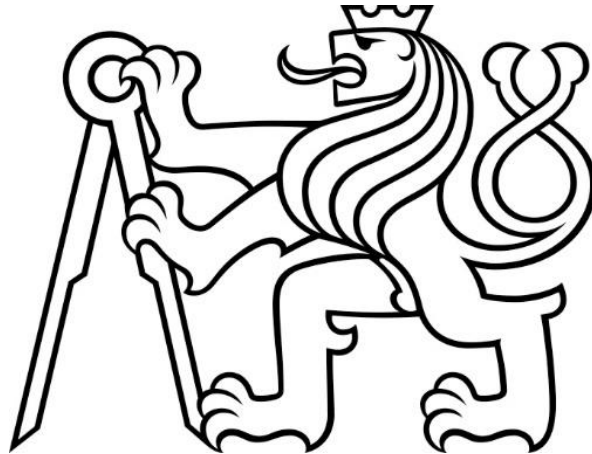


České vysoké učení technické v Praze
Fakulta elektrotechnická
Katedra elektroenergetiky



Diplomová práce

Energetika průmyslového areálu
The energy supply of the industrial area

Bc. Martin Mach

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Elektroenergetika
Vedoucí práce: Mgr. Ing. Vít Klein, Ph.D.

prosinec 2021, ČVUT v Praze

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Mach** Jméno: **Martin** Osobní číslo: **457031**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Elektroenergetika**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Energetika průmyslového areálu

Název diplomové práce anglicky:

Energy supply of the industrial area

Pokyny pro vypracování:

- 1) Charakteristika průmyslového areálu.
- 2) Zásobování průmyslového areálu jednotlivými formami energie a paliv.
- 3) Variantní návrh zásobování průmyslového areálu elektřinou a teplem.
- 4) Technicko – ekonomické vyhodnocení navržených variant zásobování průmyslového areálu elektřinou a teplem.
- 5) Závěrečná doporučení.

Seznam doporučené literatury:

- 1) DVORSKÝ, Emil a Pavla HEJTMÁNKOVÁ. Kombinovaná výroba elektrické a tepelné energie. Praha: BEN - technická literatura, 2005. ISBN 80-7300-118-7.
- 2) IBLER, Zdeněk. Technický průvodce energetika. Praha: BEN - technická literatura, 2003. ISBN 80-7300-026-1.
- 3) SATPATHY, Rabindra a Venkateswarlu PAMURU. Solar PV Power: Design, Manufacturing and Applications from Sand to Systems. London: Academic Press, 2020. ISBN 978-01-281-76269.
- 4) Energetický zákon č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D., katedra elektroenergetiky FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **03.09.2021**

Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: **19.02.2023**

Ing. Mgr. Vít Klein, 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 29. prosince 2021

.....

Martin Mach

PODĚKOVÁNÍ

Děkuji vedoucímu diplomové práce Mgr. Ing. Vítu Kleinovi, Ph.D., za jeho odborné rady a připomínky k této práci. Mé poděkování dále patří nejmenované obchodní společnosti za poskytnutí vstupních dat, bez kterých by tato diplomová práce nemohla vzniknout, rovněž děkuji jednotlivým zaměstnancům této obchodní společnosti za jejich čas a ochotu.

ABSTRAKT

Diplomová práce pojednává o konkrétním průmyslovém areálu. Nejdříve popisuje stávající stav využití a spotřeby energie a paliv, včetně související infrastruktury. V další části je navrženo pořízení vlastního zdroje energie ve variantě fotovoltaické elektrárny nebo kogenerační jednotky na zemní plyn. Pořízení zmíněných zdrojů energie je analyzováno z hlediska technické proveditelnosti. Provoz navrhovaných zdrojů energie v prostředí průmyslového areálu je simulován pomocí výpočetních modelů vytvořených v programu Wolfram Mathematica. Poslední část diplomové práce je zaměřena na ekonomické hodnocení navržených variant na základě výpočetního modelu vytvořeného v programu Microsoft Excel.

Klíčová slova: fotovoltaická elektrárna, kogenerační jednotka, kogenerace, simulace provozu, energeticky úsporná opatření, průmyslový areál

ABSTRACT

The diploma thesis deals with a specific industrial area. At first, it describes the current state of utilization and consumption of energy and fuels, including related infrastructure. In the next part, the acquisition of its own energy source in the variant of a photovoltaic power plant or a natural gas combined heat and power unit is proposed. The acquisition of mentioned energy sources is analyzed in terms of technical feasibility. The operation of the proposed energy sources in the environment of the industrial area is simulated using computational models created in the Wolfram Mathematica program. The last part of the diploma thesis is focused on the economic evaluation of the proposed variants based on the computational model created in the Microsoft Excel program.

Keywords: photovoltaic power plant, combined heat and power unit, cogeneration, operation simulation, energy saving measures, industrial area

OBSAH

ÚVOD	15
KAPITOLA 1: CHARAKTERISTIKA PRŮMYSLOVÉHO AREÁLU	16
1.1 UMÍSTĚNÍ	16
1.1.1 Vztahy s okolím	17
1.1.2 Územní plán	17
1.2 STÁVAJÍCÍ INFRASTRUKTURA A CHARAKTER PROVOZU	19
1.2.1 Zásobování elektrickou energií	20
1.2.1.1 Přípojka vysokého napětí	20
1.2.1.2 Trafostanice	20
1.2.1.3 Přípojka nízkého napětí	21
1.2.1.4 Areálový rozvod elektrické energie	21
1.2.2 Zásobování zemním plynem	23
1.2.2.1 Středotlaká přípojka a hlavní uzávěr plynu	23
1.2.2.2 Nízkotlaký rozvod	23
1.2.2.3 Místa konečné spotřeby	24
1.3 PLÁNOVANÝ ROZVOJ AREÁLU	25
1.4 ZÁSOBOVÁNÍ AREÁLU JEDNOTLIVÝMI FORMAMI ENERGIE A PALIV	25
1.4.1 Spotřeba elektrické energie	25
1.4.2 Spotřeba zemního plynu	28
1.4.3 Nákup elektrické energie a zemního plynu	30
KAPITOLA 2: NAVRHOVANÁ ÚSPORNÁ OPATŘENÍ	31
2.1 FOTOVOLTAICKÁ ELEKTRÁRNA	31
2.1.1 Obecná charakteristika	31
2.1.1.1 Orientace a sklon FV modulů	31
2.1.1.2 Fotovoltaické moduly	33
2.1.1.3 Nosné konstrukce	36
2.1.1.4 Solární měniče	37
2.1.2 Možná umístění	38
2.1.3 Navrhované technické řešení	39
2.1.3.1 Fotovoltaická pole	39
2.1.3.2 Střídače a navazující systémy	40
2.1.4 Výpočetní model fotovoltaické elektrárny	43
2.1.4.1 Vstupní data – intenzita slunečního záření	43
2.1.4.2 Vstupní data – spotřeba elektrické energie	44
2.1.4.3 Vstupní data – cena elektrické energie	44
2.1.4.4 Metodika výpočtu výroby energie FVE	50
2.1.4.5 Metodika výpočtu úspory dodávky elektrické energie	52
2.1.4.6 Metodika výpočtu finančních úspor	53
2.1.5 Výsledky výpočetního modelu FVE	56
2.2 KOGENERAČNÍ JEDNOTKA	59
2.2.1 Obecná charakteristika	59
2.2.1.1 Kogenerační jednotky se spalovacími motory	60
2.2.1.2 Kogenerační jednotka TEDOM Micro 30	61
2.2.2 Navrhované technické řešení	64
2.2.2.1 Umístění	64
2.2.2.2 Napojení na areálový rozvod plynu	65

2.2.2.3	Napojení na areálový rozvod elektrické energie.....	65
2.2.2.4	Vyvedení tepelného výkonu	66
2.2.3	Výpočetní model kogenerační jednotky	66
2.2.3.1	Vstupní data – potřeba tepelné energie.....	66
2.2.3.2	Vstupní data – spotřeba elektrické energie.....	68
2.2.3.3	Vstupní data – cena elektrické energie	68
2.2.3.4	Vstupní data – cena zemního plynu.....	68
2.2.3.5	Metodika výpočtu výroby energie KJ	73
2.2.3.6	Metodika výpočtu spotřeby paliva a souvisejících výdajů	75
2.2.3.7	Metodika výpočtu úspory dodávky elektrické energie	78
2.2.3.8	Metodika výpočtu finančních úspor	78
2.2.4	Výsledky výpočetního modelu KJ.....	80
KAPITOLA 3: HODNOCENÍ EKONOMICKÉ NÁVRATNOSTI		84
3.1	POUŽITÁ EKONOMICKÁ KRITÉRIA.....	84
3.1.1	Tok hotovosti.....	84
3.1.2	Diskontovaný tok hotovosti.....	85
3.1.3	Zůstatková hodnota zařízení.....	86
3.1.4	Čistá současná hodnota	87
3.1.5	Vnitřní výnosové procento	87
3.1.6	Reálná doba návratnosti	88
3.2	EKONOMICKÉ HODNOCENÍ FOTOVOLTAICKÉ ELEKTRÁRNY.....	88
3.2.1	Vstupy ekonomického hodnocení.....	89
3.2.1.1	Investiční výdaje.....	89
3.2.1.2	Možnost přiznání dotační podpory.....	91
3.2.1.3	Finanční úspory	92
3.2.1.4	Provozní výdaje a reinvestice	93
3.2.2	Výsledky ekonomického hodnocení.....	93
3.2.3	Citlivostní analýzy	96
3.3	EKONOMICKÉ HODNOCENÍ KOGENERAČNÍ JEDNOTKY.....	102
3.3.1	Vstupy ekonomického hodnocení.....	102
3.3.1.1	Investiční výdaje.....	102
3.3.1.2	Možnost přiznání dotační podpory.....	103
3.3.1.3	Finanční úspory	104
3.3.1.4	Provozní výdaje a reinvestice	105
3.3.2	Výsledky ekonomického hodnocení.....	105
3.3.3	Citlivostní analýzy	110
ZÁVĚR		116
SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY		119

SEZNAM OBRÁZKŮ

Obrázek 1.1 – Letecký snímek areálu a přilehlého okolí	16
Obrázek 1.2 – Výřez z návrhu nového územního plánu města	18
Obrázek 1.3 – Jednopolové schéma trafostanice	21
Obrázek 1.4 – Schéma napájecích rozvodů nn	22
Obrázek 2.1 – Časový průběh výkonu FVE dle orientace modulů (bez oblačnosti)	32
Obrázek 2.2 – Výnos energie v závislosti na sklonu a orientaci FV modulu	33
Obrázek 2.3 – Konstrukce typického fotovoltaického modulu	34
Obrázek 2.4 – Zastínění řetězce dle žluté linie u běžného modulu a modulu s půlčlánky	36
Obrázek 2.5 – Příklad střešní nosné konstrukce s přímým kotvením	37
Obrázek 2.6 – Křivky účinnosti solárního měniče FRONIUS SYMO 20.0-3-M pro různá zatížení	38
Obrázek 2.7 – Blokové schéma FVE na střeše SO 23	41
Obrázek 2.8 – Vizualizace FVE na střeše SO 23 (řez)	42
Obrázek 2.9 – Vizualizace FVE na střeše SO 23 (půdorys)	42
Obrázek 2.10 – Vývoj ceny elektřiny na denním trhu ČR (od 1. 1. 2019 do 5. 12. 2021)	45
Obrázek 2.11 – Vývoj ceny emisní povolenky v EU ETS (od 5. 12. 2020 do 5. 12. 2021)	45
Obrázek 2.12 – Konstrukční uspořádání KJ se spalovacím motorem menšího výkonu	60
Obrázek 2.13 – Vizualizace vybrané kogenerační jednotky TEDOM Micro 30	63
Obrázek 2.14 – Situace v okolí identifikovaného prostoru umístění KJ	65

SEZNAM TABULEK

Tabulka 1.1 – Seznam podružných odběrů nn z hlavního rozvaděče RH1	22
Tabulka 1.2 – Tepelná bilance objektu administrativní přístavby	24
Tabulka 1.3 – Spotřeba elektrické energie v modelovém roce	26
Tabulka 1.4 – Spotřeba zemního plynu v modelovém roce	28
Tabulka 2.1 – Vybrané parametry fotovoltaického modulu CS3L-375MS	35
Tabulka 2.2 – Elektrické parametry fotovoltaického modulu CS3L-375MS	35
Tabulka 2.3 – Solární záření dopadající na nakloněnou rovinu dle databáze PVGIS-SARAH	44
Tabulka 2.4 – Přehled průměrných měsíčních a ročních cen elektřiny na denním trhu	46
Tabulka 2.5 – Přehled průměrných měsíčních a ročních cen elektřiny pro modelový rok	47
Tabulka 2.6 – Přehled vybraných výsledků modelování FVE pro 25 let provozu	56
Tabulka 2.7 – Přehled měsíčních výsledků modelových výpočtů pro první rok hodnocení	57
Tabulka 2.8 – Přehled ročních výsledků modelových výpočtů pro 25 let provozu	58
Tabulka 2.9 – Základní technické údaje kogenerační jednotky TEDOM Micro 30	62
Tabulka 2.10 – Rozšířené technické údaje kogenerační jednotky TEDOM Micro 30	62
Tabulka 2.11 – Přehled měsíčních a ročních vážených průměrů cen ZP na vnitrodenním trhu	69

Tabulka 2.12 – Přehled měsíčních a ročních vážených průměrů cen ZP pro modelový rok	70
Tabulka 2.13 – Přehled výsledků modelu KJ (bilance tepelné energie a výdaje na palivo)	81
Tabulka 2.14 – Přehled výsledků modelu KJ (bilance elektrické energie a finanční úspory)	82
Tabulka 2.15 – Přehled měsíčních výsledků modelových výpočtů (bilance tepelné energie a výdaje na palivo)	83
Tabulka 2.16 – Přehled měsíčních výsledků modelových výpočtů (bilance elektrické energie a finanční úspory)	83
Tabulka 3.1 – Rozpočet projektu FVE na střeše příjmového terminálu (SO 23)	90
Tabulka 3.2 – Finanční úspory díky FVE v jednotlivých letech hodnocení	92
Tabulka 3.3 – Shrnutí vybraných vstupů a výstupů ekonomického modelu FVE	94
Tabulka 3.4 – Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu FVE	95
Tabulka 3.5 – Citlivostní analýza NPV na míře investiční dotace a výši diskontu	98
Tabulka 3.6 – Citlivostní analýza NPV na výši měrných investičních výdajů a výši diskontu	98
Tabulka 3.7 – Citlivostní analýza NPV na výši měrných investičních výdajů a míře investiční dotace	99
Tabulka 3.8 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace	100
Tabulka 3.9 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a výši diskontu	101
Tabulka 3.10 – Rozpočet projektu KJ pro tepelné potřeby administrativní přístavby (SO 02) ..	103
Tabulka 3.11 – Shrnutí vybraných vstupů a výstupů ekonomického modelu KJ	106
Tabulka 3.12 – Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ (bez provozní podpory)	108
Tabulka 3.13 – Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ (s provozní podporou) ..	109
Tabulka 3.14 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace	112
Tabulka 3.15 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a výši provozní podpory	113
Tabulka 3.16 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a zemního plynu (bez provozní podpory)	114
Tabulka 3.17 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a zemního plynu (s provozní podporou)	115

SEZNAM GRAFŮ

Graf 1.1 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc leden	26
Graf 1.2 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc duben	27
Graf 1.3 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc červenec	27
Graf 1.4 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc říjen	27
Graf 1.5 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc leden	29

Graf 1.6 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc duben	29
Graf 1.7 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc červenec	29
Graf 1.8 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc říjen	30
Graf 2.1 – Průměrné měsíční ceny elektřiny v roce 2019 a modelovém roce	48
Graf 2.2 – Zobrazení hodinových cen elektřiny roku 2019 a modelového roku	49
Graf 2.3 – Předpokládaný pokles výkonu FVE v čase	57
Graf 2.4 – Topná křivka použitá ve výpočtovém modelu KJ	67
Graf 2.5 – Průměrné měsíční ceny zemního plynu v roce 2017 a modelovém roce	71
Graf 2.6 – Zobrazení denních průměrů cen zemního plynu roku 2017 a modelového roku	72
Graf 2.7 – Závislost elektrického výkonu na tepleném výkonu KJ TEDOM Micro 30	73
Graf 2.8 – Závislost tepelné účinnosti na tepleném výkonu KJ TEDOM Micro 30	74
Graf 2.9 – Pokrytí tepelných potřeb kogenerační jednotkou v průběhu modelového roku	82
Graf 3.1 – Vývoj toku hotovosti projektu FVE v čase	94
Graf 3.2 – Vývoj toku hotovosti projektu KJ v čase dle výpočtu bez provozní podpory	107
Graf 3.3 – Vývoj toku hotovosti projektu KJ v čase dle výpočtu s provozní podporou	107

SEZNAM PŘÍLOH

Všechny přílohy této diplomové práce jsou autorem odevzdány v elektronické podobě.

Příloha č. 1: Složka s vytvořenými modely a vstupy projektu fotovoltaické elektrárny (složka elektronických souborů „Model_FVE.zip“)

Tato příloha obsahuje následující soubory:

Příloha č. 1.1: Výpočetní model navržené fotovoltaické elektrárny
(elektronický soubor „Model_FVE_SO23.nb“)

Příloha č. 1.2: Výpočetní model ekonomické efektivnosti projektu
(elektronický soubor „Model_NPV_FVE_SO23.xlsx“)

Příloha č. 1.3: Vstupní data výpočetního modelu FVE – spotřeba a ceny elektrické energie
(elektronický soubor „Vstupni_data_cas_spotreba_trh.xlsx“)

Příloha č. 1.4: Vstupní data výpočetního modelu FVE – hodiny roku rozdělené do měsíců
(elektronický soubor „Vstupni_data_Rozdeleni_mesicu_podle_hodin.xlsx“)

Příloha č. 1.5: Vstupní data výpočetního modelu FVE – intenzita slunečního záření
(elektronický soubor
„Vstupni_data_Timeseries_50.XXX_14.XXX_SA_35deg_11deg_2014_2014.xlsx“)

Příloha č. 2: Složka s vytvořenými modely a vstupy projektu kogenerační jednotky (složka elektronických souborů „Model_KJ.zip“)

Tato příloha obsahuje následující soubory:

Příloha č. 1.1: Výpočetní model navržené kogenerační jednotky
(elektronický soubor „Model_KJ.nb“)

Příloha č. 1.2: Výpočetní model ekonomické efektivnosti projektu
(elektronický soubor „Model_NPV_KJ.xlsx“)

Příloha č. 1.3: Vstupní data výpočetního modelu KJ – spotřeba a ceny elektrické energie
(elektronický soubor „Vstupni_data_cas_spotreba_trh.xlsx“)

Příloha č. 1.4: Vstupní data výpočetního modelu KJ – spotřeba a ceny zemního plynu
(elektronický soubor „Vstupni_data_cas_spotreba_trh_ZP.xlsx“)

Příloha č. 1.5: Vstupní data výpočetního modelu KJ – hodiny roku rozdělené do měsíců
(elektronický soubor „Vstupni_data_Rozdeleni_mesicu_podle_hodin.xlsx“)

Příloha č. 1.6: Vstupní data výpočetního modelu KJ – teploty venkovního vzduchu
(elektronický soubor „Vstupni_data_TMY_50.XXX_14.XXX_2007_2016.xlsx“)

Příloha č. 3: Koordinační situace plánovaného rozšíření vybraného průmyslového areálu (elektronický soubor „Koordinacni_situace.pdf“)

Příloha č. 4: Elektrické schéma navržené fotovoltaické elektrárny na střeše SO 23 (elektronický soubor „SCH_EL_FVE-SO23-01.pdf“)

SEZNAM ZKRATEK

ČEZd	ČEZ Distribuce, a. s.
ČLR	Čínská lidová republika
ČNB	Česká národní banka
DPH	Daň z přidané hodnoty
DS	Distribuční soustava
ERÚ	Energetický regulační úřad
EU	Evropská unie
FV	Fotovoltaická, fotovoltaický (dle kontextu)
FVE	Fotovoltaická elektrárna
HDO	Hromadné dálkové ovládání
HUP	Hlavní uzávěr plynu
KJ	Kogenerační jednotka
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla
LED	Light-Emitting Diode (elektroluminiscenční dioda)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (sledování bodu maximálního výkonu)
nn	Nízké napětí
NOCT	Normal Operating Cell Temperature (normální provozní teplota článku)
NPO	Národní plán obnovy
NPV	Net Present Value (čistá současná hodnota)
NTL	Nízký tlak
OP PIK	Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost
OP TAK	Operační program Technologie a aplikace pro konkurenceschopnost
OTE	Operátor trhu s elektřinou
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PE	Polyetylen
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Provozní soubor
SO	Stavební objekt
STC	Standard Testing Conditions (standardní testovací podmínky)
STL	Střední tlak
TV	Teplá voda
VL	Územní celek lehké výroby
vn	Vysoké napětí
ZO	Územní celek izolační zeleně
ZP	Zemní plyn

ÚVOD

Od počátku druhé dekády 21. století naši civilizaci ovlivňují rozsáhlé změny. Rok 2020 přinesl globální pandemii, se kterou moderní společnost doposud neměla zkušenost. V průběhu roku 2021 a během tvorby této práce následně započalo ožívování globální ekonomiky, které vyústilo v globální energetickou krizi spojenou se zhoršením české hospodářské situace. Právě na podnět energetických krizí však v novodobé historii došlo k nejrozsáhlejším změnám v energetických systémech.

Česká republika již delší dobu stojí před nelehkým úkolem změn ve svém stávajícím energetickém systému. Průmysl je jedním z odvětví národního hospodářství, jehož budoucnost tyto změny nejvíce ovlivní. Autorovou motivací ke tvorbě této práce bylo přispět k objasnění proveditelnosti vybraných energetických opatření, které mohou vést k pozitivním efektům a ke zvýšení konkurenceschopnosti českého průmyslu v nelehkých časech, jež nadcházejí.

Autor diplomové práce samostatně vyhledal průmyslový areál, u něhož předpokládal potenciál energeticky úsporných opatření a oslovil obchodní společnost (dále v textu jen „Společnost“), která areál vlastní a provozuje. Úvodní konzultace mezi oběma stranami obsahovaly zejména představení záměru realizace potenciálních energetických opatření autorem a vyjádření názoru Společnosti týkající se zájmu o analýzu případného záměru. Vyústěním úvodních rozhovorů bylo navázání spolupráce mezi autorem a Společností s cílem analyzovat proveditelnost vybraných energetických opatření. Proveditelnost je autorem zkoumána v rámci této diplomové práce.

