat KGJ 3x350 kW o celkovém instalovaném elektrickém výkonu 1 065 kW.
3. Pro snížení nákladů instalovat FVE o instalovaném výkonu 568,8 kW.

V otázce zálohy výkonu jsem v práci diskutoval možnost využití baterií. Ty nejsou potřeba, jelikož v podniku je naplánována výstavba diesel generátoru jakožto o výkonu 2 000 kVA. Diesel generátory jsou schopné pracovat na jmenovité zátěži do několika minut. Taková doba startu je zcela dostatečná pro potřeby LC, které by mělo být schopno provozu bez větších ztrát až do 2 hodin po výpadku proudu. Jedinou výhodou požití baterií by mohla být v možnosti řízení FVE a větší kontroly nad změnou napětí a frekvence elektřiny v LC.

Z důvodu instalace FVE předpokládám s délkou fungování projektu 20 let. Životnost doporučených KGJ odhaduji na 10 let. Po uplynutí jejich životnosti jsem počítal s 3 variantami řešení na dalších 10 let: 1) provést generální opravu KGJ a provozovat je dalších 10 let, 2) zakoupit novou KGJ a 3) do 10 let bude navýšen příkon z DS na potřebný příkon. Za mnou předpokládaných podmínek bych po ukončení životnosti KGJ navrhl navýšení rezervovaného příkonu z DS a zajistil si tím dodávku elektrického příkonu. Základní technickoekonomická data o navrhované variantě jsou následující:

Investiční náklady navrhované varianty (FVE+KGJ):	40 mil. Kč
Servisní a provozní náklady v roce 1:	1,1 mil. Kč
Platba za plyn v roce 1:	9,7 mil. Kč
Platba pokuty za příkon přes RK a RP:	13 tis. Kč
Energie z DS:	3 671 MWh/rok
Energie z KGJ:	3 691 MWh/rok
Energie z FVE:	574 MWh/rok
LCOE při 20 let provozu:	2 256 Kč/MWh

Faktory, které by mohli zlepšit ekonomický výsledek mé práce a jsou diskutovány v citlivostních analýzách, jsou následující:

- 1) Uznání provozní podpory ve formě ZB na výrobu elektřiny z KGJ navázanou na využití teplo. Nicméně výše ZB není dlouhodobě garantovaná, mění se každý rok a v posledních se postupně snižuje.
- 2) Získání investiční dotace z programu zaměřeného na úsporu s energiemi.

Naopak mezi rizika, která by mohla ovlivnit ekonomické výsledky mnou zvolené varianty, jsou následující:

1. Do budoucna by mohla být uvalena povinnost nakupovat emisní povolenky za vypuštěné emise i pro větší průmyslové a obchodní společnosti. Takové opatření by při instalovaném elektrickém výkonu kolem 1 MW v KGJ mohlo zatížit jejich provoz nemalými provozními náklady.
2. Neočekávaná změna cen regulovaných složek energií a změna jejich účtování.

Dále práce přinesla několik poznatků o využívání DEZ v obchodních a průmyslových společnostech:

1. Při předpokladu, že do budoucna ceny elektrické energie porostou v podobném tempu, v jakém rostou v posledních letech, se zdá investice do vlastní FVE na střechy velkých podnikatelských objektů ekonomicky konkurenceschopnou odebírání elektrické energie z DS za předpokladu, že vyrobenou energii dokáže podnik spotřebovat.
2. Také generování elektrické energie z KGJ je konkurenceschopné cenám za elektrickou energii z DS při využití generovaného tepla v podniku.
3. Pokud potřebuje podnik pokrýt špičkový příkon jen několikrát během roku, mohlo by stačit za tento výkon platit pokuty za překročení RK a RP a nemusel by investovat do dalších DEZ.
4. Obecně má práce ukázala, že je v současné době možné ve velkých budovách obchodních a průmyslových společností zajistit elektrický příkon při omezeném příkonu z DS. Navíc navržené řešení může přispět i ke splnění závazků státu ohledně většího využívání OZE a účinnějšího nakládání s energiemi.

6.1.1 Možná upřesnění výsledků

Tato kapitola slouží k upozornění na případy, kterými by se dalo na tuto práci navázat, zpřesnit dosažené výsledky nebo přinést zcela nové alternativy k získaným výsledkům.