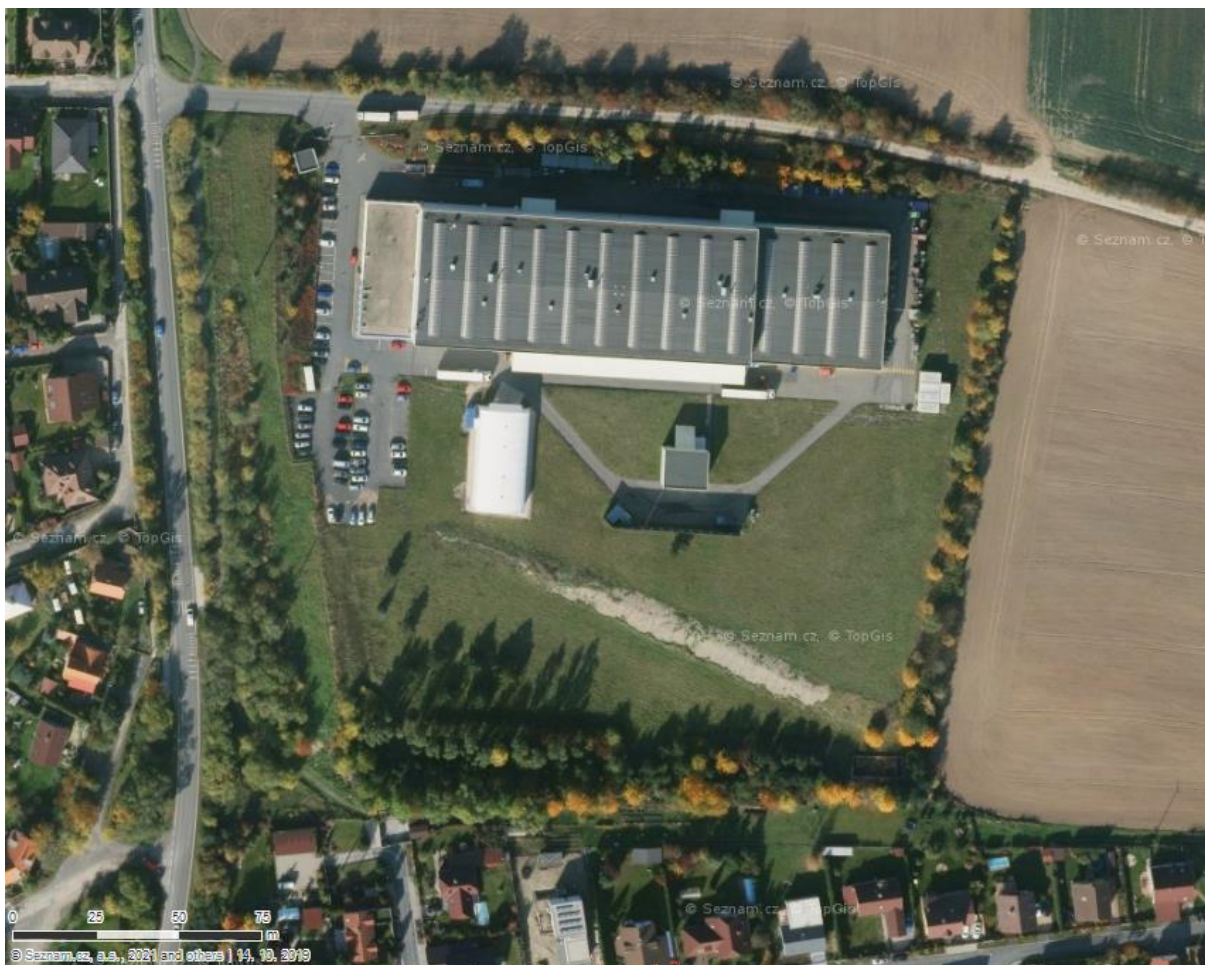
Jednou z podmínek navázání spolupráce ze strany Společnosti bylo uzavření smlouvy o zachování důvěrného charakteru informací, která autora zavazuje k vypracování diplomové práce způsobem, který zajistí, aby Společnost nebyla následně identifikovatelná a zveřejněné informace byly ve vztahu ke Společnosti anonymizovány. Čtenář na následujících stranách najde text ve formě, která respektuje zmíněné požadavky Společnosti.

KAPITOLA 1: CHARAKTERISTIKA PRŮMYSLOVÉHO AREÁLU

Vybraný průmyslový areál se nachází na severním okraji města s přibližně sedmi tisíci obyvateli ve Středočeském kraji. Městem prochází významný železniční koridor a zároveň se v jeho územní působnosti křižují komunikace II. a I. třídy.

Ve vybraném průmyslovém areálu se realizuje výroba dílů pro automobilový průmysl pomocí technologií lisování a svařování. Nacházejí se zde automatizované lisovací linky a robotizovaná svařovací pracoviště i lisovací a svařovací pracoviště s manuální obsluhou.

Společnost, jež areál vlastní se zabývá výrobou dílů pro osobní i nákladní automobily a jejich následnou dodávkou předním evropským výrobcům.



Obrázek 1.1 – Letecký snímek areálu a přilehlého okolí¹

1.1 Umístění

K průmyslovému areálu náleží celkem 9 pozemků o celkové výměře 48 411 m², oplocená plocha má přibližně tvar lichoběžníku. Stávající oplocení areálu však nekopíruje přesně vlastní výměru pozemků Společnosti. Ze dvou světových stran leží areál v blízkosti zástavby rodinných domů. Jižní hranice areálu přímo sousedí s obytnou zástavbou, mezi zástavbou a jižní hranicí areálu rovněž vede nadzemní elektrické vedení 22 kV. Na západní straně není areál oplocen podle hranice pozemku, ale až o několik desítek metrů dále východním směrem, nachází se zde pásmo inženýrských sítí (plynovod, nadzemní vedení vysokého napětí 22 kV, včetně ochranných

¹ SEZNAM.CZ, A. S., TOPGIS, S. R. O. *Letecká mapa* [online]. 14. 10. 2019 [cit. 2021-9-27]. Dostupné z: <https://mapy.cz>

pásem), pěší cesta od autobusové zastávky a za západní hranicí pozemku s izolační zelení komunikace II. třídy. Na severní straně se za hranicí areálu nachází místní komunikace, dále severním směrem pak pásmo zeleně a orná půda. Z východní strany je rovněž za hranicí pozemku plocha s ornou půdou. Areál má pouze jeden přístup, a to ze severní strany, brána je napojena na místní komunikaci, která je dále napojena na zmíněnou komunikaci II. třídy.

Samotná výroba se realizuje v hale o obdélníkovém půdorysu v severní části areálu umístěného na pozemku o výměře 5 778 m², společně s administrativní přístavbou na západní stěně haly se jedná o výměru 6 429 m². Příjezdové a objízdné komunikace včetně parkovacích stání pro osobní a nákladní vozidla uvnitř areálu se rozkládají na výměře 9 872 m². Ostatní zastavěná plocha podle katastru nemovitostí představuje pouhých 330 m². Jedná se o objekty vrátnice, trafostanice a šrotiště s protihlukovou stěnou v blízkosti výrobní haly. V jihovýchodním rohu areálu se nachází retenční vodní nádrž dešťové kanalizace. Zbývající části areálu o výměře 31 780 m² tvoří převážně zatravněná plocha, u hranic areálu pak stromová a keřová zeleň.

Pozemky areálu se nacházejí mimo záplavová území či ochranná území vodních zdrojů. Nadmořské výška areálu je přibližně 249 m n. m., původně se pozemek mírně svažoval jižním směrem zhruba o 5,5 m, což odpovídalo terénnímu sklonu 2,6 %. V průběhu výstavby areálu bylo provedeno vyrovnání terénu na většině plochy, pouze v jižní části zůstal původní sklon.

1.1.1 Vztahy s okolím

Areál je umístěn poměrně problematicky vzhledem k těsné blízkosti zástavby města. Západní část areálu je oddělena komunikací II. třídy, pásmem zeleně, a koridory inženýrských sítí. Za západní hranicí areálu, v souběhu inženýrských sítí a jejich ochranných pásem, rovněž prochází nadregionální biokoridor, který se dále stáčí východním směrem okolo jižní hranice areálu. Jižní hranice téměř přímo sousedí se zástavbou rodinných domů, i přes protihlukovou stěnu u objektu šrotiště a pás zeleně u hranice areálu je soužití obou územních celků obtížné. V minulosti došlo k několika sporům s obyvateli zástavby, kvůli hlukové zátěži a charakteru provozu průmyslového areálu. Významná plocha jižním směrem od stávající výrobní haly je tak doposud nevyužita, a to i přes rozvojové záměry současného i předchozího vlastníka areálu, které byly vždy ze strany města, respektive jeho obyvatel, zamítnuty.

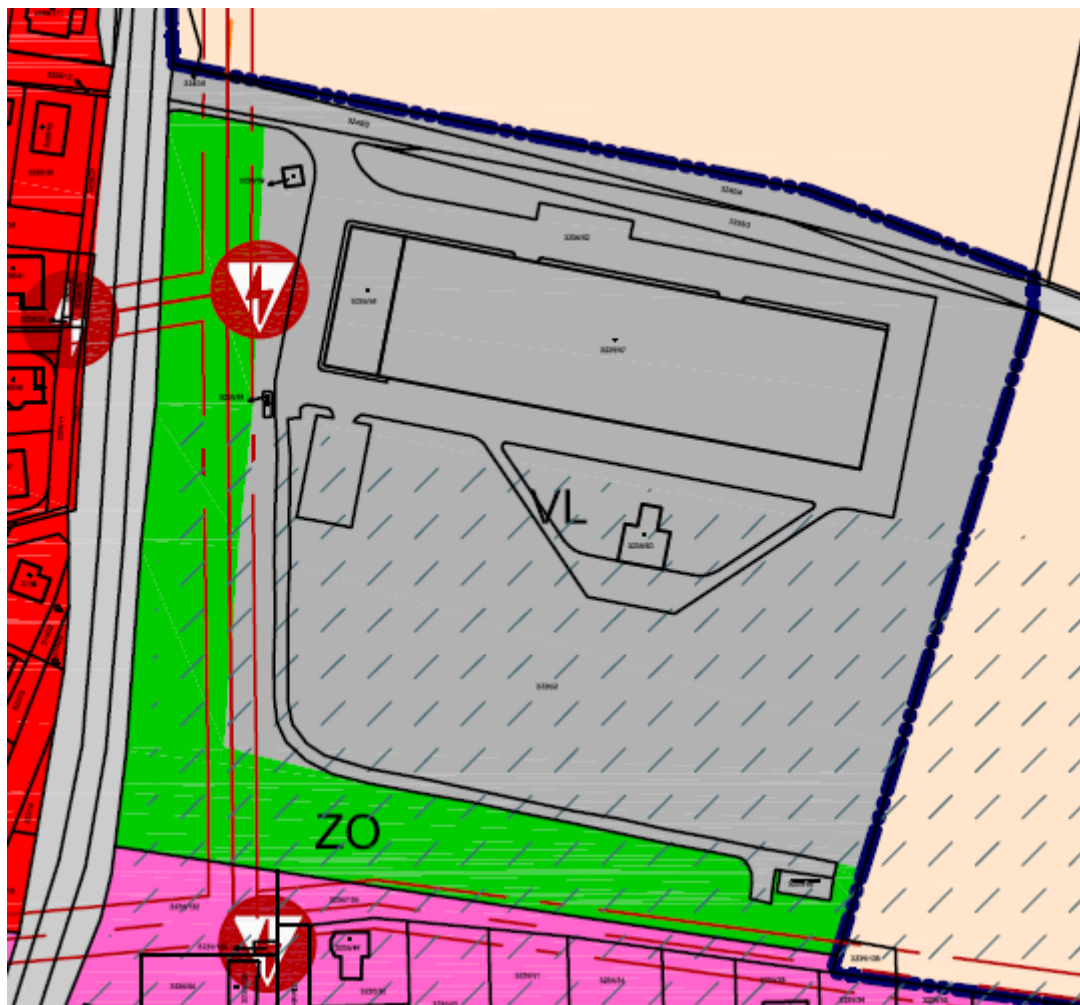
1.1.2 Územní plán

Podle v současnosti platného územního plánu spadají pozemky Společnosti do třech územních kategorií. Jedná se o území nerušící výroby, všeobecně smíšené území a území izolační zeleně. Definice a určení územních kategorií stanovuje vyhláška města.

Město připravuje nový územní plán, který je v době tvorby práce ve stavu těsně před veřejným projednáním. Dle veřejně dostupného návrhu je plánováno pozemky Společnosti zahrnout nově do dvou kategorií: „VL“ – výroba a skladování (lehký průmysl) a „ZO“ – izolační zeleň (ochranná a izolační). Do celku ZO má patřit západní pásmo mimo oplocení areálu a jižní část pozemku, která je zčásti uvnitř stávajícího oplocení.

Hlavní účel zóny ZO je definován jako tlumení negativních účinků – zejména dopravní infrastruktury, přípustným využitím jsou komunikace pro pěší a cyklisty, prvky městského mobiliáře či dopravní a technická infrastruktura. Nepřípustné je využití snižující ochranou a izolační schopnost zeleně. Významný rozvoj areálu do pásem ZO tak bude prakticky vyloučen.

Zóna VL má sloužit pro lehkou výrobu, a přidruženou dopravní a provozní infrastrukturu. V rámci přípustného využití je možné prostor mimo jiné využít pro fotovoltaické elektrárny. Územní záměry jsou u souvislých obytných staveb podmíněny nepřekročením platných hygienických norem pro vnitřní a venkovní chráněné prostředí staveb. Dále je nepřípustné umísťovat logistická centra a objekty s převažujícím určením pro skladování a distribuci. Rovněž existují podmínky na prostorové uspořádání, například pozemkové plochy dotčené záměrem musí obsahovat minimálně ze 40 % zeleň a zastavěná plocha nesmí přesáhnout 50 %.



Obrázek 1.2 – Výřez z návrhu nového územního plánu města²

Shrnutí hlavních charakteristik umístění areálu:

- Areál je v blízkosti ucelené zástavby, ze západní strany oddělen komunikací II. třídy, z jižní strany oddělen pásmem zeleně. Severní a východní strana areálu sousedí se zemědělskými pozemky.
- V západní části mimo oplocení areálu se nachází distribuční vedení plynu a elektřiny s ochrannými pásmy. Nadzemní elektrické vedení vn se nachází rovněž za jižní hranicí areálu – mezi stávajícím oplocením a začátkem jižní obytné zástavby.
- Areál je napojen na lokální technickou infrastrukturu (vodovod, kanalizace, odpadní vody, plynovod, elektrické vedení 22 kV). Areál není napojen na soustavu centrálního zásobování teplem a nenachází se ani v jejím dosahu.
- Za západním a jižním oplocením areálu je situován nadregionální biokoridor.

Pro výraznější rozšíření stávajícího provozu v areálu bude nutno splnit relativně striktní pravidla. Společnost se dlouhodobě snažila stávající provoz v areálu, i v návaznosti na činnosti Společnosti v jiných územních lokalitách, rozšířit. Záměr rozšíření se však dlouhodobě nedaří vzhledem ke specifickému umístění areálu a problematickým vztahům s okolím. V současné

² Návrh nového územního plánu anonymizovaného města. 2017. Volně přístupný z veřejných zdrojů.

době je ve stádiu přípravy projekt odhlučnění areálu, který se dotkne všech pozemků Společnosti v dané lokalitě a je popsán v samostatné podkapitole 1.3 na straně 25.

1.2 Stávající infrastruktura a charakter provozu

Hlavními činnostmi ve vybraném průmyslovém areálu jsou bodové svařování a lisování dílů pro automobilový průmysl, tyto díly jsou dále dodávány mimo lokalitu areálu. Vybraný areál má v současné době zhruba 180 zaměstnanců. Provoz je v pracovních dnech třisměnný, zhruba 36 týdnů v roce. Dle potřeby se pracuje i o víkendech, obvykle však s nižším počtem směn.

Ve stávajícím stavu jsou v areálu umístěny robotické svařovací buňky s ochranou atmosférou (CO₂, Cronigon 2), ruční svařovací pracoviště a několik reworkovacích pracovišť. Využívá se technologie bodového odporového svařování, která kombinuje účinky vysokého svařovacího proudu za současného působení tlaku. Areál dále obsahuje automatizovanou lisovací linku a několik lisů s ruční obsluhou. Mimo zmíněné činnosti se provádějí méně náročné operace s elektrickými pohony. Všechna zmíněná technologická pracoviště se nacházejí v objektu lisovny a svařovny SO 01 – Výrobní hala. Rozdělení na stavební objekty ilustruje koordinační situační výkres plánovaného projektu odhlučnění areálu, který je k dispozici v elektronické příloze v anonymizované formě, jedná se o soubor „Koordinacni_situace.pdf“.

Stavební objekt SO 01 je rozdělen na dvě části. Dominantu tvoří objekt lisovny a rozvodny 0,4 kV (SO 01a) o rozměrech přibližně 101 x 41 m a výšce atiky přibližně 16,6 m, na níž je z východní strany napojen výškově nižší objekt svařovny (SO 01b) a provozně technické vestavby (SO 03). Rozměry celé východní části haly (SO 01b společně se SO 03) jsou přibližně 41 x 41 m s výškou atiky přibližně 9,1 m. Provozně technická vestavba zahrnuje kompresorovnu, sklady náhradních dílů, hygienická zařízení, pracovní a denní místnost pro zaměstnance. Objekt výrobní haly je prosvětlen čtrnácti příčnými obloukovými světlíky. Povrch ploché střechy tvoří mechanicky kotvená hydroizolační fólie kryjící tepelnou izolaci uloženou na trapézovém plechu.

Vstupní a výstupní logistické manipulace s materiálem a výrobky se provádí ve venkovních prostorech v bezprostřední blízkosti objektu lisovny a svařovny. SO 01 má pět vstupů s vraty na el. pohon, dva ze severní strany lisovny, jeden z východní strany svařovny a dva z jižní strany lisovny. Severní vchody jsou kryty vlastními markýzami, jižní vchody a venkovní prostory v těsné blízkosti stěny jsou kryty souvislou markýzou o ploše zhruba 70 x 6 m. Vykládání a nakládání palet s materiálem, které jsou dopravovány kamióny, probíhá pomocí vysokozdvizný vozíků na severní a jižní straně výrobní haly. Palety se skladují ve venkovním prostoru, u stěn výrobní haly nebo na krajích objízdných komunikací. Zmíněné logistické operace představují nežádoucí hlukovou zátěž, zejména na jižní straně areálu.

Se západní stranou výrobní haly sousedí SO 02 – Provozně administrativní přístavba o rozměrech přibližně 16 x 41 m a výšce 4,5 m, zahrnuje kanceláře, zasedací místnost, místnosti hygienických zařízení včetně sprch, šatny, místnost kvality a místnost plynové kotelny. Střecha objektu je plochá, plánuje se nástavba dalšího patra. Místnost rozvodny 0,4 kV se nachází v jihozápadním cípu objektu výrobní haly SO 01a a s provozně administrativní přístavbou přímo sousedí.

Mimo zmíněné stavební objekty, se na jižní straně od SO 01 nachází SO 04 – Objekt kontejnerů kovového odpadu (šrotiště), u vjezdu do areálu v severní části SO 05 – Objekt hlavní vrátnice, dále příjezdová a vnitroareálové komunikace (SO 07 a SO 05), budova jídelny (SO 19) a nedávno vybudovaná temperovaná oblouková hala (SO 26). Mimo vyjmenované významné objekty se v západní části areálu nachází plochy 54 parkovacích stání a přízemní budova trafostanice 22/0,4 kV (spadající pod PS 02).

1.2.1 Zásobování elektrickou energií

Areál je ve stávajícím stavu plně zásobován z distribuční soustavy ČEZ Distribuce, a. s. (v textu též „ČEZd“) z napěťové hladiny 22 kV. Na rozvodný stožár nadzemního vedení vysokého napětí v majetku ČEZd na západní straně areálu je napojeno nadzemní vedení vedoucí přes oplocení areálu na koncový betonový stožár s přechodem na kabelovou přípojku. Kabelová přípojka zajišťuje napájení venkovní trafostanice 22/0,4 kV v majetku Společnosti. Z trafostanice je napájen hlavní rozvaděč ve výrobní hale a následně podružné rozvaděče v areálu.

V areálu se nachází jedna napěťová soustava s hladinou vn a dvě soustavy s hladinou nn:

- 3 AC 22 kV 50 Hz (rozvodná síť IT)
- 3/PEN AC 400/230 V 50 Hz (rozvodná síť TN/C)
- 3/N/PE AC 400/230 V 50 Hz (rozvodná síť TN/S)

Vzhledem k důležitosti dodávky elektrické energie je soustava vn klasifikována 3. stupněm důležitosti. Soustava nn na úrovni hlavního rozvaděče a vybraných podružných rozvaděčů je klasifikována 2. stupněm důležitosti. Napájení zajišťované podružným rozvaděčem RS6 je méně významné s 3. stupněm důležitosti.

1.2.1.1 Přípojka vysokého napětí

Na koncovém stožáru 22 kV uvnitř areálu je usazen svislý odpínač se zhášecími komorami Fla 15/6400 (výrobce DRIBO, spol. s r. o.) s připojením přes Al přípojnice na omezovače přepětí (RAYCHEM HDA-24a-NHH) a kabelový svod 3x AXEKVCEY s průřezem Al jádra 120 mm². Kabel je dále veden výkopem v pískové lóži v trase dlouhé zhruba 35 m a zaústěn přes ochrannou trubku AROT 200 do trafostanice ze západní strany a ukončen ve skříni vn. Situační umístění přípojky vysokého napětí je zřejmé z koordinačního výkresu v elektronické příloze (soubor „Koordinacni_situace.pdf“, čtverec výkresových souřadnic 9C a 9D).

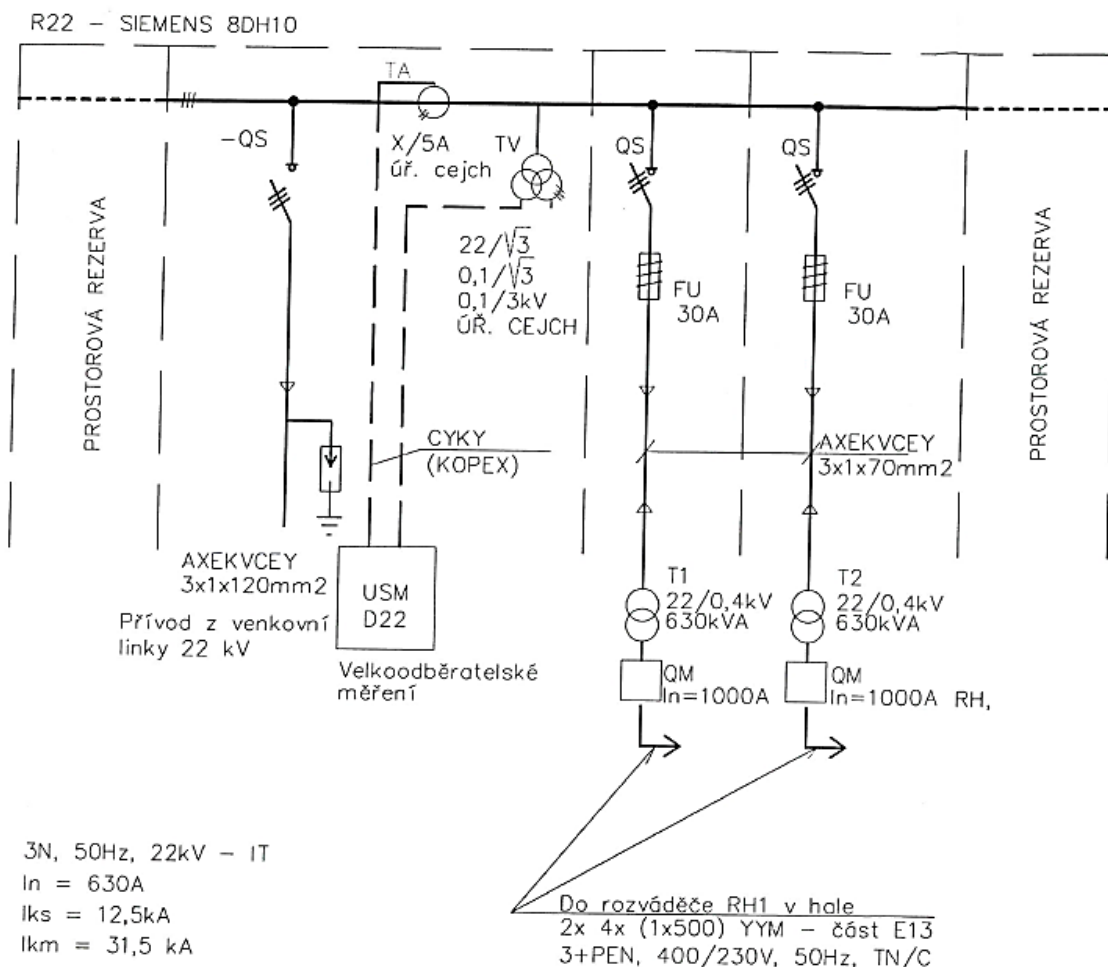
1.2.1.2 Trafostanice

Na západní straně areálu v blízkosti parkovacích ploch a administrativní přístavby je umístěn jednoduchý objekt trafostanice v kioskovém provedení. Trafostanice slouží jako rozvodna 22 kV a transformovna na hladinu 0,4 kV. Trafostanice je dispozičně dělena na 4 prostory s přímými přístupy, rozvodnu vn, rozvodnu nn a dva prostory s transformátory.

Rozvodna 22 kV je tvořena 4 kompaktními rozvaděči Siemens 8DH10, jedná se o jedno přívodní pole (z kabelového vedení 22 kV), pole měření a dvě pole vývodu na transformátor, je vybavena odpínači a odpínači s pojistkami s ručními pohony. Spínací přístroje jsou umístěny v hermeticky uzavřeném prostoru s izolačním plynem SF₆. Stav tlaku náplně SF₆ je indikován mechanickým ukazatelem, přítomnost napětí indikují diody typu LED.

V samostatných prostorech jsou umístěny dva trojfázové hermeticky uzavřené olejové transformátory 22/0,4 kV, každý se zdánlivým výkonem 630 kVA. Transformátory jsou na straně vysokého napětí připojeny přes jednožilové kabely AXEKVCEY s průřezem jádra 70 mm² a chráněny pojistkami. Na straně nn jsou transformátory chráněny nadproudovou a zkratovou spouští vývodového jističe a připojeny dvojsvazkovými jednožilovými kabely CHKH s průřezem jádra 240 mm².

Spotřeba el. energie je měřena na straně vn pomocí měřicích transformátorů proudu a napětí umístěných v druhém poli rozvodny 22 kV. Vlastní měřicí soustava v majetku ČEZd je osazena ve skříni USM D22 v samostatném prostoru rozvodny nn. V rozvodně nn se dále nachází skříňový rozvaděč vlastní spotřeby označený jako „RS“ a dva skříňové rozvaděče „RH“ s manuálně ovládanými jističi BL 1600 připojenými k sekundární straně transformátorů. Skříňe s jističi mají na dveřích umístěny ampérmetry a voltmetry s přepínači. Prostor nn je dispozičně plně obsazen, nelze uvažovat o doplnění dalších rozvaděčů.



Obrázek 1.3 – Jednopolové schéma trafostanice³

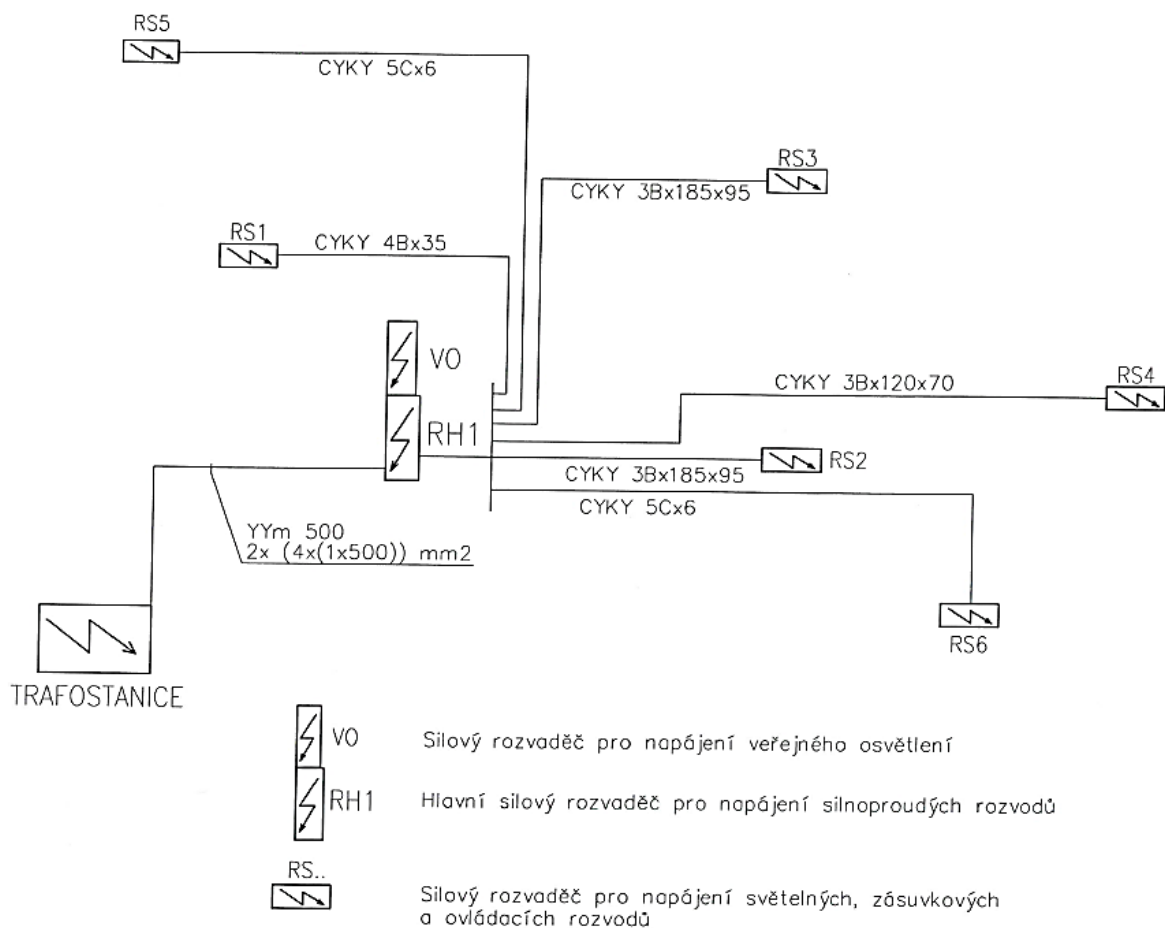
1.2.1.3 Přípojka nízkého napětí

Vlastní napájení spotřeby elektrické energie v areálu je zajišťováno hlavním rozvaděčem 0,4 kV s označením „RH1“, který je umístěn v místnosti rozvodny nn ve výrobní hale. Rozvaděč RH1 plně zajišťuje napájení výrobní technologie a veškerých pomocných provozů. Propojení hlavního rozvaděče a trafostanice je provedeno dvojsvazkovým kabelovým vedením s kabely Ym 500 s Cu průřezem 500 mm² uloženým ve výkopové trase. Zaústění kabelů do rozvodny v hale je realizováno skrze chráničky do kabelového kanálu rozvodny nn.

1.2.1.4 Areálový rozvod elektrické energie

Rozvod z hlavního rozvaděče do podružných rozvaděčů v jednotlivých objektech areálu je proveden pomocí nosných a úložných konstrukcí (administrativní přístavba, technologická vestavba, částečně stanoviště kontejnerů), nebo výkopovými trasami (veřejné osvětlení, objekt hl. vrátnice, částečně stanoviště kontejnerů). Napájení spotřebičů ve výrobní hale zajišťuje přípojnicový rozvod. Veřejné osvětlení je napájeno ze samostatného rozvaděče „VO“ umístěného v rozvodně nn ve výrobní hale, svítidla jsou umístěna buď na konstrukcích obvodového pláště haly nebo na samostatných stožárech. Z rozvaděče VO je rovněž napájeno okružní vedení kamerového dohledu. Podružné rozvaděče slouží pro napájení lokálních světelných, zásuvkových a ovládacích rozvodů, jejich označení a umístění prezentuje tabulka 1.1.

³ Převzato autorem z interní dokumentace anonymizované obchodní Společnosti.



Obrázek 1.4 – Schéma napájecích rozvodů nn ⁴

Tabulka 1.1 – Seznam podružných odběrů nn z hlavního rozvaděče RH1 ⁵

Podružný odběr	Umístění	
Rozvaděč VO	Rozvodna nn (objekt lisovny)	SO 01a
Rozvaděč kompenzace	Rozvodna nn (objekt lisovny)	SO 01a
Mostový jeřáb	Výrobní hala – lisovna	SO 01a
Rozvaděč RS1	Administrativní přístavba	SO 02
Rozvaděč RS2	Výrobní hala – lisovna	SO 01a
Rozvaděč RS3	Výrobní hala – lisovna	SO 01a
Rozvaděč RS4	Výrobní hala – svařovna	SO 01b
Rozvaděč RS5	Vrátnice	SO 05
Rozvaděč RS6	Objekt kontejnerů kov. odpadu	SO 04
Přípojnicový rozvod I	Výrobní hala – lisovna i svařovna	SO 01
Přípojnicový rozvod II	Výrobní hala – lisovna i svařovna	SO 01

⁴ Převzato autorem z interní dokumentace Společnosti.

⁵ Vytvořeno autorem na základě dokumentace poskytnuté Společností.

Hlavní rozvaděč 0,4 kV – RH1 je skříňový rozvaděč vybavený vstupními a výstupními jističnými prvky. Jističe jsou typu BL 1600 (pro jmenovitý proud 1000 A) s ručním ovládáním po otevření dveří. V rozvaděči RH1 je umístěna hlavní přepětová ochrana strany nn. Stykače jsou ovládány tlačítky zap. a vyp. z přední strany dveří. Na dveřích rozvaděče je rovněž optická signalizace s diodami typu LED. Připojení vodičů do rozvaděče vede skrze kabelový kanál, nad kterým je umístěn. Podružné odběry napájené z hlavního rozvaděče shrnuje tabulka 1.1.

V rozvodně nn je rovněž umístěna kompenzace účinníku s výkonem přibližně 320 kVAr. K přípojnicím rozvaděče RH1 je připojen rozvaděč kompenzace obsahující kondenzátorovou baterii s bezkontaktními spínacími prvky. Napájení portálového jeřábu ve výrobní hale je zajištěno přímým kabelem z hlavního rozvaděče. V rámci elektroinstalace výrobní haly je zajištěno i napájení pohonů vstupních dveří a dalších odběrů jako ventilace, kompresorovna, kotelna a další. Místnost rozvodny nn je dispozičně plně obsazena, není zde prostor pro doplnění dalších rozvaděčů.

Osvětlení vnitřních prostor budov je provedeno výbojkovými svítilny, napájenými z místních podružných rozvaděčů. Nouzové osvětlení zajišťují svítidla s označením únikových východů a hlavních únikových tras, jedná se o zářivková svítidla s vlastním akumulátorovým zdrojem zajišťující napájení po dobu 30 minut. Úpravy systému osvětlení nejsou součástí navrhovaných úsporných opatření, proto nebude stávající provedení osvětlení dále popisováno.

Pro napájení hlavních spotřebičů ve výrobní hale jsou využity dvě trasy přípojnicových rozvodů sítě TN/S (400/230 V, 50 Hz) se jmenovitou proudovou zatížitelností 800 A. Začátek rozvodu je tvořen přípojovacím místem pro kabel z jističového vývodu hlavního rozvaděče RH1. Jednotlivé větve rozvodu vedou po obvodové konstrukci haly ve výšce 10 nebo 7 m. V trase rozvodu jsou umístěny odbočovací body se zatížitelností 400, 600 nebo 630 A, odbočení jsou jistěna pojistkami. Nad přípojnicovým rozvodem jsou umístěny kabelové žlaby.

Uzemňovací síť je v celém areálu společná pro zařízení vn i nn, hromosvodové sítě vlastních objektů jsou k této síti připojeny. Zemní odpor podle poskytnuté dokumentace nepřesahuje 2 Ω.

1.2.2 Zásobování zemním plynem

Areál je ve stávajícím stavu napojen na distribuční síť plynu společnosti GasNet, s. r. o. pomocí středotlaké přípojky DN 40 zakončené v objektu regulace a měření (HUP – hlavního uzávěru plynu) na patě oplocení. Z objektu HUP je dále vedena nízkotlaká přípojka s odbočkami do objektů administrativní přístavby, výrobní haly a nově vybudované obloukové haly. Zemní plyn je využíván k vytápění objektů a přípravě teplé vody (TV).

1.2.2.1 Středotlaká přípojka a hlavní uzávěr plynu

Areál je napojen na středotlaký (STL) plynovod D 110 vedoucí v západním pásmu inženýrských sítí mezi komunikací II. třídy a elektrickým vedením 22 kV. Vlastní STL přípojka profilu DN 40 je napojena na distribuční STL plynovodu elektrotvarovkou (T kus) a zakončena v objektu HUP s regulací a měřením, přípojka je vedena výkopem o délce trasy přibližně 18,4 m.

Objekt HUP je jednoduchý zděný přístřešek s půdorysnými rozměry přibližně 2 x 1 m, který obsahuje hlavní uzávěr plynu s filtrem, regulátor tlaku (vstup 300 kPa, výstup max. 4,9 kPa) a plynoměr s obtokem (max. rozsah měření 160 m³.h⁻¹, v zimě 120 m³.h⁻¹).

1.2.2.2 Nízkotlaký rozvod

Z objektu HUP vede nízkotlaká (NTL) přípojka profilu DN 100 do objektu administrativní přístavby a výrobní haly. Přípojka je vedena v trase s délkou zhruba 46,6 m a u severního rozhraní objektu administrativní přístavby a výrobní haly je rozdvojena a následně přivedena přes vlastní hlavní uzávěry plynu, které jsou umístěny u fasád zmíněných objektů. U větve vedoucí do haly je zachován profil DN 100, odbočka do administrativní přístavby má profil DN 50. Pro potřebu temperování nedávno přistavěného objektu obloukové haly (SO 26) byla vybudována další odbočka z hlavní NTL větve, PE přípojka o profilu DN 63.

1.2.2.3 Místa konečné spotřeby

Vytápění halových prostor zajišťují teplovzdušné plynové jednotky typu „Sahara“. Výrobní operace vytvářejí určité množství odpadního tepla, čímž se potřeby vytápění halových prostor snižují, regulace vytápění halových prostor je běžně nastavena na 15 °C. V důsledku otevírání halových vrat dochází ke značným ztrátám tepla, tyto ztráty budou minimalizovány plánovanou přístavbou příjmového a výdejového terminálu. Vytápění se dále týká zejména administrativní přístavby (SO 02) a temperované obloukové haly (SO 26).

Pro temperování obloukové haly je rovněž použito teplovzdušných plynových jednotek. Zdrojem tepla pro administrativní budovu je automatizovaná dvoukotlová tepelná centrála Hydrotherm Mistral HEM 240 D umístěná v místnosti plynové kotelny. Jmenovitý tepelný výkon centrály je 2 x 120 kW se jmenovitou účinností 94 %. Dimenzování výkonu zdroje bylo provedeno s rezervou pro případnou nástavbu, špičkový odběr se dle projektu předpokládal ve výši zhruba 220 kW. Převážnou část roku je v provozu pouze jedna jednotka, druhý kotel pak funguje jako záloha.

Tepelná centrála je připojena na rozdělovací stanici TV okruhem s nuceným čerpáním, teplota vody je v kotlovém okruhu udržována na konstantní hodnotě 90 °C se jmenovitým tlakem PN 0,4 MPa. Rozdělovací stanice napájí teplou vodou tři nezávislé sekce:

- Okruh vytápění a vchodové clony (PN 0,4 MPa, teplotní spád 80/60 °C)
- Okruh vzduchotechniky (PN 0,4 MPa, teplotní spád 90/70 °C)
- Okruh teplé vody pro zdravotně technické instalace (PN 0,4 MPa, max. 90 °C)

Vytápění administrativní budovy je ústřední pomocí nízkotlaké teplovodní soustavy s nuceným oběhem a teplotním spádem 80/60 °C. V jednotlivých místnostech jsou rozmístěna konvenční desková otopná tělesa. Regulace vytápění je ekvitermní, s centrálním řízením zdroje v plynové kotelně. V administrativní budově se dále nachází jedna vzduchotechnická jednotka napájená teplou vodou se spádem 90/70 °C, která má vlastní okruh. U hlavního vstupu do objektu je instalována teplovzdušná clona, rovněž napájená teplou vodou z kotelny. Zásobování TV pro zdravotně technické instalace v budově poskytuje nepřímotopný zásobníkový ohřivač vody HA – 752 o objemu 732 l a špičkovým výkonem 3,3 m³.hod⁻¹ (při teplotě 45 °C). Regulace ohřevu je automatická na konstantní teplotu max. 55 °C. Tepelné ztráty vytápěného prostoru objektu administrativní přístavby byly podle normy ČSN 06 0210 ⁶ stanoveny na hodnotu 41 960 W pro výpočtovou teplotu -12 °C, dále bylo počítáno s rezervou pro nástavbu dalšího patra o hodnotě 19 kW. Projektovanou tepelnou bilanci objektu administrativní přístavby a roční spotřebu tepla uvádí následující tabulka.

Tabulka 1.2 – Tepelná bilance objektu administrativní přístavby ⁷

Typ spotřeby	Tepelný příkon [kW]	Spotřeba tepla [MWh.rok ⁻¹]
Vytápění	61,0	99,6
Vzduchotechnika	43,5	51,1
Ohřev teplé vody	133,0	83,9
Ztráty v rozvodech	3,5	-
Celkem	241,0	234,6

⁶ ÚNMZ. ČSN 06 0210. Výpočet tepelných ztrát budov při ústředním vytápění. 1994.

⁷ Převzato autorem z dokumentace pro stavební povolení poskytnuté Společností.

1.3 Plánovaný rozvoj areálu

Vzhledem k problematické hlukové zátěži způsobené neoptimálním příjmem a výdejem zboží ve venkovním prostoru a nevyhovujícím skladování palet v otevřeném prostředí je ve fázi přípravy investiční akce s cílem vybudování dalších objektů na stávajících pozemcích areálu. V rámci akce bude vybudován příjmový a výdejový terminál (SO 23 a SO 24), nový sklad palet (SO 20), a nástavba na administrativní budovu (SO 02). Do akce budou rovněž zahrnuty drobné úpravy stávajících SO a PS, například oprava fasády hlavní vrátnice (SO 05), úpravy prostor provozně technické vestavby (SO 03), úpravy stávajících vnitroareálových komunikací (SO 08) aj. Společností byl poskytnut koordinační situační výkres z projektové dokumentace pro územní a stavební řízení, který informuje o rozsahu a dílčích částech záměru, tento výkres byl autorem práce anonymizován a je k dispozici v elektronické formě v příloze („Koordinacni_situace.pdf“).

Zamýšlené objekty příjmového, výdejového terminálu a nového skladu palet budou připojeny na stávající areálový rozvod plynu a potřeby vytápění či temperování budou zajištěny pomocí teplovzdušných plynových jednotek typu „Sahara“. Je tedy plánováno zachovat stávající decentrální koncepci systému vytápění. Nové elektrické spotřebiče v těchto objektech budou představovat zejména vzduchotechnické jednotky, technika osvětlení a ovládací pohony vrat, výrazné navýšení stávající spotřeby elektrické energie se neočekává.

Vzhledem k navrhovaným úsporným opatřením je nejpodstatnější částí akce vybudování příjmového terminálu – SO 23 a nástavba dalšího patra na administrativní budovu – SO 02. Příjmový terminál bude jednoduchý přízemní objekt kvádrového tvaru, střecha objektu je zamýšlena plochá s obloukovým světlíkem, výška atiky bude přibližně 10,2 m nad hladinou terénu. Stávající objekt administrativní přístavby bude navýšen o jedno podlaží, výška atiky nad terénem bude přibližně 8,5 m. Nástavba bude vyžadovat komplexní zásah do elektroinstalace a systému vytápění, vzduchotechniky i klimatizace. V rámci akce jsou možné úpravy stávající plynové kotelny, obměna stávající tepelné centrály se však dle poskytnutých informací s jistotou neočekává. Rovněž se dle poskytnutých informací nepředpokládá potřeba navýšení výkonu tepelného zdroje.

V rámci akce bude vybudována nová trafostanice 22/0,4 kV v severní části areálu, západně od plánovaného objektu výdejového terminálu (v koordinačním výkresu ve čtverci daném souřadnicí B11). Nová trafostanice bude napájena novou přípojkou vysokého napětí vedoucí ze stávající trafostanice.

1.4 Zásobování areálu jednotlivými formami energie a paliv

Ve stávajícím stavu je průmyslový areál zcela závislý na vnějších dodávkách energie a paliv. Na pozemcích areálu se nenachází žádný vlastní energetický zdroj. Využívanými energonositeli jsou elektrická energie a zemní plyn. Elektrická energie je využívána výhradně pro potřeby výroby a navazujících provozů, pro účely vytápění a přípravy teplé vody je využíván zemní plyn.

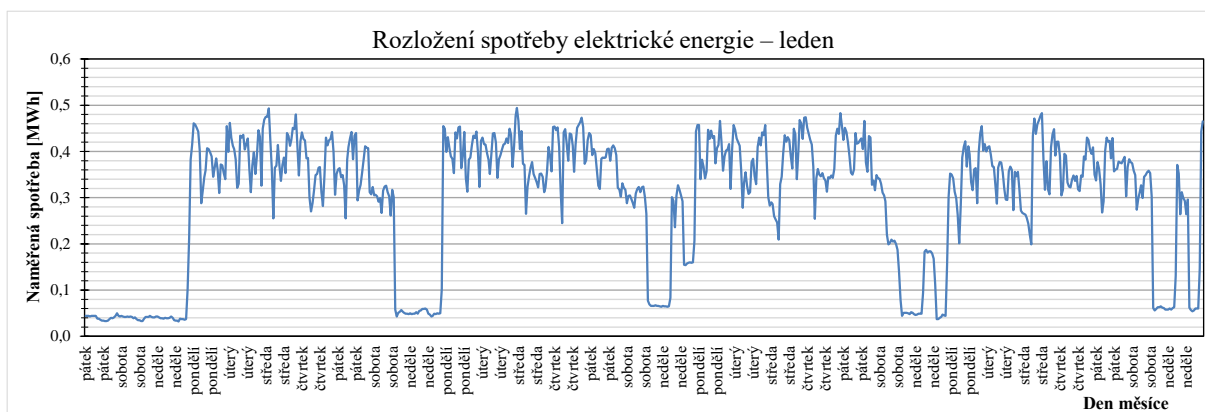
1.4.1 Spotřeba elektrické energie

Společností byly poskytnuty hodnoty spotřeby elektrické energie v hodinovém rozlišení za celý rok 2020 a prvních sedm měsíců roku 2021. Zmíněné hodinové hodnoty představují skutečná naměřená data, která jsou v souladu s databází OTE, a. s. Po domluvě se zástupci Společnosti byl pro hodnocení energetických úspor vytvořen jako referenční roční průběh spotřeby fiktivní odběrový profil složený ze skutečného průběhu spotřeby druhého pololetí roku 2020 a prvního pololetí roku 2021. Celková roční spotřeba elektrické energie v tomto modelovém roce činí zhruba 2 547 MWh, měsíční spotřeba se pohybuje v rozmezí přibližně 181 až 256 MWh, hodinová spotřeba nepřekračuje 554 kWh a neklesá pod 27 kWh viz tabulka 1.3. Hodinová data spotřeby elektrické energie pro vybrané období jsou k dispozici v elektronické příloze v souboru „Vstupni_data_cas_spotreba_trh.xlsx“.

Tabulka 1.3 – Spotřeba elektrické energie v modelovém roce ⁸

Časové období	Celková spotřeba areálu [MWh]	Maximální hodinová spotřeba [MWh]	Minimální hodinová spotřeba [MWh]
Leden	219,463	0,494	0,032
Únor	208,966	0,515	0,041
Bezen	240,290	0,507	0,036
Duben	191,013	0,475	0,031
Květen	212,994	0,466	0,027
Červen	194,233	0,487	0,028
Červenec	194,015	0,512	0,034
Srpen	192,991	0,526	0,031
Září	238,736	0,554	0,038
Říjen	255,931	0,548	0,034
Listopad	217,082	0,494	0,039
Prosinec	181,163	0,525	0,030
Rok	2 546,877	0,554	0,027

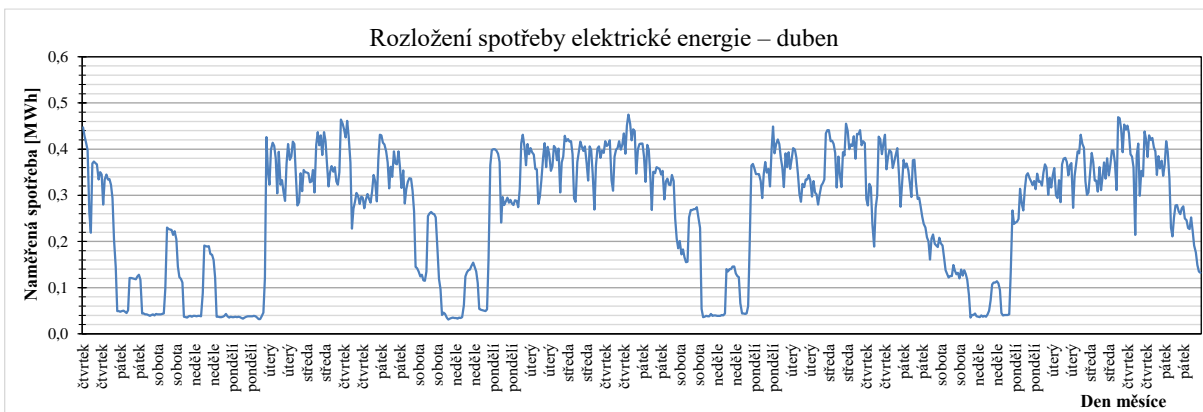
Maximálních měsíčních hodinových spotřeb bylo vždy dosaženo v pracovních dnech, minimálních měsíčních hodinových spotřeb bylo dosahováno během víkendových dnů případně během státních svátků. Rozložení spotřeby v rámci čtyř měsíců v různých částech roku ilustrují následující grafy. Je zřejmé, že hodinová spotřeba během plnohodnotného směnného provozu neklesá pod 200 kWh, časová pásma kontinuálního provozu jsou dlouhá obvykle pět dní.