- 1) Počítat v modelu s instalací baterie, která by jednak řídit výkon z FVE anebo vyhlazovat a přesouvat odběrové špičky. Pro mnou studovaný případ ale baterie nebyla nutná a přinesla by zbytečné investiční výdaje. Baterie by ale mohla mít význam v místech, na kterých si provozovatel nemůže dovolit ani velmi krátké výpadky elektřiny. Alternativou k instalaci baterií by mohlo být využívání elektrických dopravních prostředků s akumulátory, které by mohli posloužit k regulaci elektrické energie v době, kdy se nevyužívají.
- 2) Otestovat a navrhnout použití trigenerace v létě, kterou jsem v rámci této práce vyloučil. Instalace trigenerace v LC by nejenom pomohla s využitím generované tepelné energie v létě, ale zároveň by snížila energetické nároky na chlazení, což by vedlo k dalšímu snižování spotřeby elektrické energie během letních odběrových špiček.
- 3) Lépe optimalizovat příkon z DS odebíraný nad hodnotu rezervovaného příkonu a kapacity. Pokuta za takto odebraný příkon provozovateli distribuční soustavy se odvíjí od maximálního odebraného příkonu v kalendářním měsíci. Během kalendářního měsíce tak mohou odebírat větší než rezervovaný příkon vícekrát v měsíci, ale pokuta za překročení RK a RP se bude počítat jen z nejvyšší hodnoty překročení RK a RP.
- 4) V momentě, že provozovatel distribuční soustavy navýší plánovanému LC rezervovaný příkon dříve než za 10 let, měla by společnost možnost uplatnit následující opce: 1) nevyužívat možnost navýšení příkonu a stále si vyrábět elektřinu z KGJ, 2) nechat si navýšit rezervovaný příkon na požadovanou výši a podle ekonomické situace kombinovat příkon z DS s výrobou z KGJ, 3) zcela přejít na příkon z DS a KGJ prodat.

7 Použité zdroje

- [1] EGÚ Brno, “Centrální a decentrální výroba elektřiny a tepla,” Brno, 2017.
- [2] IRENA, “Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050,” Abu Dhabi, 2018.
- [3] Evropská komise, “Návrh směrnice Evropského parlamentu a rady o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou,” 2017. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0861R%2801%29>. [Accessed: 11-Mar-2019].
- [4] Evropská komise, “Návrh nařízení Evropského parlamentu a rady o vnitřním trhu s elektřinou,” 2017. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52016PC0861R%2801%29>. [Accessed: 11-Mar-2019].
- [5] F. Martín-Martínez, A. Sánchez-Miralles, M. Rivier, and C. F. Calvillo, “Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study,” *Energy*, vol. 134, pp. 850–863, 2017.
- [6] ČEZ, “Kogenerace ČEZ Energo na rekord,” 2018. [Online]. Available: <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/6556.html>. [Accessed: 11-Mar-2019].
- [7] “Lisabonská smlouva pozměňující smlouvu o Evropské unii a smlouvu o založení Evropské unie,” p. 287, 2007.
- [8] D. Korniak, “Potenciál vodní energetiky ČR - návrh malé vodní elektrárny,” VUT v Brně, 2010.
- [9] A. Sain, “Europe’s new energy mix.” [Online]. Available: https://www.eniday.com/en/education_en/europe-new-energy-mix/. [Accessed: 16-Mar-2019].
- [10] Ministerstvo životního prostředí, “Klimaticko-energetický balíček.” [Online]. Available: https://www.mzp.cz/cz/klimaticko_energeticky_balicek. [Accessed: 15-Mar-2019].
- [11] Ministerstvo průmyslu a obchodu, “Důvodová zpráva k návrhu zákona, kterým se mění zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie,” 2018.
- [12] Ministerstvo průmyslu a obchodu, “Státní energetická koncepce ČR,” Praha, 2014.
- [13] Energetický regulační úřad, “Roční zpráva o provozu ES ČR,” Jihlava, 2018.
- [14] Ministerstvo průmyslu a obchodu, “Posouzení potenciálu vysoce účinné kombinované výroby tepla a elektřiny a účinného dálkového vytápění a chlazení za Českou republiku,” Praha, 2015.
- [15] Aliance pro energetickou soběstačnost, “Příležitosti energetických úspor v českém průmyslu,” Praha, 2018.
- [16] P. Mastný, “Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie.” [Online]. Available:

http://www.ueen.feec.vutbr.cz/~mastny/vyuka/mmze/prednasky/07_08_pr.pdf.
[Accessed: 26-Dec-2018].