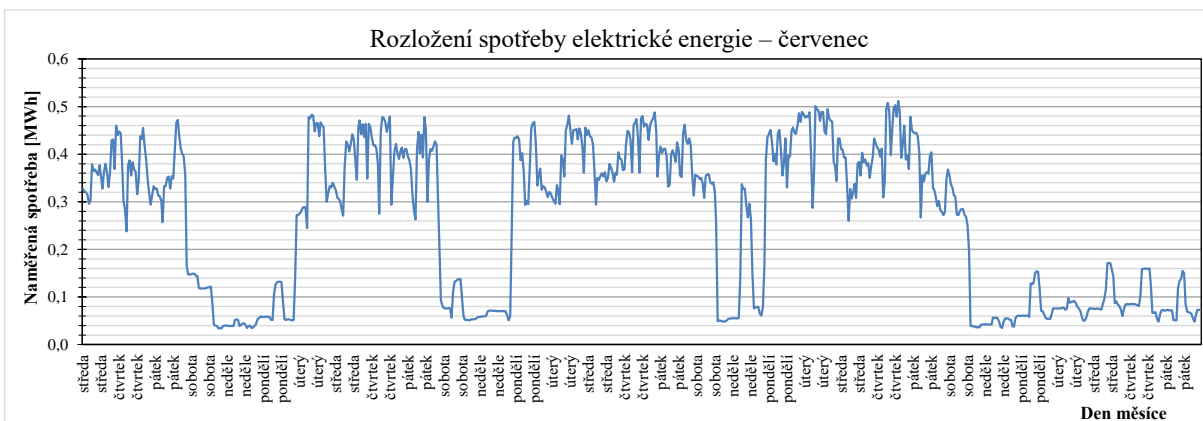
Graf 1.1 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc leden ⁹

⁸ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společností.

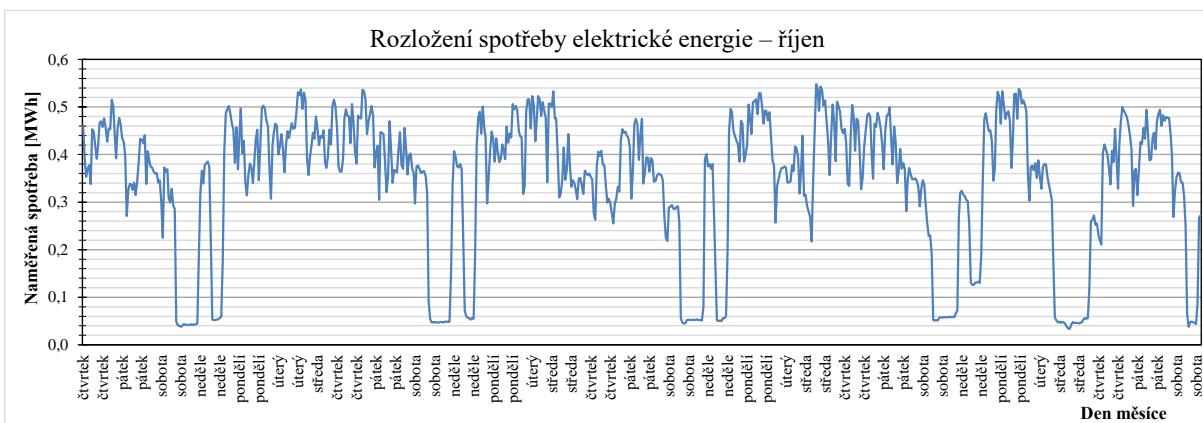
⁹ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společností.



Graf 1.2 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc duben¹⁰



Graf 1.3 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc červenec¹¹



Graf 1.4 – Časové rozložení spotřeby elektrické energie pro měsíc říjen¹²

¹⁰ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnuté Společností.

¹¹ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnuté Společností.

¹² Vytvořeno autorem na základě dat poskytnuté Společností.

1.4.2 Spotřeba zemního plynu

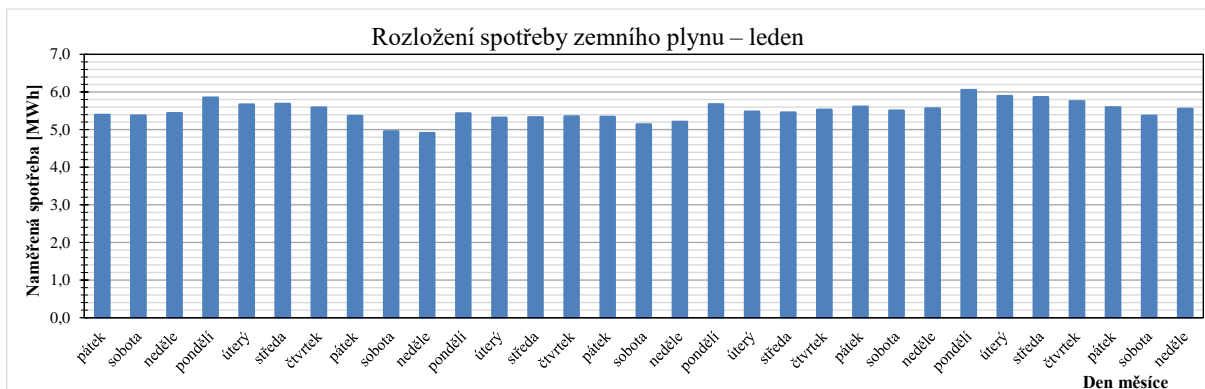
Společností byly poskytnuty hodnoty spotřeby zemního plynu v denním rozlišení za celý rok 2020 a prvních sedm měsíců roku 2021. Zmíněné denní hodnoty představují skutečná naměřená data, která jsou v souladu s databází OTE, a. s. Po domluvě se zástupci Společnosti byl pro hodnocení energetických úspor vytvořen fiktivní roční profil spotřeby složený z dat skutečného odběru během druhého pololetí roku 2020 a prvního pololetí roku 2021. Celková roční spotřeba zemního plynu v tomto modelovém roce činí zhruba 554 MWh, měsíční spotřeba se pohybuje v rozmezí přibližně 5 až 170 MWh, denní spotřeba nepřekračuje 6 055 kWh a neklesá pod 83 kWh viz tabulka 1.4.

Tabulka 1.4 – Spotřeba zemního plynu v modelovém roce ¹³

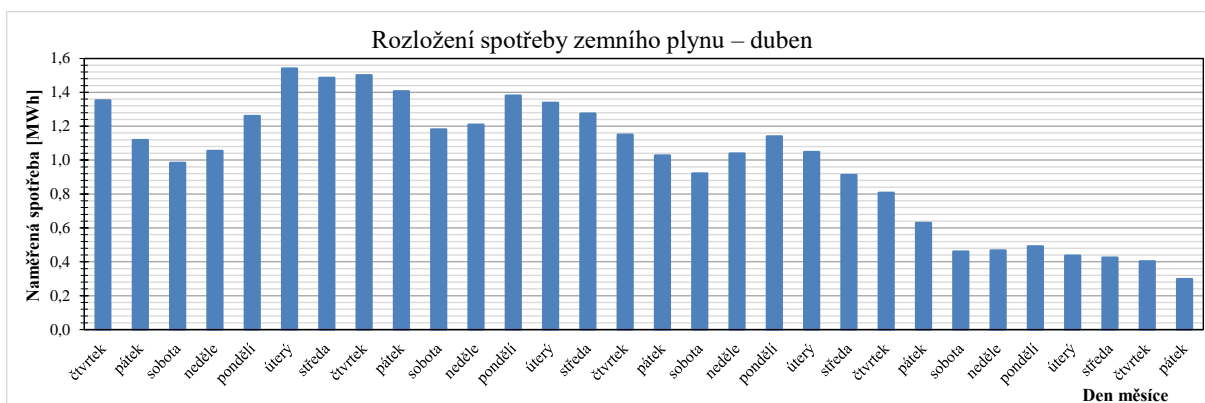
Časové období	Celková spotřeba areálu [MWh]	Maximální denní spotřeba [MWh]	Minimální denní spotřeba [MWh]
Leden	170,241	6,054	4,907
Únor	95,824	3,945	2,987
Bezen	41,011	1,658	0,905
Duben	29,740	1,540	0,298
Květen	19,669	1,069	0,240
Červen	6,344	0,379	0,114
Červenec	5,240	0,226	0,104
Srpen	4,839	0,304	0,083
Září	6,207	0,409	0,086
Říjen	22,500	1,137	0,278
Listopad	68,939	3,177	1,465
Prosinec	83,456	3,142	2,239
Rok	554,010	6,054	0,083

Z následujících grafických znázornění spotřebovaného množství zemního plynu ve čtyřech měsících modelového roku je znatelný trend změny spotřeby zemního plynu podle potřeb vytápění. Pro analýzu potřeby zemního plynu pro přípravu teplé vody je podstatné rozložení spotřeby v letních měsících – zde znázorněno průběhem v červenci, je zřejmý růst a kolísání spotřeby plynu v závislosti na potřebě teplé vody, která se v letním období používá zejména pro sprchování. Pokud čtenář porovná graf rozložení spotřeby zemního plynu a elektrické energie pro měsíc červenec, najde jasnou korelaci. V lednu tato závislost není viditelná, kvůli převládající potřebě zemního plynu pro vytápění.

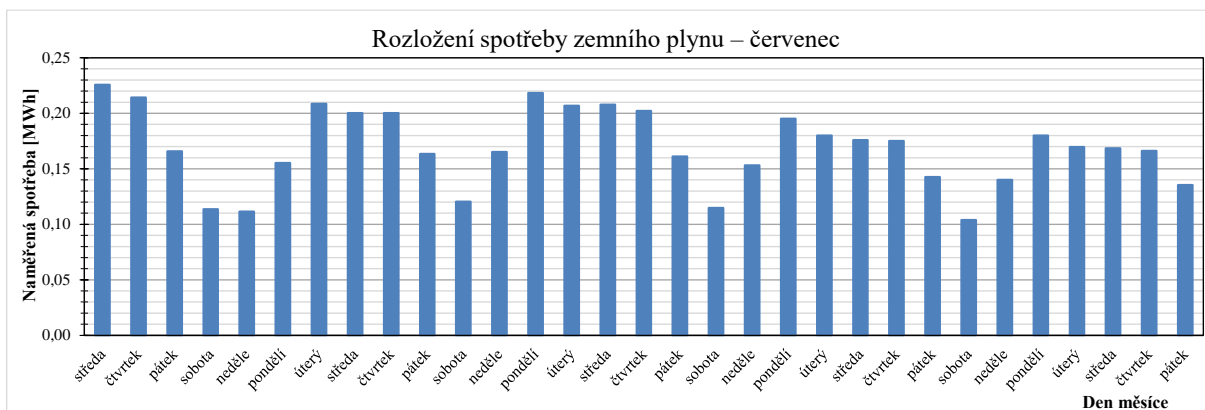
¹³ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společnostmi.



Graf 1.5 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc leden ¹⁴



Graf 1.6 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc duben ¹⁵

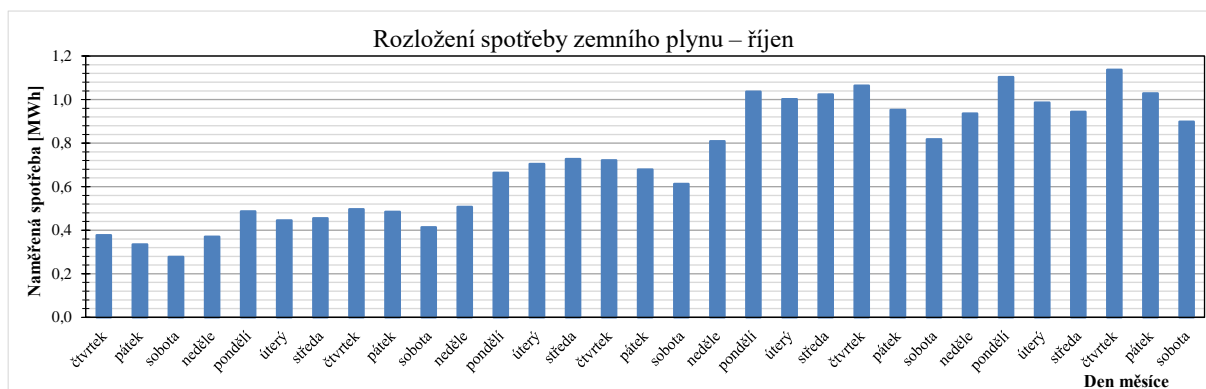


Graf 1.7 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc červenec ¹⁶

¹⁴ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společností.

¹⁵ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společností.

¹⁶ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společností.

Graf 1.8 – Časové rozložení spotřeby zemního plynu pro měsíc říjen¹⁷

1.4.3 Nákup elektrické energie a zemního plynu

Společnost nakupuje elektrickou energii pomocí produktu kombinující dvě metody – tzv. postupný nákup a nákup na spotovém trhu. Postupný nákup umožňuje pořídit roční množství potřebné energie v několika časových krocích v závislosti na velikosti sjednaného objemu dodávky, přičemž termín pořízení a sjednaný objem určuje sám zákazník. Cena v jednotlivých krocích se odvíjí od závěrných cen forwardových produktů na energetické burze PXE a na aktuálním kurzu české koruny vůči euru dle ČNB (devizový kurz střed). Množství elektřiny odebrané zákazníkem nad množství pořízené prostřednictvím postupného nákupu je oceněno podle cen na denním trhu energetické burzy PXE v dané hodině odběru. Hlavní výhodou produktu je flexibilita a možnost optimalizace nákladů v závislosti na vývoji cen elektrické energie na energetické burze.

Stejnou metodikou pořizuje Společnost i zemní plyn, ceny se však odvíjejí od energetické burzy EEX podle hubu NCG (NetConnect Germany) a aktuálního kurzu české koruny vůči euru dle ČNB (devizový kurz střed).

Zákazník si může svou nákupní pozici zajistit dlouhodobě dopředu pomocí postupného nákupu, avšak nemá povinnost tak činit. Společnost tedy může využívat cen spotového trhu i pro celý objem své spotřeby. V návaznosti na nízké ceny, Společnost nakupovala elektrickou energii v minulých letech téměř výhradně na denním trhu. Pro hodnocení navrhovaných úsporných opatření proto bylo dohodnuto využívat právě spotových cen elektrické energie.

¹⁷ Vytvořeno autorem na základě dat poskytnutých Společností.

KAPITOLA 2: NAVRHOVANÁ ÚSPORNÁ OPATŘENÍ

Vzhledem ke značnému množství spotřebovávané elektrické energie a charakteru jejího odběru je navrhováno úsporné opatření ve formě pořízení vlastního zdroje elektrické energie. V následujících částech práce bude zhodnocena technická a ekonomická proveditelnost pořízení vlastního zdroje ve dvou variantách – fotovoltaické elektrárny a kogenerační jednotky na zemní plyn. Hodnocení těchto úsporných opatření bude vzájemně nezávislé. Prioritami hodnocení jsou ekonomická efektivnost a využití vyrobené energie v rámci spotřeby areálu.

2.1 Fotovoltaická elektrárna

Společnost disponuje rozsáhlými nevyužitými plochami v jižní části areálu, které by bylo možné využít pro umístění fotovoltaické elektrárny (FVE). Značný potenciál představuje na první pohled i samotný objekt výrobní haly. Vzhledem k vysoké spotřebě elektrické energie vázané zejména na hlavní výrobní technologii Společnost nad realizací FVE opravdu uvažuje.

2.1.1 Obecná charakteristika

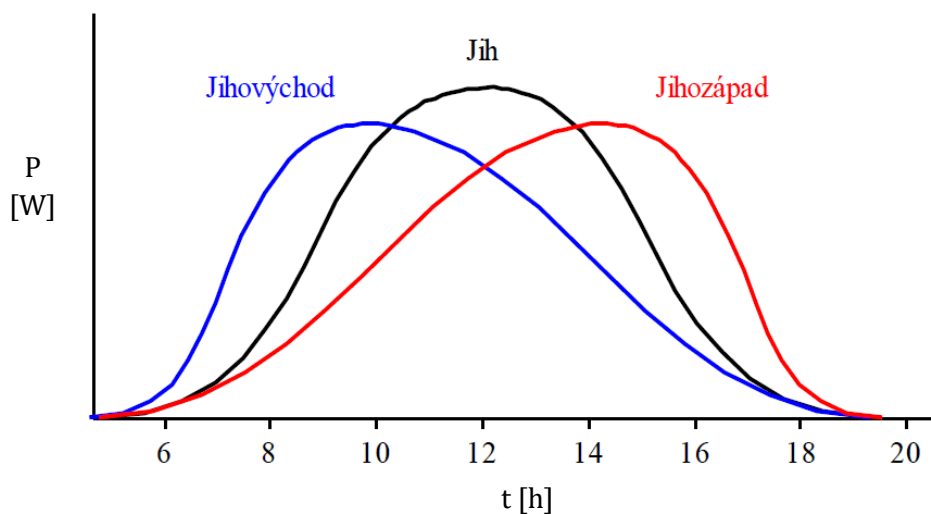
Mezi přední vlastnosti fotovoltaických systémů patří možnost jejich realizace prakticky v jakýchkoliv velikostech. Od miniaturních instalací s výkony stovek Wp, přes malé FVE s výkony jednotek kWp až po velké elektrárny s výkony o stovkách MWp i dokonce jednotkách GWp. Výhodou je možnost instalovaný výkon postupně navyšovat dle možností investora nebo stavebních kapacit. Jedinečnou vlastností FV elektráren je možnost umístění elektrárny takovým způsobem, že je umožněno další využití zabrané plochy. Umístěním panelů na střešní krytiny lze energeticky využít již zabranou půdorysnou plochu a zamezovat tak záborům další půdy pro energetické účely. Je však nutné si uvědomit, že střešní fotovoltaické instalace z principu věci nemohou dosáhnout obdobně nízkých investičních výdajů, jakých je dosahováno u velkých pozemních instalací. Rovněž není vždy možné fotovoltaické moduly instalovat s optimálním sklonem a orientací. U pozemních instalací jsme zpravidla omezeni pouze vzájemným zastíňováním jednotlivých řad fotovoltaických modulů.

Fotovoltaické elektrárny obecně nabízejí snadnou decentralizaci výkonu. Velkou výhodou je možnost realizace elektrárny přímo v místě spotřeby. Vzhledem k ostatním prvkům FV systému (kabeláž, měniče, ochrany...) je pro investora s dostatečnými prostředky výhodná realizace elektrárny s vyšším instalovaným výkonem koncentrovaným na malé ploše, u které se dosáhne zpravidla nižších měrných investičních výdajů, takové plochy nabízí i jednotvárné střešní konstrukce průmyslových objektů nebo obchodních center (v ČR stále málo využívané). Ideálními plochami pro nové fotovoltaické instalace jsou též i venkovní parkoviště. Díky krytí fotovoltaickými panely absorbuje povrch parkoviště i zaparkované automobily méně solární energie, čímž se snižuje efekt tepelných ostrovů a zvyšuje se komfort v letních měsících.

2.1.1.1 Orientace a sklon FV modulů

Okamžitý výkon FVE je determinován především aktuální dostupností slunečního záření, dále pak vnějšími vlivy jako je teplota v okolí FV modulu, respektive aktuální možnosti chlazení související s konstrukčním uspořádáním a směrem i rychlostí větru. Pro maximální energetické zisky se využívají pohyblivé konstrukce, které sledují pohyb slunce po obloze v jedné nebo dvou osách, tyto systémy jsou schopné za přívnětvých klimatických podmínek generovat el. energii o stálém výkonu. Takové elektrárny však mají vyšší vlastní spotřebu a vyšší měrné investiční i provozní výdaje. Nejrozšířenější jsou proto instalace na pevných konstrukcích, u kterých je průběh maximálního dosažitelného výkonu ovlivněn pohybem slunce po obloze. V případě bezoblačné oblohy je průběh výkonu snadno predikovatelný, výroba energie se v takovém případě řídí přesně dle cyklu pohybu slunce po obloze s jasnou špičkou výkonu v průběhu dne a nulovým výkonem po západu slunce. V geografických podmínkách ČR je pro maximální energetické zisky vhodná orientace FV modulů na jih, výkonová špička pak nastává během

pravého poledne. Čas výkonové špičky lze ovlivňovat vhodnou volbou azimutu FV modulů. Různou orientací jednotlivých FV polí s různým instalovaným výkonem tedy lze upravovat křivku výroby celého FV systému, výrazné odchylování od jižního směru ovšem snižuje energetický zisk.



Obrázek 2.1 – Časový průběh výkonu FVE dle orientace modulů (bez oblačnosti) ¹⁸

Mimo cyklus dne a noci daný rotací Země okolo své vlastní osy je důležitý cyklus ročních období. Země rotuje okolo Slunce po eliptické dráze, kterou uběhne za jeden rok. Z trajektorie Země vyplývá, že vzdálenost Země-Slunce se v průběhu roku mění. Osa planety Země protínající severní a jižní pól je navíc oproti rovině ekliptiky nakloněna o 23,5°. Důsledkem zmíněných skutečností je změna intenzity slunečního záření v průběhu roku a střídání ročních období. Na území ČR proto dopadají přímé sluneční paprsky v jednotlivých ročních obdobích pod rozdílným úhlem v důsledku různé výškové polohy Slunce. Nejvýše se Slunce po obloze pohybuje v letních měsících s maximem během dne letního slunovratu, minimální výšky dosahuje Slunce v našich geografických podmínkách naopak během zimních měsíců s nejnižší polohou na obloze během slunovratu zimního.

V rámci malých FV instalací se někdy používají konstrukce s nastavitelným sklonem instalační roviny, uživatel pak může sklon panelů v průběhu roku upravovat pro maximální energetické zisky. Nejběžnější jsou však pevné konstrukce, které změnu sklonu v průběhu roku neumožňují. Pro maximální energetický zisk se volí sklon panelů blízký úhlu 35° vůči zemi, pro maximalizaci zisků v zimním období je vhodné volit větší úhel, naopak při optimalizaci pro letní měsíce je vhodné úhel sklonu snížit. Při orientaci panelů na jih nejsou rozdíly pro různé sklony panelů kritické, pro rozmezí úhlů sklonu 10 až 60° se pohybuje odchylka energetického zisku vzhledem ke sklonu 35° pouze v řádu jednotek procent. Úhel sklonu nabývá na významu, jakmile se odchylujeme od ideálního azimutu, tedy od orientace panelů na jih. Zmíněné skutečnosti ilustruje obrázek 2.2.

V rámci FV instalací je vždy nutné zohlednit i vliv možného stínění od okolních objektů včetně blízkých FV modulů a nosných konstrukcí. V případě několika řad s FV moduly za sebou, s vyšším sklonem modulů roste celková výška řady a tím roste i potřebná odstupová vzdálenost. Při volbě výrazně nízkých sklonů na modulech dochází k vyššímu zachytávání nečistot, vodních kapek či sněhu, u instalací s vyšším sklonem instalační roviny naopak dochází zpravidla

¹⁸ BENDA, Vítězslav. *Provozní podmínky fotovoltaických systémů* [přednáška]. Praha: Fakulta elektrotechnická ČVUT, 2018. Předmět Systémy pro využití sluneční energie (A1B13SVS). Upraveny názvy os grafu.

k lepšímu efektu samočištění a rychlejšímu opadnutí sněhové pokrývky¹⁹. V praxi tedy nelze jednoduše hledět jen na maximalizaci energetického zisku.



Obrázek 2.2 – Výnos energie v závislosti na sklonu a orientaci FV modulu²⁰

Hlavní nevýhodou fotovoltaických elektráren v našich podmínkách je nestálost výroby vlivem oblačnosti. Protrhané mraky zastiňují sluneční kotouč a způsobují v krátkých časových intervalech značné změny intenzity záření dopadající na aktivní plochu FV modulů, načež elektrárna vykazuje rychlé změny okamžitého výkonu. Vzhledem k závislosti na ozáření je přitom regulace výkonu možná pouze směrem dolů, konkrétně snížením výkonu pomocí změny pracovního bodu systému nebo úplným odstavením elektrárny z provozu. Při snaze o maximální energetický zisk, v návaznosti na nulové palivové náklady, je však jakékoliv omezování výroby z pohledu provozovatele nežádoucí. Ke zvýšenému výskytu oblačnosti dochází na našem území zejména během podzimu a zimy, rovněž panuje vyšší pravděpodobnost výskytu mlhy. Kvůli nepříznivým klimatickým podmínkám je výroba energie mimo letní období nižší, nejnižších hodnot výroba fotovoltaických elektráren dosahuje zpravidla v listopadu, prosinci a lednu.

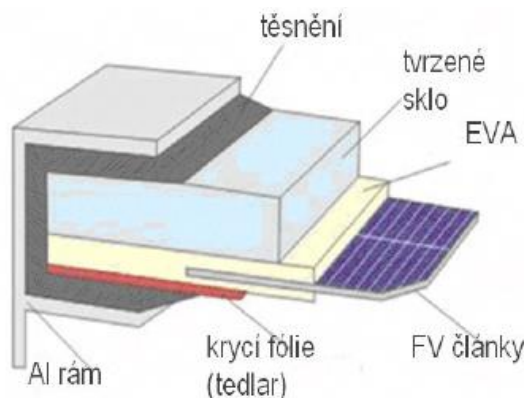
2.1.1.2 Fotovoltaické moduly

Základní dílčí prvky fotovoltaické elektrárny tvoří fotovoltaické články z polykrystalického, nebo monokrystalického křemíku. Ty se pro zvýšení elektrického napětí spojují do sériových řetězců a jsou integrovány do tzv. FV modulů (v praxi se převážně používá termín FV panel). Běžné moduly obsahují 60 či 72 článků zapojených do sériových řetězců. Vrstva s články je na obou stranách chráněna vrstvou EVA (Ethylenvinylacetát), na které se dále nachází z přední strany tvrzené sklo a ze zadní strany vícevrstvá tedlarová fólie. Celá konstrukce je fixována v hliníkovém rámu, opatřeném silikonovým těsněním. Elektrické kontakty jsou vyvedeny na zadní stranu do skříně s přípojevacími kabely modulu. V zadní přípojevací skříně nalezneme též překlenovací diody (Bypass Diodes), ty překlenují jednotlivé sériové řetězce fotovoltaických

¹⁹ ZILVAR, Jiří. Jaký je nejlepší sklon a orientace fotovoltaických panelů pro solární pole? *TZB-info* [online]. 26. 8. 2021 [cit. 2021-11-05]. ISSN 1801-4399. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/22703-jaky-je-nejlepsi-sklon-a-orientace-fotovoltaickych-panelu-pro-solarni-pole>

²⁰ BECHNÍK, Bronislav. Optimální orientace a sklon fotovoltaických panelů. *TZB-info* [online]. 23. 6. 2014 [cit. 2021-11-05]. ISSN 1801-4399. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/114865-optimalni-orientace-a-sklon-fotovoltaickych-panelu>

článků v případě lokálního snížení výkonu, například vlivem zastínění nebo poruchy jednoho či více článků, což by jinak mělo za následek snížení výkonu celého modulu.



Obrázek 2.3 – Konstrukce typického fotovoltaického modulu ²¹

Účinnosti modulů se dnes běžně pohybují mezi 18 až 22 %. Dřívější garance výkonu modulu výrobcem na dobu 20 let se prodloužila na 25 let. Značně se také navýšil výkon nabízených modulů na 325 až 545 Wp. Plošné rozměry modulů nejsou standardizovány, je proto nutné moduly porovnávat podle měrných parametrů. Nejvýkonnější dostupné moduly na českém trhu mají plošné rozměry téměř 2,3 x 1,1 m, běžnější jsou menší moduly s rozměry přibližně 1,7 x 1,1 m. Jednotlivé FV moduly se dále zapojují do sériových nebo sérioparalelních skupin. Spojením modulů do série, do tzv. stringů, se zvyšuje celkové napětí sestavy, paralelním spojením se navyšuje proud. U běžných instalací obvykle stačí pouze sériové spojení modulů vzhledem ke vstupním parametrům použitého střídače.

Elektrické parametry FV modulů se udávají pro standardní testovací podmínky „STC“ (Standard Testing Conditions – Intenzita záření 1000 W.m⁻², teplota článku 25 °C, koeficient atmosférické masy 1,5) a pro lepší indikaci výstupní parametrů v situaci reálného provozu se uvádějí také parametry pro normální provozní teplotu článku NOCT (Normal Operating Cell Temperature – intenzita záření 800 W.m⁻², rychlost větru 1 m.s⁻¹, teplota článku 25 °C, teplota okolí 20 °C, koeficient atmosférické masy 1,5). Pro maximální výtěžnost energie ze systému je nutné používat sledovače bodu maximálního výkonu (MPPT – Maximum Power Point Tracking), které udržují FV modul při různých podmínkách ozáření vždy v optimálním pracovním bodě voltampérové charakteristiky modulu. Příklady vybraných parametrů uváděných výrobcí ilustruje tabulka 2.1 a tabulka 2.2 na následující straně.

V průběhu životnosti dochází k postupné degradaci modulů a snižování jejich výkonu, výrobci proto garantují minimální výkon modulu v prvním roce provozu a dále pozvolný pokles výkonu až na zhruba 83 až 85 % výkonu jmenovitého po 25 letech. Důležitými parametry jsou proto i garantovaný výkon v prvním roce a garantované maximální roční procentní snížení výkonu modulu. Garance na funkčnost je většinou nižší, běžně na 12 let, avšak u dražších panelů výrobci garantují funkčnost i na 20 až 25 let.

²¹ BENDA, Vítězslav. *Konstrukce a technologie modulů z krystalického křemíku* [přednáška]. Praha: Fakulta elektrotechnická ČVUT, 2020. Předmět Aplikace solárních systémů (B1M13ASS).

Tabulka 2.1 – Vybrané parametry fotovoltaického modulu CS3L-375MS²²

Parametr	Jednotka	Data
Výrobce	-	Canadian Solar
Typ článků	-	Monokrystalické
Počet půlčlánků	ks	120
Rozměry	[mm]	1765 x 1048 x 40
Hmotnost	[kg]	21,1
Účinnost modulu (STC)	[%]	20,3
Max. provozní napětí	[V]	1500
Max. sériové jištění	[A]	20

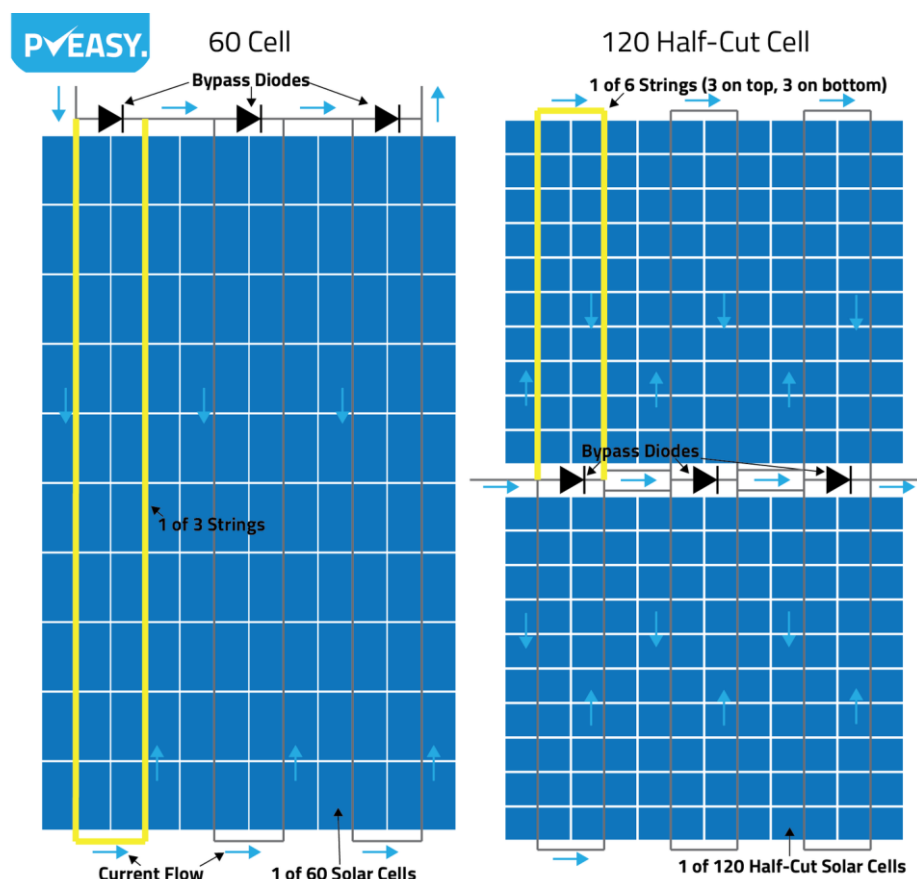
Tabulka 2.2 – Elektrické parametry fotovoltaického modulu CS3L-375MS²³

Parametr	Jednotka	Data pro STC	Data pro NOCT
Jmenovitý výkon P_{MPP}	[Wp, W]	375	280
Jmenovité napětí U_{MPP}	[V]	34,3	32,0
Jmenovitý proud I_{MPP}	[A]	10,94	8,75
Napětí naprázdno U_{OC}	[V]	41,0	38,6
Proud nakrátko I_{SC}	[A]	11,61	9,37

V posledních letech se na evropském trhu dostávají do popředí moduly s technologií „Half Cut“ s půlenými fotovoltaickými články. Dvojnásobný počet menších článků na modul znamená snížení proudu v řetězcích a související čtyřnásobné snížení odporových ztrát. Od menší tvorby tepla v důsledku odporových ztrát se očekává pozitivní vliv na životnost modulu a snížení pravděpodobnosti poruch v důsledku lokálních přehřátí. Relativní novinkou jsou také moduly bifaciální, které mají zadní stranu rovněž opatřenou sklem a jsou tak schopny využívat i solární záření dopadající na zadní stranu modulu.

²² CANADIAN SOLAR INC. PV Module Product Datasheet: CS3L-375MS [online]. 2020 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.canadiansolar.com/au/wp-content/uploads/sites/2/2020/06/Canadian-Solar-Datasheet-HiKu-CS3L-MS-BF-v5.59-AU.pdf>

²³ CANADIAN SOLAR INC., pozn. 22



Obrázek 2.4 – Zastínění řetězce dle žluté linie u běžného modulu a modulu s půlčlánky²⁴

Naprostá většina fotovoltaických modulů a křemíkových ingotů se dnes produkuje v Čínské lidové republice. Trendem ve výrobě je maximální automatizace výrobních procesů a zvyšování produkčních kapacit jednotlivých továren nad jednotky GWp ročně. Od doby českého solárního boomu se cena modulů razantně snížila, za poslední dekádu přibližně desetkrát. V roce 2021 došlo k otočení trendu zlevňování fotovoltaických modulů na evropském trhu. Energetická krize v ČR způsobená záplavami a nedostatkem uhlí zapříčinila zdražení elektřiny i vstupních materiálů pro výrobní závody, zdražení postihlo i globální kontejnerovou přepravu.

2.1.1.3 Nosné konstrukce

Jak již bylo zmíněno, v českých podmínkách se využívají především nepohyblivé nosné konstrukce FV modulů. Jejich tvar je determinován umístěním a požadovaným sklonem, jako materiál se obvykle používá hliník. Konstrukce je vhodné dimenzovat minimálně na plánovanou životnost elektrárny, tedy na dobu 25 a více let. Jak samotná konstrukce, tak i její kotvení, musí odolat veškerým předpokládaným negativním vlivům očekávaným v místě instalace, zejména mechanickému zatížení větrem, sněhovou pokrývkou či ledem a korozi.

Na šikmých střeších se obvykle kotví přímo do krovu. V případě plochých střeš lze použít gravitační kotvení tvořené závažím (obvykle ve formě betonových bloků), podmínkou použití je vyhovující nosnost střešy. Alternativně se kotví přímo do vlastní konstrukce střešy a dochází k narušení hydroizolační vrstvy, oblast průniku kotvy je nutné ošetřit, aby nebyla narušena hydroizolační funkce střešy. Obdobné metody kotvení najdeme u pozemních instalací, kotvit lze pomocí závaží, betonových patek či hlubokých zavrtávacích šroubů.

²⁴ PVEASY. Standard 60 cell vs 120 half-cut cell panel [online]. 2018 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.pveasy.com.au/blog/2018/7/panels-with-half-cut-cells>



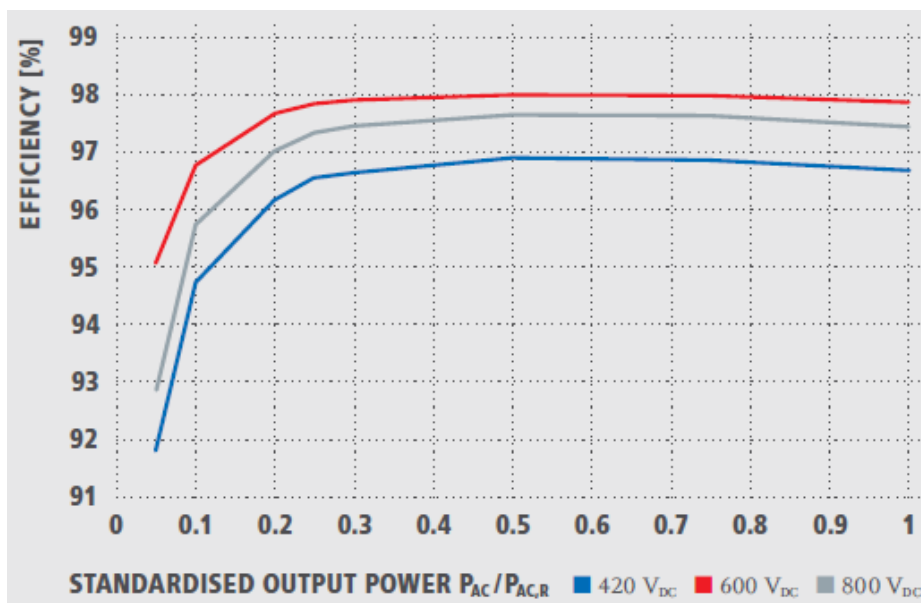
Obrázek 2.5 – Příklad střešní nosné konstrukce s přímým kotvením²⁵

2.1.1.4 Solární měniče

Měnič FVE je elektrické zařízení, které obstarává přeměnu stejnosměrných veličin ze řetězců FV modulů na veličiny střídavé a umožňuje tak dodávku vyrobené energie do sítí střídavého napětí za pomoci říditelných polovodičových spínačů. Měniče určené přímo pro FVE jsou dnes již standardně vybaveny funkcí sledování bodu maximální výkonu (MPPT), která zajišťuje maximální možný zisk energie z FV modulů, jejichž výstupní veličiny se v průběhu dne neustále mění vzhledem ke změnám osvětlení i teplotních podmínek. Měniče vyšších výkonů mívají často integrovány prvky přepětové a nadproudové ochrany. Samozřejmostí je dnes indikace stavu nebo vybraných parametrů a možnost předávání dat. Konektivita je zajištěna běžně pomocí technologií WLAN či Ethernet LAN a sériové komunikace. Účinnost solárního měniče při jeho jmenovitém výkonu se dnes pohybuje mezi 96 a 98 % s ohledem na vstupní napětí (viz obrázek 2.6 na následující straně). Pro vzájemné porovnání účinnosti solárních měničů slouží tzv. evropská účinnost, která se vypočte z účinností měniče při 5, 10, 20, 50 a 100 % jeho jmenovitého výkonu a koeficientů reflektující kolísání výkonu během provozu.

Jedná se o nejsložitější prvek elektrárny, který je zároveň nejvíce náchylný k poruchám. Je proto z technického hlediska vhodné přiklánět se spíše k decentrální koncepci elektrárny, která využívá více měničů, na druhou stranu centrální měniče s vysokým výkonem představují obvykle nižší investiční výdaje. Pro elektrárny s výkonem v řádech desítek kWp jsou běžné tzv. řetězcové (stringové) měniče, u kterých je sledování bodu maximálního výkonu prováděno na úrovni každého řetězce modulů zvlášť, pro velmi malé instalované výkony existují i střídače pro jednotlivé moduly. Životnost měniče se zpravidla neočekává delší než 10 let, v rámci životnosti elektrárny je tak nutné počítat s jeho výměnou. Výrobci obvykle zaručují funkčnost měniče v rozmezí 5 až 10 let provozu, je však možné zakoupit prodloužení záruky.

²⁵ SOLARTEC S. R. O. Nosná konstrukce FVE na ZČU, kde konstrukce prochází hydroizolační vrstvou. EKOWATT. Fotovoltaika [online]. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://fotovoltaika.ekowatt.cz/nevyhody-fotovoltaiky-umistene-na-budovach.php>



Obrázek 2.6 – Křivky účinnosti solárního měniče FRONIUS SYMO 20.0-3-M pro různá zatížení²⁶

Na trhu lze narazit na solární měniče jednofázové i třífázové. Důležitá je v českém prostředí klasifikace označující, zda je měnič symetrický, nebo asymetrický. Dle § 11 vyhlášky o měření elektřiny č. 359/2020 Sb. ve znění pozdějších předpisů²⁷ se v odběrných místech či ve výrobních elektřiny připojených k DS na napětové hladině vyšší než 1 kV v třífázové soustavě vyhodnocuje elektřina v součtu se zohledněním směrů toků elektřiny v jednotlivých fázích (tzv. součtové měření). U připojení k DS na napětové hladině do 1 kV se však v třífázové soustavě vyhodnocuje směr toku elektřiny v jednotlivých fázích zvlášť (tzv. fázové měření). Provozovatel FVE s měničem se symetrickou dodávkou výkonu do všech fází je tak v případě připojení k DS na hladině do 1 kV oproti připojení na hladině vyšší než 1 kV značně znevýhodněn. Tento problém se snaží řešit měniče s asymetrickou dodávkou výkonu, které dodávají různý výkon do jednotlivých fází podle aktuálního zatížení. Asymetrické měniče jsou však oproti symetrickým dražší, protože ve většině zemí EU převládá měření součtové. Na trhu lze narazit i na tzv. hybridní měniče, ty jsou částečně koncipovány jako záložní zdroje a využívají se v zapojeních s akumulátorovými systémy. Měniče lze rovněž rozlišovat na beztransformátorové či transformátorové, posledně zmíněné zajišťují galvanické oddělení od sítě, beztransformátorové měniče jsou obvykle levnější a mají vyšší účinnost.

2.1.2 Možná umístění

Úvodní představa FVE předpokládala využití střechy výrobní haly (SO 01). Prioritně na objektu lisovny (SO 01a) jehož střecha je v areálu největší a zároveň nejvyšší a nehrozilo by zde tedy žádné zastínění, jako například v případě výškově nižšího objektu svařovny s provozně technickou vestavbou (SO 01b a SO 03). Realizace na objektech výrobní haly je však dle zástupců Společnosti nereálná v důsledku nedostatečné nosnosti současné konstrukce střechy.

Na jižní stěně budovy SO 01a je technicky proveditelná fasádní fotovoltaická elektrárna, taková instalace však vzhledem k neoptimálnímu sklonu vykazuje výrazně horší ekonomické

²⁶ FRONIUS INTERNATIONAL GMBH. Datasheet Fronius SYMO 20.0-3-M [online]. 2015 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.fronius.com/en-gb/uk/solar-energy/installers-partners/technical-data/all-products/inverters/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m>

²⁷ ČR. Vyhláška č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2020, částka 146. ISSN 1211-1244

parametry oproti střešní instalaci. Střešní instalace na menších objektech na jižní straně areálu – oblouková hala (SO 26), šrotiště (SO 04), kontejnerová budova výdejny jídla (SO 19) je technicky neproveditelná.

Bylo navrženo prověřit možnosti umístění FVE na stavebních objektech, jejichž realizace se teprve plánuje v rámci rozvoje areálu. Pro instalaci je optimální plocha s dostatečnou velikostí a možností orientace FV modulů na jih, což by umožnilo dosažení maximálního možného energetického zisku. Jakékoliv snížení energetického zisku z FVE vlivem zastínění je nežádoucí, vzhledem k negativnímu vlivu na výši energetické úspory a návaznou ekonomickou rentabilitu.

Střešní plocha vhodná pro instalaci FVE vznikne nástavbou dalšího patra na objekt administrativní přístavby (SO 02). Většina této plochy je však značnou část dne stíněna objektem lisovny ze západního směru. Reálně by tak šlo uvažovat jen o instalaci nižšího počtu jednotek FV modulů. Vyšší potenciál by mohla poskytovat střecha plánovaného objektu skladu palet (SO 20), který je plánován u východní hranice areálu. V době zpracování práce však není jasná definitivní podoba střešní konstrukce a je možné, že objekt bude proveden ve formě obloukové haly.

Nejvhodnější střešní plochu v celém areálu bude poskytovat plánovaný přízemní objekt příjmového terminálu (SO 23) napojený na výrobní halu z jižní strany. Plocha jeho střechy bude poskytovat dostatečný prostor pro realizaci větší fotovoltaické elektrárny s optimální orientací. Nosnost střechy příjmového terminálu bude dle informací Společnosti pro instalaci vyhovující. Perspektivně se rovněž jeví možnost zastřešení části stávajícího parkoviště situovaného jižně od administrativní přístavby, muselo by však dojít k přemístění dvou sloupů veřejného osvětlení. Navíc, technicky nejjednodušší vyvedení výkonu do rozvodny 0,4 kV, přes hlavní přípojku nn ze stávající trafostanice, by znamenalo nutnost provést tuto elektrárnu nezávislou na FVE na střeše SO 23. Na obě tyto varianty však lze očekávat možnost získání investiční podpory. Dále je možné využít část rozsáhlé nevyužitých plochy v jižní části areálu, nejlépe jižně od současné protihlukové stěny, a to bez rizika zastínění, taková instalace však pravděpodobně nebude mít nárok na podporu z dotačních programů. U variant instalace na parkovišti a instalace na volné ploše by bylo nutné využít pro část vedení nn výkopových tras.

Elektrické připojení elektrárny je žádoucí na hladině nn. Autor navrhuje připojení přímo do hlavního rozvaděče RH1 v rozvodně 0,4 kV ve výrobní hale vůči připojení na úrovni stávajícího podružného rozvaděče nízkého napětí. Plná dispoziční obsazenost rozvodny 0,4 kV však znamená, že zařízení elektrárny zde nelze umístit, rovněž pro ně nelze využít prostory stávající trafostanice 22/0,4 kV, která je v kioskovém provedení.

2.1.3 Navrhované technické řešení

Autor navrhuje realizaci FV elektrárny na plánované budově příjmového terminálu (SO 23). S přihlédnutím k profilu spotřeby průmyslového areálu by bylo dosaženo více než 90% lokální spotřeby vyrobené energie u instalace FVE do výkonu zhruba 330 kWp. Střecha na SO 23 bude poskytovat plochu pro FVE s podstatně nižším instalovaným výkonem, je proto vhodné se zde v případě skutečné realizace snažit dosáhnout maximálního možného instalovaného výkonu. Při umístění FVE na zmíněnou střechu, autor předpokládá možnost získání dotace a zároveň nižší měrné investiční náklady oproti případné instalaci ve formě částečného zakrytí parkoviště. Detaily technického řešení poskytují následující podkapitoly, autor v nich odkazuje i na blokové a detailnější elektrické schéma (viz str. 41). Pro celý projekt byl autorem vytvořen položkový rozpočet, který zároveň uvádí seznam veškerých komponent (viz tabulka 3.1 na str. 90).

2.1.3.1 Fotovoltaická pole

Podle půdorysného koordinačního výkresu areálu bude střecha SO 23 představovat plochu zhruba 87,3 x 13,1 m, výška atiky bude přibližně 10,2 m nad úroveň terénu. Část střešní plochy zabere obloukový světlík o rozměrech zhruba 62,8 x 3,3 m situovaný přibližně do středu půdorysu střechy. Fotovoltaické moduly je možné instalovat vzhledem k dostupnému prostoru a

vzájemnému zastínění maximálně na dvou velkých nosných konstrukcích. Pro optimální využití střechy autor navrhuje použít dvě rozdílné konstrukce. Jižní nosná konstrukce by nesla dvě řady modulů pokládaných horizontálně (na delší stranu), severní konstrukce umístěná za světlíkem by byla mohutnější a nesla by tři řady modulů pokládaných rovněž horizontálně. Půdorysné rozměry první konstrukce činí přibližně 77,1 x 1,9 m, pro druhou nosnou konstrukci jde o 77,1 x 2,7 m. Kotvení se předpokládá přímé, s použitím kotev pronikajících do pláště střechy.