- [17] D. Radulovic, S. Skok, and V. Kirincic, "Cogeneration - Investment dilemma," *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 177–187, 2012.
- [18] COGEN Czech, "Rukovět' zájemce o kogenerační jednotku."
- [19] J. Habřinský and M. Beneš, *Management a ekonomika výroby energie*. Praha: ČVUT FEL, 2007.
- [20] B. K. Das and Y. M. Al-Abdeli, "Optimisation of stand-alone hybrid CHP systems meeting electric and heating loads," *Energy Convers. Manag.*, vol. 153, no. July, pp. 391–408, 2017.
- [21] M. Smetana, "Trh se solární energií v ČR – systémově dynamický přístup," Jihočeská univerzita v Českých Budějovicích, 2013.
- [22] J. F. Weaver, "Solar panel pricing disrupted by Chinese billion," 2017. [Online]. Available: <https://electrek.co/2017/01/08/solar-panel-pricing-chinese-investment/>. [Accessed: 02-Jan-2019].
- [23] Solární novinky, "Konec cel na dovoz levných čínských panelů se blíží. Dobožováno však není," 2018. [Online]. Available: <http://www.solarninovinky.cz/?zpravy/2018082702/konec-cel-na-dovoz-levnych-cinskych-panelu-se-blizi-dobozovano-vsak-neni>. [Accessed: 19-Mar-2019].
- [24] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H. Nguyen, and T. Schlegl, "Levelized Cost of Electricity- Renewable Energy Technologies," no. March, 2018.
- [25] PRE distribuce, "Změna rezervované kapacity." [Online]. Available: <https://www.predistribuce.cz/cs/potrebuji-zaridit/zakaznici/zmena-rezervovane-kapacity/>. [Accessed: 15-May-2019].
- [26] PRE distribuce, "Změna rezervovaného příkonu." [Online]. Available: <https://www.predistribuce.cz/cs/potrebuji-zaridit/zakaznici/zmena-rezervovaneho-prikonu/>. [Accessed: 15-May-2019].
- [27] V. Černý, "Kombinovaná výroba elektřiny a tepla v ČR," ČVUT Praha, 2016.
- [28] ČEZ Distribuce, "Legislativní změny, podpora a účtování překročení rezervovaného příkonu a výkonu," 2018. [Online]. Available: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/podpora-vyroby-elektřiny.html>.
- [29] ERÚ, "Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 7/2018, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny," Jihlava, 2018.
- [30] C. Winzer, "Conceptualizing energy security," *Energy Policy*, vol. 46, pp. 36–48, 2012.
- [31] J. Antoš, "Bezpečnost plynového a ropného sektoru : analýza rizik těžby v Pákistánu," Masarykova Univerzita, 2013.
- [32] C. Pascual and J. Elkind, *Energy Security: Economics, Politics, Strategies, and Implications*. Brookings Institution Press, 2010.
- [33] Varner, "Spolehlivost dodávek elektřiny v liberalizovaném prostředí," 2008.