Solární azimut (jih 0°, západ -90°, východ +90°) objektu SO 23 byl určen z koordinačního výkresu a odpovídá 11°. Zeměpisné souřadnice objektu jsou 50.XXXN 14.XXXE. Sklon instalační roviny pro moduly byl zvolen 35°. Pokud budeme předpokládat nižší ceny elektrické energie v letních měsících a zároveň vezmeme v potaz období omezení provozu areálu v době letních prázdnin, je vhodné volit spíše úhel větší. Výpočetní program PVGIS pro danou lokaci navrhuje optimální sklon 38°, oproti 35° sklonu se jedná o rozdíl v roční produkci v řádu nižších jednotek kWh na kWp. Sklon modulů lze v dalších fázích projektu optimalizovat i vzhledem k investičním výdajům na konstrukce. Při nejnižším uvažovaném úhlu dopadu přímého slunečního záření v zimních měsících dojde k mírnému zastínění světlíku jižní nosnou konstrukcí, větší úhel sklonu instalační roviny znamená i vyšší zastínění světlíku. Nejmenší úhel dopadu přímého slunečního záření v průběhu roku byl uvažován 15° od horizontální roviny. Ke vzájemnému zastínění FV modulů v případě navrhovaného řešení nedojde. Zastínění od okolních objektů pro danou instalaci rovněž nehrozí. Ilustrativní nákresy umístění konstrukcí s FV moduly na střeše SO 23 jsou k dispozici na straně 42.

Pro projekt byl zvolen monokrystalický modul typu CS3L-375MS od společnosti Canadian Solar, vybrané parametry modulu jsou uvedeny v podkapitole 2.1.1.2. Pro zvolené rozměry nosných konstrukcí lze umístit celkem 2 x 43 modulů na jižní konstrukci a 3 x 43 modulů na severní konstrukci. Celkem se tedy jedná o 215 modulů s instalovaným výkonem 80,625 kWp.

2.1.3.2 Střídače a navazující systémy

Vzhledem k uplatňování součtového měření podle vyhlášky č. 359/2020 Sb. a autorovi neznámého rozložení průběhu odběru po jednotlivých fázích, bylo uvažováno použití levnějších symetrických střídačů. Pro zvolenou konfiguraci FV modulů byl vybrán beztransformátorový symetrický solární střídač Fronius SYMO 20.0-3-M²⁸ se jmenovitým výstupním výkonem 20 kW a evropskou účinností 97,9%. Výstup střídače je připojitelný k síti 3-NPE 400/230 V, jmenovitý výstupní proud činí 28,9 A. Pro navržený instalovaný výkon FVE budou potřeba čtyři jednotky.

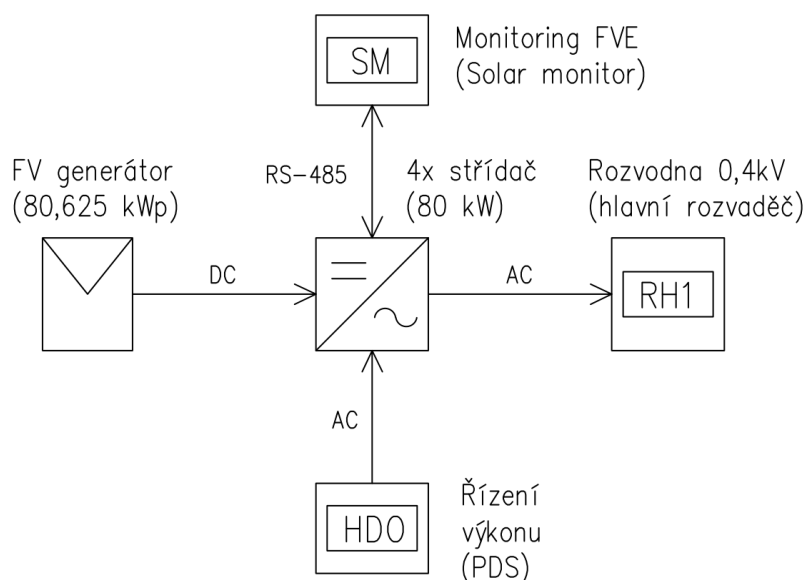
Vybraný střídač má integrovány dva sledovače bodu maximálního výkonu (MPP tracker). Jmenovité stejnosměrné vstupní napětí činí 600 V, přičemž maximální vstupní napětí je 1 000 V. Nejvyšší účinnosti střídače je dosahováno pro jmenovité napětí (viz křivky účinnosti pro různá zatížení a vstupní napětí v podkapitole 2.1.1.4), je proto vhodné dimenzovat celkové napětí sériových řetězců FV modulů blízké právě jmenovitému napětí. Projektant systému je zároveň omezen maximálním vstupním proudem jednotlivých MPP trackerů, u vybraného střídače činí 33 A pro první sledovač a 27 A v případě druhého sledovače. Při použití vybraných FV modulů je vhodné vytvořit sériové řetězce 18 modulů, celkové výstupní napětí řetězce je pak 617 V pro STC a 576 V pro NOCT. Na první MPP tracker se zapojí dva sériové řetězce paralelně, proud paralelního spojení tak nebude přesahovat 22 A, na druhý tracker se zapojí jeden sériový řetězec. Připojený instalovaný výkon na prvních třech střídačích v takovém případě činí 20,25 kWp, na posledním čtvrtém střídači 19,875 kWp (2 x 18 a 1 x 17 ks FV modulů).

Maximální připojitelný výkon sestav FV modulů výrobci střídačů umožňují zpravidla vyšší, než je uváděný výstupní výkon, je tomu pro případ připojení několika řetězců s různou orientací. V případě připojení střídače k řetězcům s totožnou orientací je nevhodné významně překračovat

²⁸ FRONIUS INTERNATIONAL GMBH. Datasheet Fronius SYMO 20.0-3-M [online]. 2015 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.fronius.com/en-gb/uk/solar-energy/installers-partners/technical-data/all-products/inverters/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m>

výkonovou hranici danou výstupní stranou střídače, mohlo by dojít ke zbytečnému ořezávání výkonu střídače v momentech nejvyššího výkonu fotovoltaických modulů, příhodné je v takové situaci připojovat instalovaný výkon vyšší pouze s ohledem na účinnost střídače.

Konektivita vybraného střídače umožňuje připojení k přijímači signálu hromadného dálkového ovládání (HDO) a dalším systémům monitoringu a řízení FVE. Podle připojovacích podmínek pro výrobní elektrárny od společnosti ČEZd²⁹ musí být výrobní s instalovaným výkonem od 11 do 100 kW schopna regulace činného výkonu ve všech fázích na úrovně 0 % a 100 % jmenovitého výkonu. Možnost řízení výkonu ze strany provozovatele DS se vyžaduje pro stavy nouze, výrobní může být takto omezována pouze na nezbytně nutnou dobu. Jelikož se průmyslový areál nachází v oblasti s pokrytím signálem HDO, úrovně řízení zajistí relé přijímač HDO v majetku ČEZd. Přenos měření a signalizace na dispečink ČEZd není u takové výrobní dle připojovacích podmínek požadován. Autor pro lepší orientaci níže prezentuje blokové schéma navrhované elektrárny. Rovněž bylo vytvořeno detailnější elektrické schéma, které je k dispozici v elektronické příloze v souboru „SCH_EL_FVE-SO23-01.pdf“.



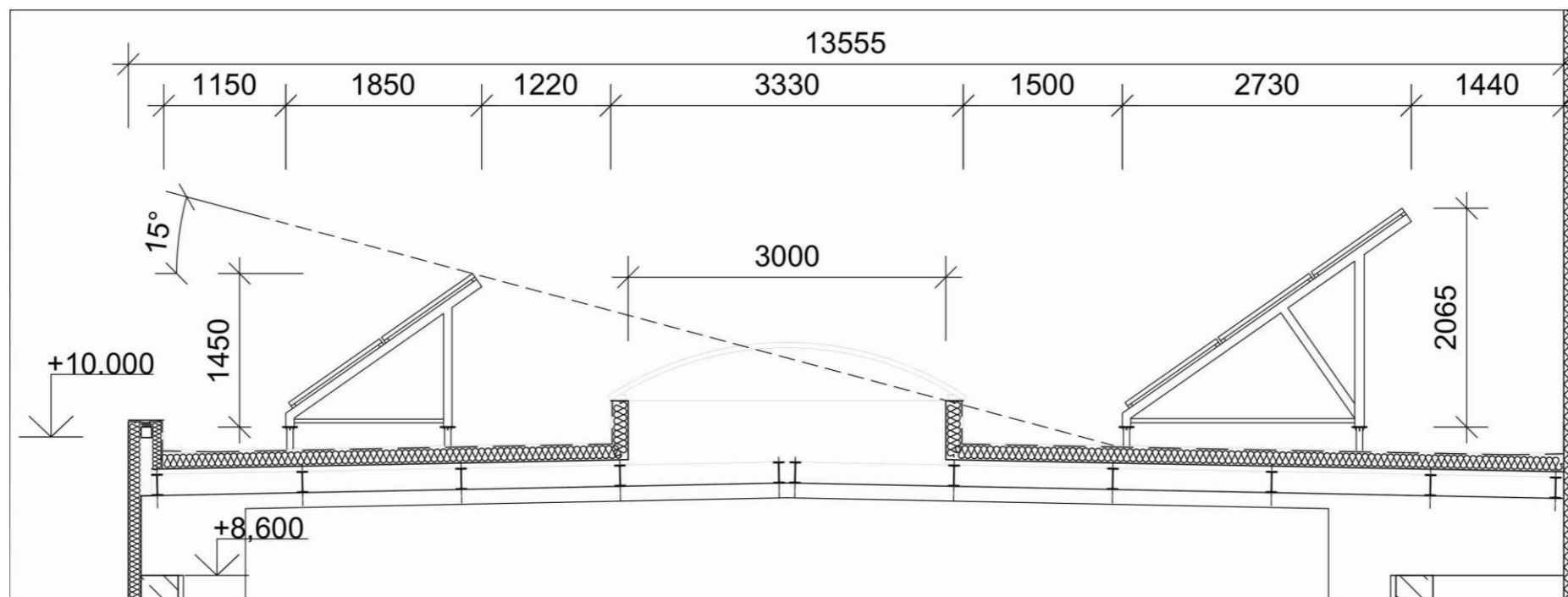
Obrázek 2.7 – Blokové schéma FVE na střeše SO 23³⁰

Pro potřeby komplexního monitoringu střídačů FVE autor navrhuje pořídit zařízení Solar monitor SM2-Basic-60 připojitelné přes rozhraní RS-485. Celý elektrický systém FVE musí být jištěn proti atmosférickému a spínacímu přepětí, stejně tak proti nadproudům. Elektrické schéma navrhované FVE proto obsahuje ve stejnosměrné části pojistkové odpínače a svodiče přepětí – vždy pro každý řetězec FV modulů, na střídavé straně jističe a svodiče přepětí. Vyvedení výkonu monitoruje napěťová a frekvenční ochrana (UF 300). Elektrárna musí být samočinně i manuálně odpojitelná od navazující sítě, definuje se tzv. rozpadové místo výrobní.

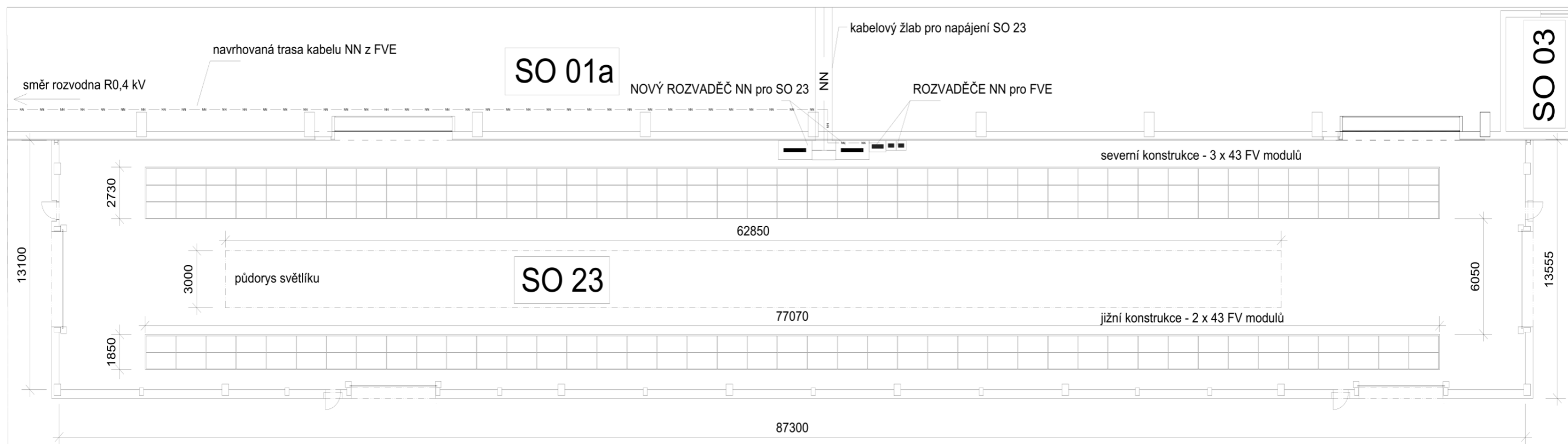
Autor navrhuje umístění střídačů a ostatních el. zařízení v samostatných rozvaděčích vedle plánovaných podružných rozvaděčů nn u vnitřní strany severní stěny objektu SO 23. Vyvedení výkonu z elektrárny je navrhováno provést jedním nn kabelem, skrze plánovanou průchodku do budovy SO 01a a následně po vnitřním obvodovém plášti objektu SO 01 kabelovým žlabem do prostoru R0,4 kV se zakončením v hlavním rozvaděči RH1.

²⁹ ČEZ DISTRIBUCE, A. S. *Připojovací podmínky pro výrobní elektrárny: pro připojení k distribuční soustavě ČEZ Distribuce, a. s. s. 6.* Dostupné také z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/ceny-a-podminky/pripojovaci-podminky>. Platné od 1. 8. 2020.

³⁰ Vytvořeno autorem.



Obrázek 2.8 – Vizualizace FVE na střeše SO 23 (řez) ³¹



Obrázek 2.9 – Vizualizace FVE na střeše SO 23 (půdorys) ³²

³¹ Vytvořeno autorem.

³² Vytvořeno autorem.

2.1.4 Výpočetní model fotovoltaické elektrárny

Pro simulaci provozu navrhované fotovoltaické elektrárny v prostředí průmyslového areálu a také výpočet energetických a ekonomických úspor byl vytvořen jednoduchý výpočetní model v prostředí Wolfram Mathematica (ve verzi 12.0), který je s komentáři dostupný v elektronické příloze v souboru „Model_FVE_SO23.nb“. Výsledky modelování byly následně použity pro výpočet ekonomické návratnosti a pro závěrečné hodnocení projektu fotovoltaické elektrárny. V následujících podkapitolách je popsána výpočtová metodika i data vstupující do modelu.

Základem modelu je výpočet změny energetické bilance spotřeby elektrické energie pro jednotlivé hodiny modelového roku, na který navazuje výpočet energetických a finančních úspor v hodinovém rozlišení. Hodnoty pro jednotlivé hodiny roku jsou uchovávány v mnoha sloupcových maticích a následně komprimovány do matic se souhrnnými měsíčními nebo ročními daty. Výpočet je prováděn pro dobu hodnocení záměru FVE (tj. 25 let), přičemž model umožňuje přes maticové proměnné přistupovat k datům pro jednotlivé roky, měsíce či hodiny. Vybraná vstupní data zůstávají po celou dobu hodnocení stejná, jde například o spotřebu elektrické energie a její časové rozložení, hodinové ceny elektrické energie včetně cen souvisejících regulovaných služeb nebo časové rozložení a hodnoty intenzity slunečního záření. Pro jednotlivé roky hodnocení je jediným proměnným vstupem výkon FVE, který zohledňuje postupnou degradaci modulů v čase a ovlivňuje tak veškerá výstupní data.

Modelové výpočty jsou prováděny v hodinovém měřítku kvůli dostupnosti vstupních dat. V případě pokračování v záměru instalace FVE je vhodné prověřit i míru lokální spotřeby vyrobené elektřiny vzhledem k hodnotám odběru elektřiny v kratším časovém rozlišení a nejlépe i vzhledem k odběru po jednotlivých fázích. Možnost provedení takovéto analýzy závisí mimo dostupnosti detailních dat z měření elektřiny i na dostupnosti hodnot intenzity solárního záření. Databáze intenzity solárního záření s menším než hodinovým rozlišením bývají zpravidla zpoplatněny.

2.1.4.1 Vstupní data – intenzita slunečního záření

Pro výpočet výroby elektřiny z FVE bylo nezbytné získat hodnoty intenzity dopadajícího solárního záření v hodinovém rozlišení. Intenzitou solárního záření je v celém textu práce myšlena celková (globální) intenzita solárního záření dopadající na zemský povrch, tedy součet intenzit přímého, difúzního a odraženého záření. Díky volně přístupné webové aplikaci PVGIS³³ (Photovoltaic Geographical Information System) je možné tyto hodnoty pro požadovanou geografickou lokaci získat dokonce přepočtené pro případ nakloněné roviny a libovolný azimut. Databáze dopadajícího slunečního záření na zemský povrch jsou založené³⁴ na dlouhodobém snímkování z geostacionárních meteorologické družic a přepočtu satelitních dat pomocí matematických algoritmů zahrnující i data o atmosférické vodní páře, aerosolech nebo ozonu.

Pro výpočetní model FVE byla zvolena databáze PVGIS-SARAH. Oproti nejnovější databázi PVGIS-ERA5, poskytuje data s vyšším geografickým rozlišením a nižší nejistotou. K dispozici jsou v současné době hodinová data pro roky 2005 až 2016. Autor porovnal roční úhrny dopadajícího záření mezi lety 2012 a 2016. Na základě porovnání bylo rozhodnuto pro výpočetní model použít data z roku 2014, které mají roční úhrn nejbližší průměru ve zmíněném období. Hodinové hodnoty intenzity záření zůstávají v modelu pro jednoduchost v různých letech hodnocení stejné. Zdrojový soubor dat intenzity záření je k dispozici v elektronické příloze v souboru „Vstupni_data_Timeseries_50.XXX_14.XXX_SA_35deg_11deg_2014_2014.xlsx“.

³³ EU SCIENCE HUB. PVGIS: Interactive tools – Hourly radiation data. [online]. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR

³⁴ EU SCIENCE HUB. PVGIS: Data sources and calculation methods. *The European Commission's science and knowledge service* [online]. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods>

Tabulka 2.3 – Solární záření dopadající na nakloněnou rovinu dle databáze PVGIS-SARAH ³⁵

Údaje pro sklon roviny 35 °, azimut 11 °, geografické souřadnice 50.XXXN 14.XXXE						
Rok	2012	2013	2014	2015	2016	Průměr
Roční úhrn solárního záření [kWh.m ⁻²]	1 334,61	1 172,60	1 286,49	1 355,80	1 253,87	1 280,67

2.1.4.2 Vstupní data – spotřeba elektrické energie

Autor práce měl k dispozici pouze hodnoty spotřeby elektrické energie v hodinovém rozlišení za celý rok 2020 a prvních sedm měsíců roku 2021. Po domluvě se Společností byl pro výpočetní model sestaven roční profil spotřeby složený z druhého pololetí roku 2020 a prvního pololetí 2021, čímž bylo vytvořeno rozložení spotřeby v průběhu jednoho fiktivního roku. Vytvořený profil spotřeby zůstává po celou dobu hodnocení ve výpočetním modelu neměnný. Bližší informace o vytvořeném profilu a konkrétních hodnotách poskytuje podkapitola 1.4.1 na str. 25. Kompletní výčet hodinových spotřeb elektrické energie použitých v modelu je k dispozici v elektronické příloze v souboru „Vstupni_data_cas_spotreba_trh.xlsx“, ze kterého se hodnoty spotřeby i načítají do výpočetního programu.

2.1.4.3 Vstupní data – cena elektrické energie

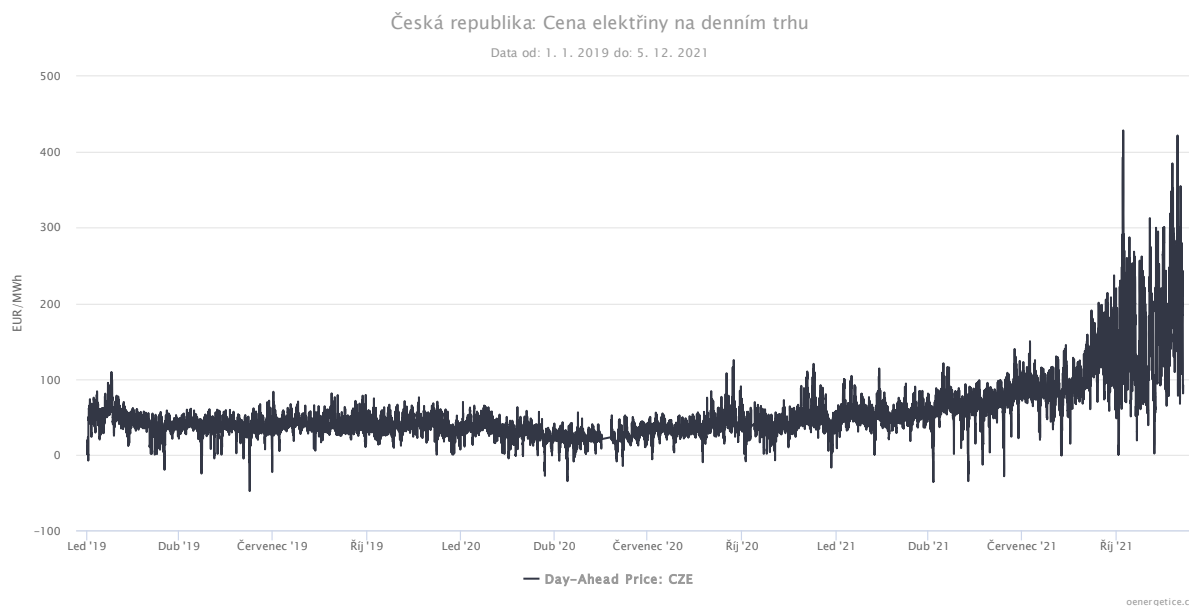
Vzhledem ke specifickému způsobu nákupu el. energie Společností (viz podkapitola 1.4.3 na str. 30) není možné elektrickou energii uspořeno díky výrobě z FVE hodnotit cenou stejnou pro roční, měsíční či denní období. Původní ideou bylo použít skutečné ceny elektrické energie na denním trhu odpovídající spotřebě modelovému roku – tedy ceny druhého pololetí roku 2020 a prvního pololetí roku 2021, tato idea se však ukázala jako naivní. Při bližším rozboru dat z denního trhu bylo zjištěno, že cena elektřiny se v roce 2020 držela na nízkých hodnotách oproti rokům minulým, a to v návaznosti na události spojené s pandemií virové choroby covid-19. Naopak ceny roku 2021 jsou výrazně ovlivněny ožíváním ekonomiky a začátkem globální energetické krize.

V posledních letech rovněž došlo k výraznému nárůstu cen emisních povolenek v systému EU ETS (European Union Emissions Trading System). V době tvorby práce nic nenasvědčuje, že by jejich cena měla výhledově klesat. Na poli Evropské unie naopak vše nasvědčuje silnějšímu tlaku na dekarbonizaci ekonomik, než jaký byl doposud. Všeobecně se očekává významný rozvoj OZE, zejména v sektoru elektroenergetiky, a výrazná elektrifikace hospodářství.

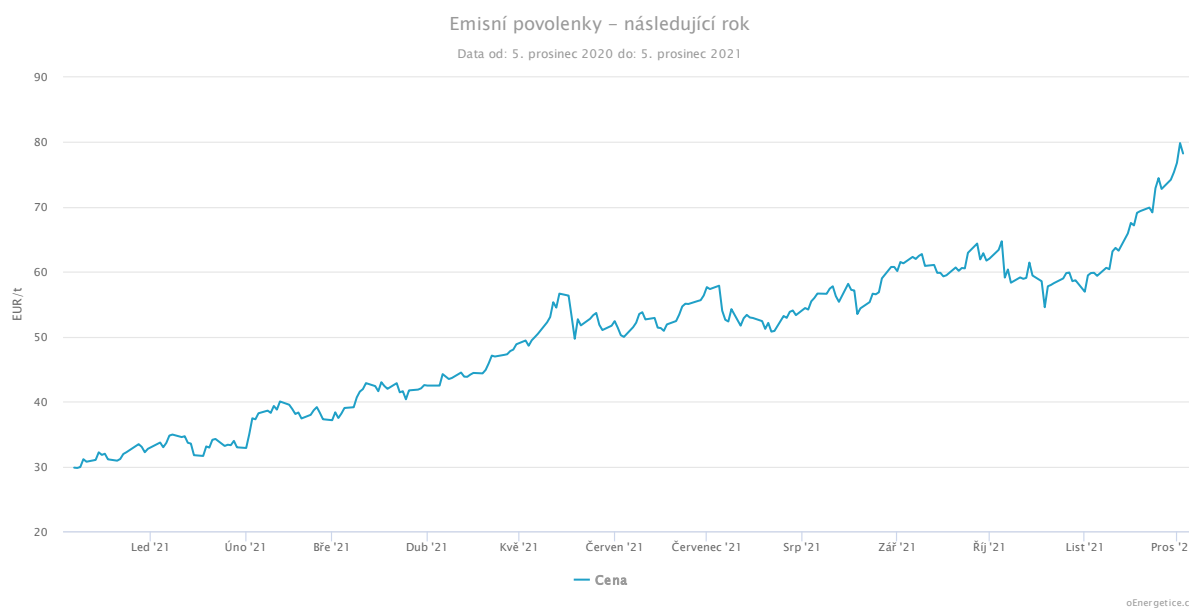
Proti tomu se naopak výhledově v celé EU očekává úbytek stabilních výrobních zdrojů, zejména uhelných a jaderných. Trh s elektřinou ve středoevropském prostoru ovlivní v současné dekádě nejméně dva trendy – jaderný phase-out v Německu do konce roku 2022 a všeobecný přechod z uhlí na zemní plyn v sektorech výroby elektřiny a tepla. Úbytek výrobních kapacit a nárůst významu zemního plynu se očekává i v energetickém mixu v ČR. Dle deklarovaných politik ³⁶ dojde k významnému úbytku uhelných zdrojů již do roku 2030, do roku 2045 se nyní uhelný phase-out předpokládá u všech zemí EU mimo Polska, ČR a Slovinska. V případě odchodu od uhlí je tak již nyní deklarováno odstavení zhruba 100 GW instalovaného výkonu v EU do roku 2045. Vývoj ceny elektřiny rovněž ovlivní životnost v současnosti provozovaných evropských jaderných elektráren, jež byly vybudovány převážně v 70. a 80. letech minulého století a jejichž ekvivalentní náhrada není plánována buď vůbec, nebo ne v plném rozsahu.

³⁵ Vytvořeno autorem na základě dat přístupných z webové aplikace PVGIS (viz pozn. 33)

³⁶ *Coal Exit Tracker: Phase-out plans* [online]. EUROPE BEYOND COAL. *Beyond-coal.eu* [online]. Berlin [cit. 2021-11-21]. Dostupné z: <https://beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/>



Obrázek 2.10 – Vývoj ceny elektřiny na denním trhu ČR (od 1. 1. 2019 do 5. 12. 2021) ³⁷



Obrázek 2.11 – Vývoj ceny emisní povolenky v EU ETS (od 5. 12. 2020 do 5. 12. 2021) ³⁸

Autor se rozhodl pro výpočetní model využít historický profil cen na denním trhu ČR, zvolil vývoj cen v roce 2019. Ceny v ostatních letech (2018, 2020, 2021) byly vždy částečně ovlivněny dlouhodobými trendy jakými jsou např. postupný růst ceny emisní povolenky, nepředpokládaná období nižší poptávky nebo kontinuální růst cen zemního plynu. Vzhledem ke skutečnostem zmíněným v přechozích odstavcích této podkapitoly se však nejeví jako vhodné použít vedle historického vývoje cen i jejich skutečné historické hodnoty, jelikož by s vyšší pravděpodobností došlo k podhodnocení jejich budoucího vývoje.

³⁷ ENERGOSTAT. ČR: Cena elektřiny na denním trhu. In: *Oenergetice.cz* [online]. 5. 12. 2021 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energostat>

³⁸ Přehled trhů: emisní povolenky. In: *Oenergetice.cz* [online]. 5. 12. 2021 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/>

Tabulka 2.4 – Přehled průměrných měsíčních a ročních cen elektřiny na denním trhu ³⁹

Průměrné měsíční a roční ceny elektřiny na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹]						
Časové období	2016	2017	2018	2019	2020	2021
leden	31,89	54,27	33,08	55,34	41,81	56,16
únor	23,37	40,62	40,99	45,11	30,59	50,64
březen	23,72	31,67	37,78	33,05	25,39	53,72
duben	24,69	29,81	31,89	38,00	19,28	60,24
květen	24,34	33,43	34,41	37,87	18,09	59,29
červen	32,14	34,88	44,04	33,84	26,29	75,10
červenec	29,49	40,24	49,67	42,02	32,76	85,07*
srpen	27,63	31,10	57,71	39,79	34,55	84,88*
září	33,39	34,76	55,91	39,72	44,91	129,75*
říjen	42,95	30,36	56,19	38,72	36,38	140,57*
listopad	40,02	40,71	58,61	41,98	41,64	180,21*
prosinec	39,32	32,81	51,89	37,27	51,48	220,49*
roční průměr	31,04	36,45	46,01	40,21	33,62	93,71*

*data denního vyhodnocení (ze zprávy OTE, a. s. verze 0) ke dni 16. 12. 2021

Autor se proto rozhodl historické hodnoty cen z roku 2019 upravit a vytvořit tak vlastní odhad, který následně použil ve výpočtovém modelu pro stanovení finančních úspor. Zmíněný odhad má sloužit jako reprezentativní po celou dobu hodnocení FVE, jelikož v modelu není umožněna postupná eskalace cen. Z podstaty fungování ekonomických trhů je jakýkoliv odhad budoucích cen chybný a nemůže nikdy plně odpovídat budoucí skutečnosti. Tuto úpravu tak lze označit za cenovou spekulaci a jedná o nejkritičtější a nejproblematictější část této práce. Autor i proto považuje za důležité učinit výpočtový model volně přístupným, aby právě tento vstup mohl být libovolně měněn. Při odhadu budoucích cen byly použity následující předpoklady vývoje evropského energetického trhu:

- Snížování počtu levných baseloadových zdrojů v důsledku dosažení jejich technické životnosti či na základě politických rozhodnutí.
- Zvyšování mezních nákladů emisních zdrojů v důsledku růstu ceny emisní povolenky.
- Vyšší participace intermitentních obnovitelných zdrojů, v prostoru ČR především fotovoltaických.
- Vyšší participace flexibilních zdrojů s vysokými palivovými náklady, typicky zdrojů na zemní plyn.
- Zmírňování trendu vyšší cenové volatility denního trhu v důsledku rozvoje odezvy ze strany spotřeby (v anglické literatuře „demand response“).
- Všeobecný růst spotřeby elektrické energie, ve středoevropském prostoru především v zimních měsících v návaznosti na potřeby vytápění.

³⁹ Vytvořeno autorem, zdroj dat:

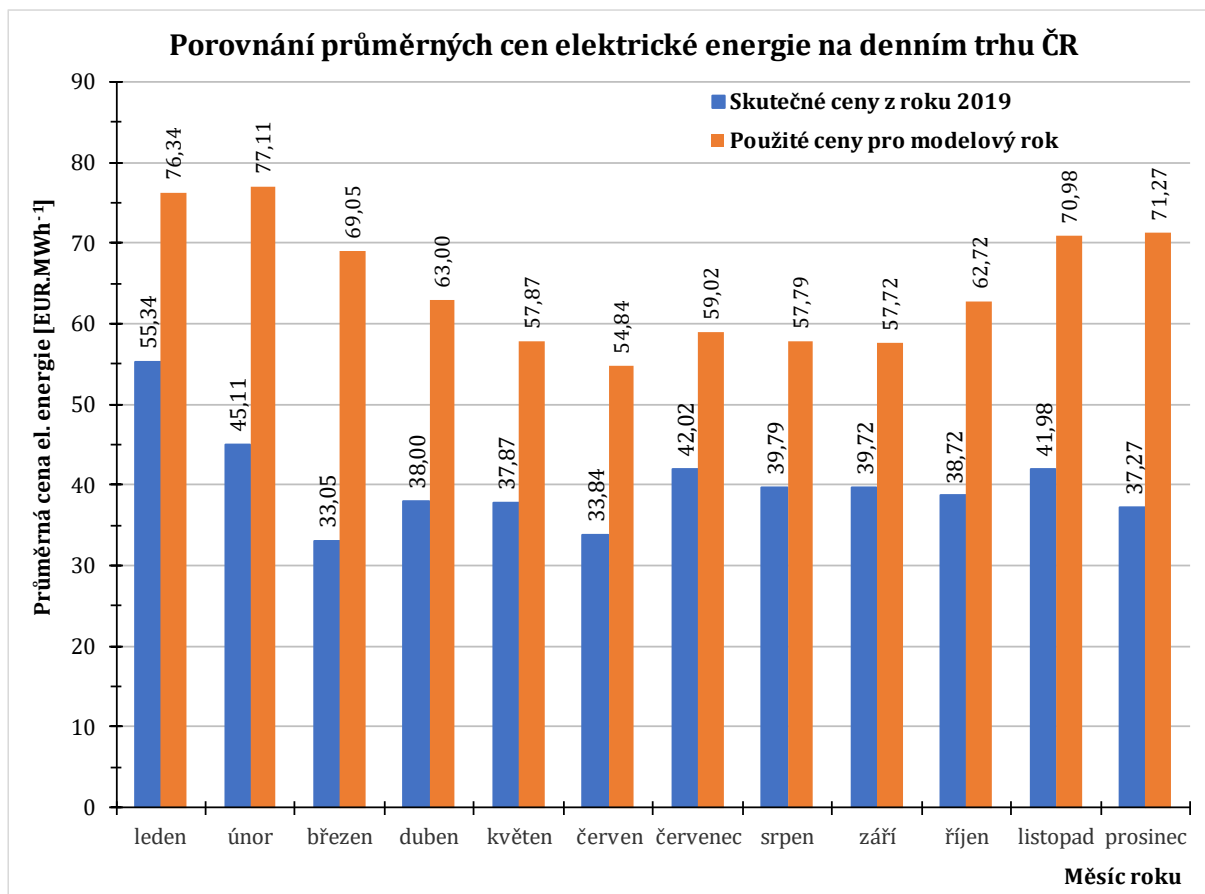
OTE, A. S. *Roční zprávy o trhu s elektřinou* [online]. Verze 2 (pro rok 2021 i verze 0). [cit. 2021-12-16]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocní-zpráva>

Autor se rozhodl neměnit denní cenovou volatilitu, která panovala v roce 2019 a křivku cen změnil pouze plošným zvýšením cenové hladiny na roční a měsíční bázi. Na úrovni celého roku byla zvýšena cena o 17 euro, v jednotlivých měsících poté ještě o hodnoty 0 až 19 eur podle konkrétního období roku. Výrazné zvýšení cen bylo provedeno pro zimní měsíce, naopak pro letní měsíce bylo zvýšení cen namodelováno mírnější. Měsíční i roční průměry cen modelového roku v porovnání s výchozím rokem 2019 poskytuje tabulka 2.5. Použití namodelovaných cen s roční průměrnou cenou 64,74 eur za MWh po dobu 25 let zhruba odpovídá lineárnímu růstu roční průměrné ceny roku 2019 po dobu 25 let o 3,5 % ročně v reálných cenách – přesně se v takovém případě za 25 let jedná o průměrnou roční cenu 64,84 eur za MWh. Cena elektřiny v Kč je následně stanovena pomocí pevně zvoleného směnného kurzu. Autorem vytvořený model tedy nezohledňuje kurzovní riziko vzhledem k obchodování el. energie v eurech. Směnný kurz koruny vůči euru použitý v modelu byl určen jako směnný kurz ČNB (devizový kurz střed) aktuální v době tvorby této práce, jedná se o kurz 25,275 českých korun za 1 euro. Oproti minulosti se jedná o nižší hodnotu směnného kurzu, v případě vyšší hodnoty by byla vypočtená finanční úspora v českých korunách vyšší. Kompletní výčet hodinových cen el. energie použitých v modelu je k dispozici v elektronické příloze v souboru „Vstupni_data_cas_spotreba_trh.xlsx“, ze kterého se hodinové ceny i načítají do výpočetního programu. Pro ilustraci jsou hodinové ceny v eurech pro modelový rok společně s cenami z roku 2019 zobrazeny v grafu 2.2 na straně 49.

Tabulka 2.5 – Přehled průměrných měsíčních a ročních cen elektřiny pro modelový rok ⁴⁰

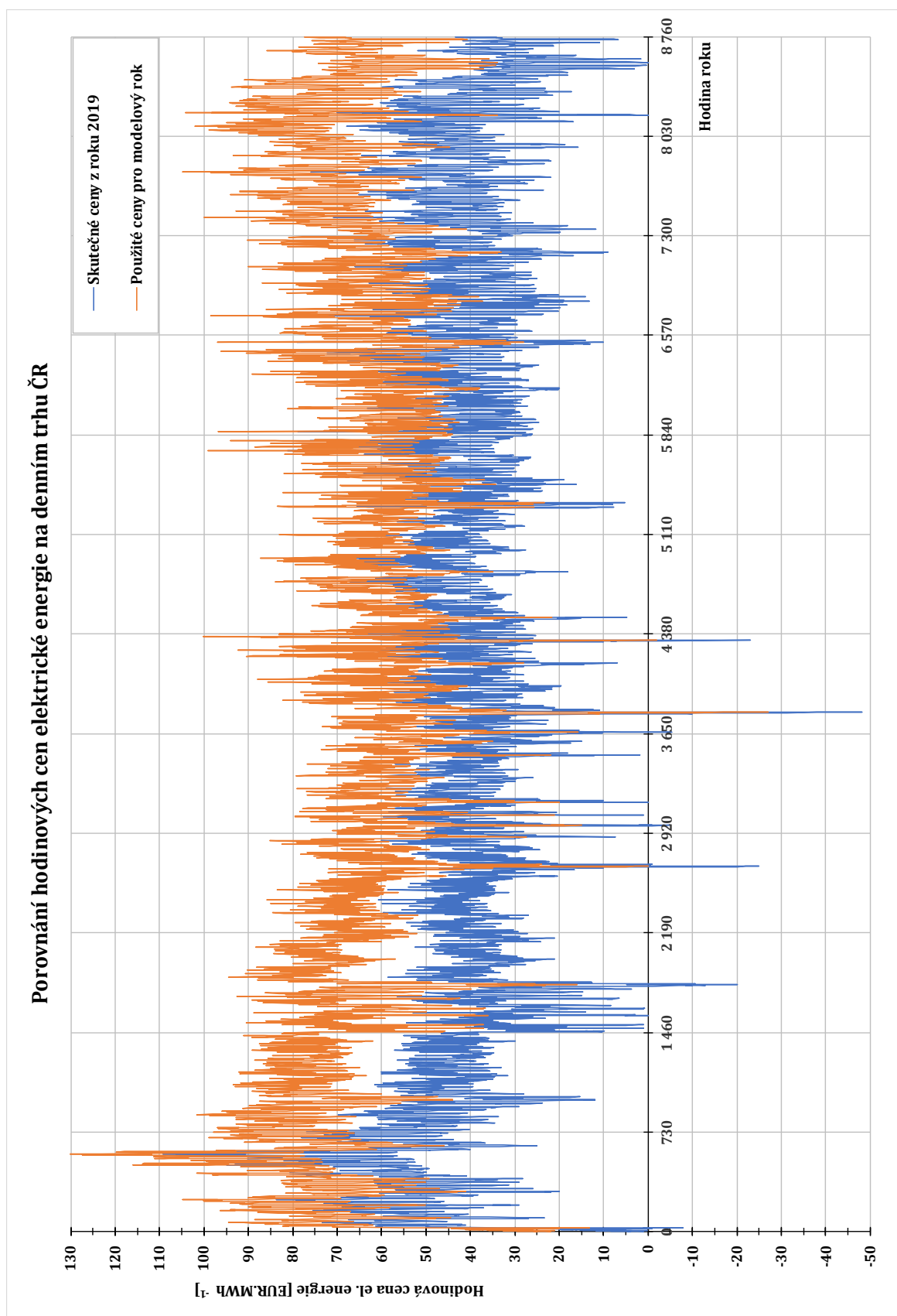
Průměrné měsíční a roční ceny elektřiny na denním trhu ČR v modelovém roce [EUR.MWh ⁻¹]			
Časové období	2019	Model	Rozdíl
leden	55,34	76,34	+21,00
únor	45,11	77,11	+27,00
březen	33,05	69,05	+36,00
duben	38,00	63,00	+25,00
květen	37,87	57,87	+20,00
červen	33,84	54,84	+21,00
červenec	42,02	59,02	+17,00
srpen	39,79	57,79	+18,00
září	39,72	57,72	+18,00
říjen	38,72	62,72	+24,00
listopad	41,98	70,98	+29,00
prosinec	37,27	71,27	+34,00
roční průměr	40,21	64,74	+23,53

⁴⁰ Vytvořeno autorem, data pro rok 2019 pocházejí z roční zprávy o trhu od OTE, a. s. (viz pozn. 39)



Graf 2.1 – Průměrné měsíční ceny elektřiny v roce 2019 a modelovém roce ⁴¹

⁴¹ Vytvořeno autorem, data pro rok 2019 pocházejí z roční zprávy o trhu od OTE, a. s. (viz pozn. 39)



Graf 2.2 – Zobrazení hodinových cen elektriny roku 2019 a modelového roku ⁴²

⁴² Vytvořeno autorem, data pro rok 2019 pocházejí z roční zprávy o trhu od OTE, a. s. (viz pozn. 39)

2.1.4.4 Metodika výpočtu výroby energie FVE

Elektrické energie vyrobená fotovoltaickou elektrárnou může být stanovena méně, či více komplexním způsobem. Při posuzování aplikací fotovoltaických systémů je vždy nutné volit kompromis mezi složitostí výpočtu a mírou zohlednění technických vlastností použitých komponent. U hodnocení běžných FV systémů se v praxi zřídka používají komplexní simulační modely, v českém prostředí se můžeme setkat s výpočetním postupem podle technické normy ČSN EN 15316-4-3⁴³ a s tzv. zjednodušenou bilanční metodou.

Metodika výpočtu uvedená v ČSN EN 15316-4-3 představuje rychlý a jednoduchý postup, jehož výsledkem je hodnota produkce elektrické energie stanovená na základě dávky slunečního ozáření, špičkového výkonu elektrárny a výkonnostních součinitelů, výpočet je možné provést pro roční, měsíční nebo hodinový časový krok⁴⁴. Elektrická energie dodaná fotovoltaickým moduly v hodinovém měřítku se dle zmíněné normy stanoví jako:

$$E_{el,pv,out,h} = \frac{E_{sol,pv,h} \cdot P_{pk} \cdot f_{perf}}{I_{ref}} \quad (2-1)$$

kde:

$E_{el,pv,out,h}$	elektrická energie dodaná FV moduly	[kWh]
$E_{sol,pv,h}$	dávka slunečního ozáření	[kWh.m ⁻²]
P_{pk}	špičkový výkon FV systému	[kW]
f_{perf}	činitel výkonosti FV systému	[-]
I_{ref}	referenční sluneční ozáření rovné 1 kW.m ⁻²	[kW.m ⁻²]

Činitel výkonosti FV systému se stanoví v závislosti na soustavě přeměny stejnosměrného proudu na střídavý proud, provozní teplotě modulů a na druhu integrace modulů do budovy. Norma udává informativní hodnoty činitele výkonosti systému podle druhu integrace modulů, jeho hodnota činí 0,70 pro nevětrané moduly, 0,75 pro mírně větrané moduly a 0,80 pro silně větrané moduly nebo nuceně větrané moduly.

Špičkový výkon fotovoltaického systému se získá z parametrů FV pole při normových zkušebních podmínkách (referenční zkušební hodnoty teploty článku 25 °C, ozáření v rovině o hodnotě 1 kW.m⁻², referenční sluneční spektrum AM 1,5 při zkoušce FV modulu). Alternativně lze jeho orientační hodnotu vypočítat podle vztahu:

$$P_{pk} = K_{pk} \cdot A \quad (2-2)$$

kde:

P_{pk}	špičkový výkon FV systému	[kW]
K_{pk}	součinitel špičkového výkonu	[kW.m ⁻²]
A	celková činná plocha všech modulů (bez rámu)	[m ²]

⁴³ ÚNMZ. ČSN EN 15316-4-3. *Energetická náročnost budov: Metoda výpočtu potřeb energie a účinností soustav*. 2019. Část 4-3: Výroba tepla, solární tepelné a fotovoltaické soustavy, Modul M3-8-3, M8-8-3, M11-8-3

⁴⁴ ÚNMZ, pozn. 43

Součinitel špičkového výkonu představuje referenční účinnost FV modulu, jeho informativní hodnoty pro různé druhy FV modulů jsou v normě uvedeny. Pro moduly z monokrystalického křemíku se jedná o hodnoty 0,12 až 0,18 kW.m⁻² v případě polykrystalického 0,1 až 0,16 kW.m⁻².

Zjednodušená bilanční metoda na rozdíl od postupu uvedeného v ČSN EN 15316-4-3 uvažuje s vlivem teploty a používá parametry konkrétního FV modulu. Umožňuje stanovit produkci elektrické energie v jednotlivých měsících roku za pomoci měsíční dávky slunečního záření a korekce na klimatické podmínky v daném měsíci, oproti metodice uvedené v normě je přesnější. Zjednodušenou bilanční metodu detailně popisuje příspěvek docenta T. Matušky⁴⁵.

Autorem vytvořený výpočetní model FVE počítá hodinové hodnoty výroby na základě hodinových hodnot intenzity záření na nakloněnou rovinu získaných podle podkapitoly 2.1.4.1., podle následující rovnice:

$$E_{FVE,1h} = n_{mod} \cdot A_{mod} \cdot \eta_{mod} \cdot k_{\eta} \cdot E_{sol,1h} \cdot \eta_{sys} \quad (2-3)$$

kde:

$E_{FVE,1h}$	elektrická energie vyrobená v dané hodině roku	[kWh]
n_{mod}	počet modulů	[ks]
A_{mod}	aktivní plocha modulu	[m ²]
η_{mod}	jmenovitá účinnost modulu	[-]
k_{η}	koeficient zohledňující degradaci modulů	[-]
$E_{sol,1h}$	energie slunečního záření dopadající na moduly v dané hodině roku	[kWh.m ⁻²]
η_{sys}	účinnost navazujících systémů	[-]

Aktivní plocha modulu byla stanovena odhadem pro vybraný FV modul na 94 % plošných rozměrů. Jmenovitá účinnost modulu odpovídá účinnosti udávané výrobcem pro standardní testovací podmínky (STC). Účinnost navazujících systémů má za cíl zohledňovat všechny ztráty v systému FVE mimo ztráty ve FV modulech, jedná se tedy primárně o ztráty vznikající ve střídačích a v rozvodech, pro výpočet byla použita hodnota 0,9. Nevýhodnou navržené rovnice je absence přímého vlivu klimatických podmínek, zejména teploty okolního vzduchu. Celý výpočet výroby je proto postaven na opatrném přístupu, který je založen jednak na použití garantované hodnoty výkonu, jenž je již v prvním kroku výpočtu nižší než výkon jmenovitý viz dále, a na vysoké hodnotě ztrát v navazujících systémech elektrárny, která je v kontrastu s vysokou účinností vybraných střídačů.