- [Online]. Available:
http://www.ceskaenergetika.cz/nezarazene_clanky/spolehlivost_dodavek_elektriny_v_liberalizovanem.html. [Accessed: 24-Apr-2019].
- [34] Skupina ČEZ, “Decentrální výroba elektřiny je opět populární.” 2018. [Online]. Available: <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/6551.html>. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [35] C. A. Frangopoulos, “Optimization Methods for Energy Systems,” *Exergy, Energy Syst. Anal. Optim.*, vol. II, 2017.
- [36] J. Dudorkin, “Systémové inženýrství a rozhodování.” České vysoké učení technické, Praha, p. 164, 2003.
- [37] J. Vacek, “Systémové inženýrství,” 2001. [Online]. Available: https://www.kip.zcu.cz/kursy/svt/eb/prum_eng/systemove_inzenyrstvi.html. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [38] J. Vacek, “Průmyslové inženýrství a operační výzkum,” 2001. [Online]. Available: https://www.kip.zcu.cz/kursy/svt/eb/prum_eng/operacni_vyzkum.html. [Accessed: 13-Mar-2019].
- [39] M. Škrdla and J. Hřebíček, “Úvod do matematického modelování,” *Masaryk. univerzita*, p. 83, 2006.
- [40] C. A. Frangopoulos, “Recent developments and trends in optimization of energy systems,” *Energy*, vol. 164, pp. 1011–1020, 2018.
- [41] M. Ghofrani, N. N. Hosseini, M. Ghofrani, and N. N. Hosseini, “Optimizing Hybrid Renewable Energy Systems : A Review Hybrid Renewable Energy Systems : Optimizing A Review.”
- [42] A. Stoppato, A. Benato, N. Destro, and A. Mirandola, “A model for the optimal design and management of a cogeneration system with energy storage,” *Energy Build.*, vol. 124, pp. 241–247, 2016.
- [43] S. Ruangpattana, D. Klabjan, J. Arinez, and S. Biller, “Optimization of on-site renewable energy generation for industrial sites,” *2011 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo. PSCE 2011*, pp. 1–8, 2011.
- [44] D. Buoro, M. Casisi, A. De Nardi, P. Pinamonti, and M. Reini, “Multicriteria optimization of a distributed energy supply system for an industrial area,” *Energy*, vol. 58, pp. 128–137, 2013.
- [45] M. Szypowski, T. Siewierski, and A. Wedzik, “Optimization of energy-supply structure in residential premises using Mixed Integer Linear Programming,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 2, pp. 1368–1378, 2018.
- [46] R. Khalilpour and A. Vassallo, “Planning and operation scheduling of PV-battery systems: A novel methodology,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, pp. 194–208, 2016.
- [47] K. R. Khalilpour and A. Vassallo, “Technoeconomic parametric analysis of PV-battery systems,” *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 757–768, 2016.
- [48] Z. Beihong and L. Weiding, “An optimal sizing method for cogeneration plants,” vol. 38, pp. 189–195, 2006.

- [49] P. Ghadimi, S. Kara, and B. Kornfeld, “The optimal selection of on-site CHP systems through integrated sizing and operational strategy,” *Appl. Energy*, vol. 126, pp. 38–46, 2014.
- [50] “Archiv počasí středa 21. března 2018,” 2018. [Online]. Available: <http://www.e-pocasi.cz/archiv-pocasi/2018/21-brezna/>. [Accessed: 18-Apr-2019].
- [51] M. Pálka, “Možnosti úspory elektrické energie mrazících a chladících zařízení v závislosti na distribuční sazbě - akumulace chladu,” VUT v Brně, 2014.
- [52] TEDOM, “Přehled kogeneračních jednotek,” 2019. [Online]. Available: <https://www.tedom.com/wp-content/uploads/2019/07/Přehled-kogeneračních-jednotek-TEDOM-2019-07.pdf>.
- [53] “Výnos dluhopisu 10R - ČR.” [Online]. Available: <https://www.kurzy.cz/cnb/ekonomika/vynos-dluhopisu-10r-cr/>. [Accessed: 30-Jun-2019].
- [54] A. Damodaran, “Damodaran online,” 2019. [Online]. Available: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. [Accessed: 30-Jun-2019].
- [55] “Trh s elektrickou energií a zemním plynem pro koncové odběratele.” [Online]. Available: <https://www.pxe.cz/Kurzovni-Listek/PARC/>. [Accessed: 10-Jul-2019].
- [56] “Firmy i kraje se zásobují elektřinou, než podraží. Ceny ženou nahoru nejdražší emisní povolenky v historii.” [Online]. Available: <https://archiv.ihned.cz/c1-66607610-firmy-i-kraje-se-zasobuji-elektřinou-nez-podrazi-ceny-zenou-nahoru-nejdrazsi-emisni-povolenky-v-historii>. [Accessed: 10-Jul-2019].
- [57] ERÚ, “Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 6/2018 ze dne 20. listopadu 2018, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu,” Jihlava, 2018.
- [58] “Levelized Cost of Energy.” [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>. [Accessed: 13-Jul-2019].
- [59] S. Adeyemo, “How to calculate solar LCOE—and understand its values,” 2016. [Online]. Available: <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/05/calculate-solar-lcoe-understand-values/>.
- [60] T. Huld, “Photovoltaic Geographical Information System - Interactive maps.” [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>. [Accessed: 21-May-2019].
- [61] “Fotovoltaický solární panel Panasonic VBH 240Wp.” [Online]. Available: <http://solarni-panely.cz/katalog-produktu/fotovoltaicke-panely/fotovoltaicky-solarni-panel-panasonic-vbh-240wp>. [Accessed: 30-Jun-2019].
- [62] “Konstrukce pro FVE pro 18 panelů.” [Online]. Available: <https://shop.iftech.cz/ploche-strechy-individualni-uhel-15-45-stupnu/565-set-pro-18-panelu-45kw.html>. [Accessed: 07-Jul-2019].
- [63] “How to calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system?” [Online]. Available: <https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems>. [Accessed: 22-May-2019].

- [64] T. Huld, "Overview of PVGIS data sources and calculation methods," 2017. [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/methods.html#! [Accessed: 21-May-2019].
- [65] T. Huld, "Estimating Solar Radiation and Photovoltaic System Performance , the PVGIS Approach," *Eur. union energy Initiat.*, 2011.
- [66] D. T. Nguyen and L. B. Le, "Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1608–1620, 2014.
- [67] "Fotovoltaický střídač - účinnost není vše," 2009. [Online]. Available: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/5571-fotovoltaicky-stridac-ucinnost-neni-vse>. [Accessed: 24-Jun-2019].
- [68] ČNB, "Prognóza ČNB z května 2019." [Online]. Available: <https://www.cnb.cz/cs/menova-politika/prognoza/>. [Accessed: 12-Jul-2019].

Seznam obrázků

Obrázek 1: Energetický mix států EU [9].	12
Obrázek 2: Energetický mix ČR mezi lety 2013 a 2017 (zdroj: www.ote-cr.cz).	12
Obrázek 3: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny v ČR do roku 2040.	15
Obrázek 4: Vývoj a struktura hrubé výroby elektřiny z OZE v ČR do roku 2040.	16
Obrázek 5: Výše zeleného bonusu pro elektřinu vyrobenou v KGJ pro rok 2019.	18
Obrázek 6: Roční úhrn globálního slunečního záření v ČR [W/m ²].	21
Obrázek 7: Instalovaný elektrický výkon v FVE mezi lety 2002 a 2017 (zdroj: http://www.spvez.cz).	21
Obrázek 8: Grafické znázornění Swansonova zákona [22].	22
Obrázek 9: LCOE fotovoltaických elektráren v Německu rozdělených podle různé velikosti a ročním úhrnem globálního ozáření v roce 2018 [25].	23
Obrázek 10: Předpokládaný vývoj LCOE fotovoltaických elektráren umístěných v jižním Německu [25].	24
Obrázek 11: LCOE fotovoltaické elektrárny s bateriovým systémem v porovnání s LCOE fotovoltaických elektráren bez bateriového systému [25].	25
Obrázek 12: Ukázka rozdílného dimenzování KGJ MMČ na základě digramu spotřeby tepla a elektřiny.	36
Obrázek 13: Grafické znázornění algoritmu GA (http://isim.fsv.cvut.cz/ga).	37
Obrázek 14: Diagram trvání příkonu provozovaného logistického centra.	41
Obrázek 15: Diagram trvání příkonu plánovaného logistického centra.	43
Obrázek 16: Hodinové odběry elektřiny během dne maxima (30. srpna).	45
Obrázek 17: Hodinové odběry elektřiny během typického letního pracovního dne (24. července).	45
Obrázek 18: Hodinové odběry elektřiny během typického letního víkendového dne (21. července).	45
Obrázek 19: Hodinové odběry elektrické energie během dne minima (2. dubna).	46
Obrázek 20: Hodinové odběry elektrické energie během typického zimního pracovního dne (4. ledna).	46
Obrázek 21: Hodinové odběry elektrické energie během typického zimního víkendového dne (27. ledna).	47
Obrázek 22: Spotřeba plynu na výrobu tepla v LC.	48
Obrázek 23: Diagram hodinových zatížení vyrobené tepelné energie v LC s vyznačenými hodnotami pro 3000 a 4400 provozních hodin.	49
Obrázek 24: Stanovení rizikové přírážky firmy na základě jejího úrokového krytí.	51
Obrázek 25: Grafické zobrazení závislosti ceny elektrické energie na celkovém odebraném množství.	53
Obrázek 26: Předpokládané násobky současné ceny elektrické energie do roku 2039.	54
Obrázek 27: Rozmístění FVE panelů (zelenou barvou) dle plánovaných materiálů.	59
Obrázek 28: Průměrná denní a měsíční generovaná elektrická energie FVE o instalovaném výkonu 1 kWp při optimálním sklonu a orientaci panelů (Zdroj: PVGIS).	59
Obrázek 29: Výkon FVE o instalovaném výkonu 51,48 kWp během vybraného časového úseku.	61
Obrázek 30: Grafické zobrazení úbytku potřebného příkonu před a po instalaci FVE.	64
Obrázek 31: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně výše diskontu.	66
Obrázek 32: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně provozních nákladů.	66
Obrázek 33: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně dotace.	67
Obrázek 34: Citlivostní analýza zobrazující změnu NPV a LCOE na změně ceny FV panelů.	67

Obrázek 35: Citlivostní analýza FVE s baterií zobrazující změnu NPV a LCOE na změně výše diskontu.....	68
Obrázek 36: Citlivostní analýza FVE s baterií zobrazující změnu NPV a LCOE v závislosti na ceně baterie.....	68
Obrázek 37: Výše platby za překročení RK a RP při stanovené výši rezervovaného příkonu a instalovaném výkonu ve vlastních říditelných DEZ.	70
Obrázek 38: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne čtvrt hodinového maxima.	76
Obrázek 39: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne čtvrt hodinového maxima ve variantě bez FVE.....	77
Obrázek 40: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne hodinového maxima.	77
Obrázek 41: Průběh příkonů z jednotlivých zdrojů během dne hodinového minima.	77
Obrázek 42: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na změně diskontu.....	78
Obrázek 43: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na změně procentního růstu cen energií.....	79
Obrázek 44: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na změně dotace vyjádřené jako procento z investované částky.....	79
Obrázek 45: Citlivostní analýza zvolené varianty v závislosti na výši zeleného bonusu.	80

Seznam tabulek

Tabulka 1: Přehled hodnot příkonů elektřiny v provozovaném logistickém centru.	42
Tabulka 2: Analýza odběrů vybraných příkonů plánovaného LC.	43
Tabulka 3: Přehled hodnot příkonů a spotřeb elektřiny v plánovaném logistickém centru.	44
Tabulka 4: Údaje z výkazu zisku a ztrát společnosti.	50
Tabulka 5: Složky ceny za elektrickou energii pro rok 2020 odhadované pro analyzovanou společnost.....	53
Tabulka 6: Složky ceny za odebraný ZP.....	54
Tabulka 7: Přehled teoreticky možných řešení zajištění trvalého příkonu plánovaného LC a vybrané varianty řešené v rámci této práce.....	58
Tabulka 8: Průměrný výkon plánované FVE pro říjnové dny mezi 8. a 11. hodinou.....	63
Tabulka 9: Analýza doby potřeby vybraných příkonů plánovaného LC po instalaci FVE.....	64
Tabulka 10: Výsledky ekonomických parametrů hodnotících plánovanou FVE.....	65
Tabulka 11: Očekávaná výše překročení RP při výkonu říditelných zdrojů 975 kW.....	70
Tabulka 12: Přehled servisních intervalů KGJ Cento 200.	73
Tabulka 13: Vybrané technické údaje o KGJ.....	73
Tabulka 14: Seznam vybraných kombinací KGJ.....	74
Tabulka 15: Výstupy modelu simulující provoz KGJ a měrné náklady na výrobu elektrické energie jednotlivých variant.....	74
Tabulka 16: Výsledky NPV a LCOE vybraných variant.	75
Tabulka 17: Vstupní údaje pro ekonomické zhodnocení FVE.....	90

Příloha 1: Ekonomické vstupy pro hodnocení FVE

Ekonomické zhodnocení FVE		
Cena FV panelu	3900	Kč
Počet PV panelů	2 370	
Jmen výkon panelů	240	W
Instalovaný výkon	568,8	kWp
Generováno ročně	574 200	kWh
Předpokládaná doba provozu	20	let
Roční snížení výroby	0,50 %	
Inflace	2,00 %	
Diskont	6,65 %	
Dotace	0 %	z investice
Další inv. náklady	1 500	Kč/FVpanel
Provozní náklady	10 000	Kč

Cena panelů	9 243 000	Kč
Cena za 1 kWh	0,8048589	
Cena invertorů	681 600	Kč
Další inv. náklady	3 555 000	Kč
Cena proměnné složky elektřiny	1,6024	Kč/kWh
Cena 100kWh baterie	1 500 000	Kč

Tabulka 17: Vstupní údaje pro ekonomické zhodnocení FVE.

Příloha 2: Způsob řízení KGJ

Způsob řízení energetických zdrojů, především pak KGJ, a tedy nastavení optimalizačního programu jsem diskutoval v předešlé kapitole 5.3.1. Popsaný způsob řízení dosáhnu pomocí kontroly několika podmínek v řídicím programu. Pro řízení na základě spotřeby tepelného výkonu je posloupnost podmínek následující:

- 1) Pokud suma potřebného tepelného výkonu a již vyrobeného tepelného výkonu je větší než nula, pak pokračuj v podmínkách stanovující velikost tepelného výkonu dané KGJ. Pokud ne, KGJ nech vypnutou.
- 2) Probíhá kontrola podmínky, jestli je suma potřebného tepelného výkonu a již vyrobeného tepelného výkonu větší než 0,5 nebo 0,6 jmenovitého výkonu KGJ (tj. minimální trvalý výkon). Pokud ano, program pokračuje ve stanovení výkonu KGJ. Pokud ne, program nastaví výkon na 0,5 nebo 0,6 jmenovitého výkonu KGJ a přechází se k podmínce č. 5.
- 3) V dalším kroku řídicí program kontroluje, zda je suma potřebného a dosud generovaného tepelného výkonu větší než instalovaný výkon KGJ. Pokud ano, pokračuje program k další podmínce. Pokud ne, je na sledované KGJ nastaven výkon roven kontrolované sumy a program přechází k podmínce č. 5.
- 4) Ve čtvrté podmínce kontroluji, zda suma potřebného a doposud vyrobeného tepelného výkonu od které odečtu maximální instalovaný výkon KGJ je větší než minimální možný trvalý výkon následující KGJ. Pokud je tato podmínka splněna, tak v daném okamžiku bude KGJ pracovat na svém instalovaném výkonu. Pokud podmínka není splněna, bude KGJ pracovat na výkonu rovnému zkoumané sumě ponížené o minimální trvalý výkon následující KGJ. Následující KGJ pak bude pracovat na svém minimálním trvalém výkonu.
- 5) Poslední podmínka slouží jako kontrola, jestli vyrobený elektrický výkon, který je navázaný na výrobu tepla, je dostatečný pro pokrytí aktuálního příkonu. V závislosti na vyrobeném elektrickém výkonu pak nastavuji výkon odebíraný z DS. Pokud je tento výkon nedostatečný, navyšuji výkon KGJ až do jmenovitého výkonu celé soustavy KGJ. Pokud je i tak výkon nedostatečný, odebírám z DS výkon nad rezervovaný příkon případně by se spouštěl záložní generátor.

Elektrický výkon navázaný na generovaný tepelný výkon stanovuji následujícím vzorcem:

$$P_{el} = \frac{P_{tep} * \eta_{el}}{\eta_{tep}} [MW] \quad (25)$$

Kde P_{el} je elektrický výkon KGJ [MW]
 P_{tep} je tepelný výkon KGJ [MW]
 η_{el} je účinnost výroby elektrického výkonu při 75 % jmenovitého zatížení
 η_{tep} je účinnost výroby tepelného výkonu při 75 % jmenovitého zatížení

Stejný průběh podmínek používám i pro řízení podle potřeby elektrického výkonu. U elektrického výkonu nepoužívám podmínku č.5, jelikož teplo vyráběné z KGJ dostatečně pokryje potřeby podniku, který v letních měsících využívá vyrobené teplo jen na ohřev vody. Dalším rozdílem je, že ve sledované sumě potřebného a dodávaného elektrického výkonu je od začátku odečítáno maximální možné množství rezervované kapacity z DS, tak aby tento odběr byl upřednostněn před spouštěním KGJ. Tepelný výkon navázaný na elektrický výkon stanovuji analogicky k určení výkonu elektrického pomocí vzorce (25) s tím, že aktuálně stanovuji tepelný výkon na základě elektrického výkonu násobeného tepelnou účinností a děleného účinností výroby elektřiny.