Podstatnou proměnnou sestavné rovnice je koeficient zohledňující degradaci modulů. Výpočet dle rovnice (2-3) se v programu provádí pro každou hodinu modelového roku a navazující výpočty taktéž, jelikož však v průběhu životnosti bude docházet k postupné degradaci FV modulů, výkonnost, respektive účinnost elektrárny se bude postupem času snižovat a výroba energie bude i při absolutně totožných klimatických podmínkách každý rok jiná. Koeficient zohledňující degradaci modulů se tak ve výpočtu pro každý rok mění podle údajů garantovaných

⁴⁵ MATUŠKA, Tomáš. *Zjednodušený bilanční výpočet ročních přínosů fotovoltaických instalací* [online]. 7. 3. 2016 [cit. 2021-11-05]. ISSN 1801-4399. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/13878-zjednoduseney-bilancni-vypocet-rocnich-prinosu-fotovoltaickych-instalaci>

výrobce⁴⁶. Pro první rok výrobce garantuje, že výkon modulů nebude menší než 97,5 % jmenovitého výkonu:

$$k_{\eta,rok(1)} = 0,975 \quad (2-4)$$

Model tedy konzervativně uvažuje od počátku hodnocení s výkonem na nižší úrovni, než je výkon jmenovitý. Od roku 2 až do roku 25 výrobce deklaruje lineární pokles výkonu, kdy roční pokles výkonu nebude činit více než 0,6 % ze jmenovitého výkonu. Tento pokles lze definovat vztahem:

$$k_{\eta,rok(X)} = \frac{P_{FVE,rok(X-1)} - P_{FVE,rok(0)} \cdot k_{P,mod}}{P_{FVE,rok(0)}} \quad (2-5)$$

kde:

$k_{\eta,rok(X)}$	koeficient zohledňující degradaci modulů pro rok X	[-]
$P_{FVE,rok(X-1)}$	výkon FVE v předchozím roce	[kWp]
$P_{FVE,rok(0)}$	výkon FVE v roce 0 (instalovaný výkon FVE)	[kWp]
$k_{P,mod}$	garantovaný maximální roční pokles výkonu modulu (použita hodnota 0,6 %)	[-]

Koeficient zohledňující degradaci modulů je jedinou proměnou rovnice (2-3), která se pro konkrétní rok hodnocení mění, ostatní proměnné zůstávají pro dané hodiny modelového roku stejné po celou dobu hodnocení.

Výpočet hodinové výroby FVE je zahrnut ve vytvořeném programu ve funkci nazvané „modelFVE“, argumentem této funkce je právě rok hodnocení. Tato funkce je definována jako funkce bez návratové hodnoty, výpočty energetických i ekonomických proměnných se provádí pomocí cyklu For po jednotlivých hodinách modelového roku a výsledky se postupně ukládají do několika sloupcové matice (v programu se jedná se o list „mVysledku“). V další části těla funkce jsou vybrané energetické a ekonomické proměnné sečteny na úrovni celého roku i jednotlivých měsíců a na základě hodnoty proměnné „tiskVysledkuRok“ či „tiskVysledkuMěsíc“ mohou být po provedení výpočtů v prostředí programu vytištěny.

2.1.4.5 Metodika výpočtu úspory dodávky elektrické energie

Výpočetní model využívá vypočítané hodinové hodnoty výroby FVE pro výpočet nové energetické bilance vzhledem ke spotřebě definované dle podkapitoly 2.1.4.2. Pomocí cyklu For se postupně pro každou hodinu modelového roku porovnává spotřeba elektrické energie průmyslového areálu s výrobou elektrické energie fotovoltaickou elektrárnou.

Pokud se v dané hodině spotřebuje více elektrické energie, než se jí vyrobí fotovoltaickou elektrárnou, model takovou hodinu vyhodnotí jako hodinu bez přetoku elektrické energie do distribuční sítě a dojde k uspoření dodávky elektrické energie z distribuční soustavy ve výši energie v dané hodině vyrobené elektrárnou:

$$E_{úspora,1h} = E_{spotřeba,1h} - E_{FVE,1h} \quad (2-6)$$

⁴⁶ CANADIAN SOLAR INC. *Limited warranty statement: photovoltaic KU-MS module products* [online]. 2020 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/PV_Ku-MS_Module_Warranty_en.pdf

$$E_{přetok,1h} = 0 \quad (2-7)$$

kde:

$E_{úspora,1h}$	uspořená dodávka elektrické energie z DS v dané hodině modelového roku	[kWh]
$E_{spotřeba,1h}$	elektrická energie spotřebovaná v dané hodině modelového roku v rámci průmyslového areálu	[kWh]
$E_{FVE,1h}$	elektrická energie vyrobená FVE v dané hodině	[kWh]
$E_{přetok,1h}$	elektrická energie dodaná do DS v dané hodině	[kWh]

Pokud je množství vyrobené elektrické energie fotovoltaickou elektrárnou v konkrétní hodině vyšší, než kolik je aktuálně spotřebováno, dochází k přetoku energie do distribuční soustavy ve výši rozdílu energie vyrobené a spotřebované.

$$E_{úspora,1h} = E_{spotřeba,1h} \quad (2-8)$$

$$E_{přetok,1h} = E_{FVE,1h} - E_{spotřeba,1h} \quad (2-9)$$

kde:

$E_{úspora,1h}$	uspořená dodávka elektrické energie z DS v dané hodině modelového roku	[kWh]
$E_{spotřeba,1h}$	elektrická energie spotřebovaná v dané hodině modelového roku	[kWh]
$E_{FVE,1h}$	elektrická energie vyrobená FVE v dané hodině roku	[kWh]
$E_{přetok,1h}$	elektrická energie dodaná do DS	[kWh]

Pomocí součtu zmíněných energetických proměnných v intervalech daném pořadím hodin v roce se následně získávají celkové hodnoty elektrické energie pro jednotlivé měsíce i celý rok.

2.1.4.6 Metodika výpočtu finančních úspor

V návaznosti na výpočet nové energetické bilance, respektive úspory energie dodávané z DS a přetok energie do DS, jsou pro jednotlivé hodiny počítány finanční úspory. Navrhovaná instalace FVE nebude mít vliv na hodnotu sjednávaného rezervovaného příkonu, celková finanční úspora se proto skládá z následujících částí:

- Úspora za nákup elektrické energie na denním trhu (tržní cena).
- Úspora za služby provozovatele DS (regulovaná cena).
- Úspora za systémové služby (regulovaná cena).
- Přírůstek peněz z prodeje elektrické energie přetečené do DS (pevně stanovená cena).

V případě přetoku elektrické energie do distribuční sítě dochází k finančnímu příjmu za jejich prodej. V modelu je nastavena pevná výkupní cena ve výši 800 Kč.MWh⁻¹ bez DPH, a to kvůli malému ročnímu množství vykupované elektrické energie, v případě většího množství vykupované elektřiny je již v současné době možné počítat s výkupní cenou rovnou aktuální ceně na denním trhu. Výše finančního příjmu z prodeje elektřiny v jednotlivých hodinách se vypočte na základě množství el. energie vypočtené podle rovnice (2-9) jako:

$$P_{prodej,1h} = E_{přetok,1h} \cdot 800 \quad (2-10)$$

kde:

$P_{prodej,1h}$	příjem za prodej elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$E_{přetok,1h}$	elektrická energie dodaná do DS	[MWh]

Je vhodné zmínit, že FVE s instalovaným výkonem vyšším než 30 kW není dle § 8 ve 47. části zákona číslo 261/2007 Sb. o stabilizaci veřejných rozpočtů ve znění pozdějších předpisů osvobozena od daně z elektřiny definované tímto zákonem ⁴⁷. V případě realizace FVE nad 30 kW je nutné na základě evidence výroby daň přiznávat a hradit. V rámci modelu daň z elektřiny figuruje pouze v rámci výpočtu přírůstku peněz z prodeje přetečené elektrické energie, jelikož vykázanou daň za vyrobenou elektřinu, jež je spotřebována v místě výroby, by Společnost zaplatila i v případě dodávky z distribuční soustavy. Zákonná sazba daně z elektřiny činí 28,30 Kč.MWh⁻¹ bez DPH. Kladný tok hotovosti (přírůstek peněz) za prodej elektřiny se tedy vypočte jako:

$$CF_{prodej,1h} = P_{prodej,1h} - E_{přetok,1h} \cdot 28,30 \quad (2-11)$$

kde:

$CF_{prodej,1h}$	tok hotovosti z prodeje elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$P_{prodej,1h}$	příjem za prodej elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$E_{přetok,1h}$	elektrická energie dodaná do DS v dané hodině modelového roku	[MWh]

Finanční úspora za nákup elektrické energie na denním trhu je stanovena dle rovnice:

$$U_{nákup,1h} = E_{úspora,1h} \cdot C_{EE,1h} \quad (2-12)$$

kde:

$U_{nákup,1h}$	úspora za nákup elektrické energie v dané hodině modelového roku	[EUR, Kč]
$E_{úspora,1h}$	uspořená dodávka elektrické energie z DS v dané hodině modelového roku	[MWh]
$C_{EE,1h}$	cena elektrické energie na denním trhu v dané hodině modelového roku	[EUR.MWh ⁻¹ , Kč.MWh ⁻¹]

Úspora za nákup elektřiny je pro úplnost v modelu počítána jak v eurech, tak v českých korunách. Ceny jsou stanoveny dle podkapitoly 2.1.4.3. Hodiny se zápornou cenou elektřiny na denním trhu jsou rovněž zohledněny, snižují úsporu.

Zbývající část celkové úspory bude tvořit relevantní část plateb za regulované služby. Jelikož nebude mít navrhovaná realizace FVE vliv na sjednávány rezervovaný příkon, jedná se o ceny spjaté pouze s množstvím dodané elektrické energie. Výši těchto cen stanovuje aktuálně platné cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu. Autor čerpal z cenového rozhodnutí číslo 8/2021 ze dne 30. listopadu 2021, kterým se stanovují ceny za související služby v

⁴⁷ ČR. Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2007, částka 85. ISSN 1211-1244.

elektroenergetice a ostatní regulované ceny ⁴⁸. Konkrétně se jedná zčásti o cenu za systémové služby poskytované provozovatelem přenosové soustavy (v použitém cenovém rozhodnutí dle bodu 3.1 jde o částku 113,53 Kč.MWh⁻¹ bez DPH) a dále o cenu za použití sítí provozovatele distribuční soustavy nad 1 kV (v použitém cenovém rozhodnutí dle bodu 4.40, pro oblast ČEZd a hladinu napětí vn se jedná o částku ve výši 83,12 Kč.MWh⁻¹ bez DPH). Úspora za použití sítí provozovatele distribuční soustavy bez DPH se tedy v modelu vypočte jako:

$$U_{distribuce,1h} = E_{úspora,1h} \cdot 83,12 \quad (2-13)$$

kde:

$U_{distribuce,1h}$	úspora za použití sítí PDS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$E_{úspora,1h}$	uspořená dodávka elektrické energie z DS v dané hodině modelového roku	[MWh]

Úspora za systémové služby poskytované PPS bez DPH se v modelu vypočte jako:

$$U_{sys,1h} = E_{úspora,1h} \cdot 113,53 \quad (2-14)$$

kde:

$U_{sys,1h}$	úspora za systémové služby PPS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$E_{úspora,1h}$	uspořená dodávka elektrické energie z DS v dané hodině modelového roku	[MWh]

Celkovou finanční úsporu vzniklou díky výrobě elektřiny fotovoltaickou elektrárnou lze poté pro libovolné časové období dané intervalem pořadového čísla hodin v roce (ve vzorci x, y) stanovit jako:

$$U_{celková,xyh} = \sum_x^y (U_{nákup,1h} + U_{distribuce,1h} + U_{sys,1h} + CF_{prodej,1h}) \quad (2-15)$$

kde:

$U_{celková,xyh}$	celková finanční úspora díky FVE v časovém intervalu daném hodinami x a y	[Kč]
$U_{nákup,1h}$	úspora za nákup elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$U_{distribuce,1h}$	úspora za použití sítí PDS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$U_{sys,1h}$	úspora za systémové služby PPS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$CF_{prodej,1h}$	tok hotovosti z prodeje elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]

Hodnoty celkové finanční úspory pro jednotlivé roky hodnocení dále vstupují do hodnocení ekonomické návratnosti projektu v podkapitole 3.2 na straně 88.

⁴⁸ ERÚ. Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 8/2021 [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/elektrina/cenova-rozhodnuti>

2.1.5 Výsledky výpočetního modelu FVE

Pro úplnost autor uvádí na následujících stranách kompletní výsledky modelových výpočtů pro první rok hodnocení, rozepsaný do jednotlivých měsíců, a následně i souhrn ročních výsledků pro celou dobu hodnocení FVE (25 let provozu). Tabulka 2.7 na str. 57 prezentuje výsledky prvního roku hodnocení, hodnoty energetických proměnných jsou k nalezení ve sloupci 1 až 5, hodnoty finančních proměnných udávají sloupce 6 až 14. Roční výsledky pro celou dobu hodnocení jsou k dispozici v tabulce 2.8 na str. 58.

Navržená FVE by neměla významný vliv na snížení dodávky elektrické energie z DS, roční hodnota odebrané energie by poklesla pouze zhruba o 3 %, konkrétně o 85 MWh. Měsíční bilance výroby elektrárny je v souladu s očekáváním, nejvyšších hodnot vyrobené energie je dosahováno v červnu a červenci, zatímco v zimních měsících je výroba minimální. Měsíční maximum výroby nastává v červnu s 11,609 MWh el. energie, nejnižší výroby bylo dosaženo v listopadu se 2,147 MWh vyrobené elektřiny. Téměř veškerá elektrická energie je z pohledu hodinového vyhodnocení spotřebována lokálně, konkrétně 99 % z vyrobené elektřiny. Přetoky do DS jsou v hodinovém rozlišení minimální, jedná se o pouhých 0,5 MWh za rok. Pro tak malé množství elektrické energie autor neočekává výkup za tržní cenu. Z finančního hlediska dochází pochopitelně k nejvyšší míře úspory v rámci ušetření nákupu el. energie na denním trhu, pro první rok se jedná zhruba o 136,1 tis. Kč, což představuje 90 % z výše celkové roční úspory. Úspora za neplacení poplatků za použití sítí PDS a systémové služby představuje přibližně 16,8 tis. Kč. Kladný tok hotovosti vzniklý prodejem přetečené el. energie je naprosto marginální, pod hodnotou 400 Kč ročně. Celková roční finanční úspora díky projektu FVE v prvním roce hodnocení činí 153,3 tis. Kč.

Stejně záhlaví jako tabulka 2.7 má i tabulka 2.8, která poskytuje výčet ročních hodnot energetických proměnných (sloupce 1 až 6) a ročních hodnot finančních proměnných (sloupce 7 až 14) pro celou dobu hodnocení. Pro každý rok hodnocení je ve sloupci 3 uvedena hodnota garantovaného výkonu, která determinuje roční výrobu elektrárny. Postupný pokles výkonu elektrárny, se kterým bylo v modelu uvažováno, ilustruje graf 2.3 na následující straně.

Postupným poklesem výkonu elektrárny se snižuje množství vyrobené energie, které je ve 25. roce provozu na 85% hodnotě celkové energie vyrobené v roce 1, zároveň dochází k postupnému snižování roční hodnoty přetoků el. energie do DS (vzhledem k hodinovému rozlišení výpočtů). Za 25 let provozu bude dle provedených výpočtů ušetřena dodávka z DS ve výši přibližně 1 975 MWh. Celková finanční úspora za 25 let provozu představuje téměř 3,5 mil. Kč, tato částka převyšuje odhadované investiční výdaje ve výši 2,2 mil. Kč (viz tabulka 3.1 na str. 90). Celková výše úspory je rovněž determinována použitým směnným kurzem (v modelu 25,275 Kč za euro). Pokud by model po celou dobu hodnocení počítal s kurzem 26,000 Kč za euro, celková finanční úspora za 25 let hodnocení by vzrostla o zhruba 90,5 tis. Kč, v případě kurzu 27,000 Kč za euro už změna představuje 215,5 tis. Kč.

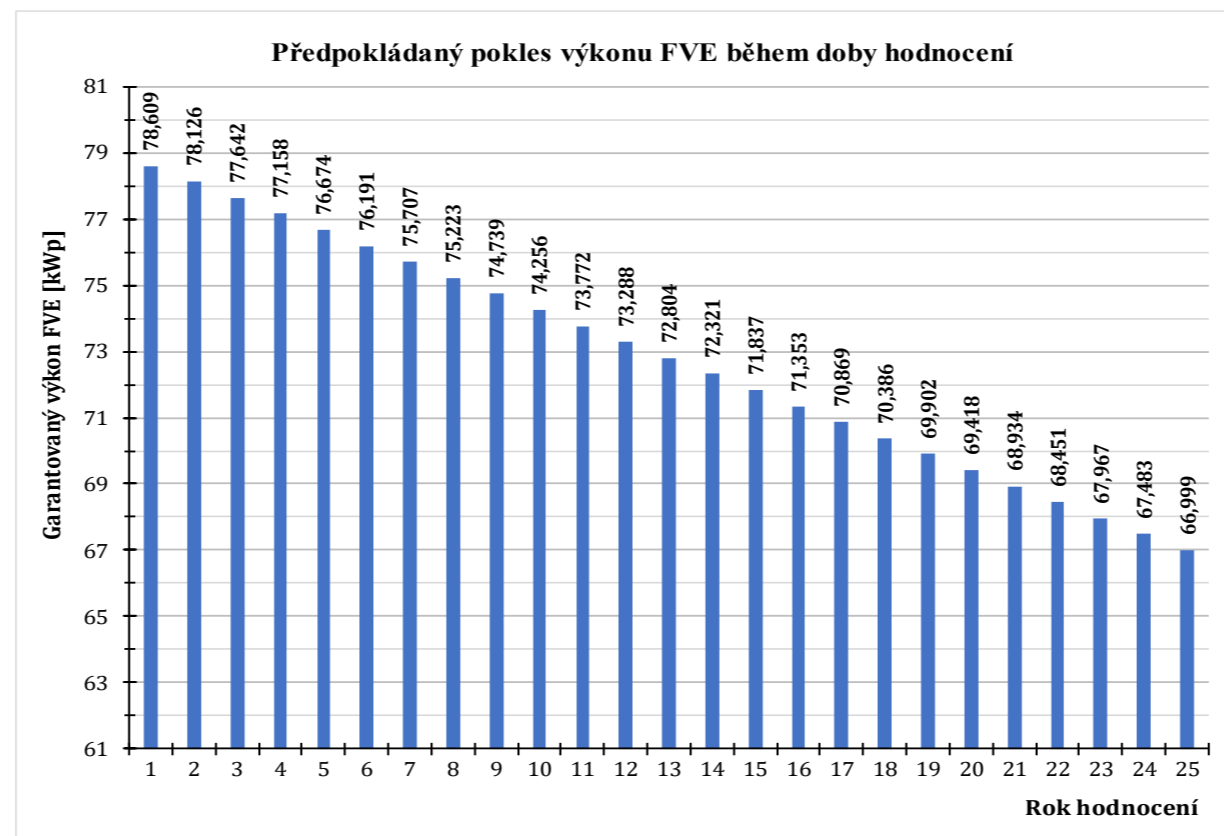
Tabulka 2.6 – Přehled vybraných výsledků modelování FVE pro 25 let provozu ⁴⁹

Kumulativní hodnoty vybraných proměnných modelu FVE po 25 letech provozu								
Výroba FVE	Úspora dodávky z DS	Přetoky do DS	Úspora za nákup elektřiny		Úspora za služby PDS	Úspora za systémové služby	Přírůstek hotovosti (přetoky)	Celková finanční úspora
[MWh]	[MWh]	[MWh]	[tis. EUR]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]	[tis. Kč]
1 983,6	1 975,4	8,1	124,9	3 156,6	164,2	224,3	6,3	3 551,4

⁴⁹ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem FVE.

Tabulka 2.7 – Přehled měsíčních výsledků modelových výpočtů pro první rok hodnocení⁵⁰

Řádek	Sloupec	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Měsíc roku 1	Uvažovaná spotřeba [MWh]	Dodávka z DS [MWh]	Výroba FVE [MWh]	Úspora dodávky z DS [MWh]	Přetoky do DS [MWh]	Úspora za nákup elektřiny [EUR]	Úspora za nákup elektřiny [Kč]	Příjem za přetoky do DS [EUR]	Příjem za přetoky do DS [Kč]	Daň z elektřiny za přetoky [Kč]	Úspora za služby PDS [Kč]	Úspora za systémové služby [Kč]	Přírůstek hotovosti (přetoky) [Kč]	Celková úspora [Kč]
1	leden	219,463	216,755	2,712	2,708	0,004	225,90	5 709,57	0,13	3,17	0,11	225,12	307,49	3,06	6 245,24
2	únor	208,966	203,889	5,077	5,077	0,000	398,59	10 074,28	0,00	0,00	0,00	421,99	576,37	0,00	11 072,64
3	březen	240,290	231,644	8,647	8,646	0,001	621,49	15 708,13	0,03	0,66	0,02	718,68	981,62	0,64	17 409,07
4	duben	191,013	181,872	9,181	9,141	0,039	563,53	14 243,27	1,24	31,30	1,11	759,83	1 037,82	30,19	16 071,12
5	květen	212,994	203,359	9,661	9,635	0,026	557,91	14 101,12	0,82	20,64	0,73	800,89	1 093,91	19,91	16 015,83
6	červen	194,233	182,707	11,609	11,526	0,083	601,16	15 194,25	2,63	66,54	2,35	958,03	1 308,53	64,18	17 525,00
7	červenec	194,015	182,556	11,542	11,459	0,083	698,79	17 661,81	2,62	66,34	2,35	952,50	1 300,98	63,99	19 979,29
8	srpen	192,991	183,736	9,431	9,255	0,176	566,05	14 306,85	5,58	140,91	4,98	769,26	1 050,69	135,93	16 262,73
9	září	238,736	230,728	8,065	8,008	0,057	468,86	11 850,46	1,81	45,65	1,61	665,61	909,13	44,04	13 469,24
10	říjen	255,931	250,526	5,421	5,405	0,017	354,32	8 955,40	0,52	13,20	0,47	449,26	613,62	12,73	10 031,01
11	listopad	217,082	214,935	2,147	2,147	0,000	159,05	4 020,04	0,00	0,00	0,00	178,44	243,73	0,00	4 442,21
12	prosinec	181,163	178,988	2,175	2,175	0,000	170,36	4 305,83	0,00	0,00	0,00	180,79	246,93	0,00	4 733,56
Celkem:		2 546,877	2 461,694	85,669	85,183	0,486	5 385,99	136 131,02	15,37	388,41	13,74	7 080,41	9 670,83	374,67	153 256,92



Graf 2.3 – Předpokládaný pokles výkonu FVE v čase⁵¹

⁵⁰ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem FVE.

⁵¹ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem FVE.

Tabulka 2.8 – Přehled ročních výsledků modelových výpočtů pro 25 let provozu ⁵²

Řádek	Sloupec	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	rok	Uvažovaná spotřeba [MWh]	Dodávka z DS [MWh]	Garantovaný výkon FVE [kWp]	Výroba FVE [MWh]	Úspora dodávky z DS [MWh]	Přetoky do DS [MWh]	Úspora za nákup elektřiny [EUR]	Úspora za nákup elektřiny [Kč]	Příjem za přetoky do DS [EUR]	Příjem za přetoky do DS [Kč]	Daň z elektřiny za přetoky [Kč]	Úspora za služby PDS [Kč]	Úspora za systémové služby [Kč]	Přírůstek hotovosti (přetoky) [Kč]	Celková úspora [Kč]
1	1	2 546,877	2 461,694	78,609	85,669	85,183	0,486	5 385,99	136 131,02	15,37	388,41	13,74	7 080,41	9 670,83	374,67	153 256,92
2	2	2 546,877	2 462,206	78,126	85,141	84,671	0,470	5 353,60	135 312,14	14,88	376,04	13,30	7 037,88	9 612,73	362,73	152 325,48
3	3	2 546,877	2 462,718	77,642	84,614	84,159	0,455	5 321,19	134 493,03	14,39	363,80	12,87	6 995,33	9 554,61	350,93	151 393,90
4	4	2 546,877	2 463,230	77,158	84,087	83,647	0,440	5 288,74	133 672,82	13,93	352,11	12,46	6 952,72	9 496,42	339,66	150 461,62
5	5	2 546,877	2 463,743	76,674	83,560	83,134	0,426	5 256,26	132 851,99	13,48	340,72	12,05	6 910,08	9 438,18	328,67	149 528,93
6	6	2 546,877	2 464,256	76,191	83,033	82,621	0,412	5 223,77	132 030,77	13,04	329,54	11,66	6 867,43	9 379,92	317,88	148 596,00
7	7	2 546,877	2 464,770	75,707	82,505	82,107	0,398	5 191,27	131 209,40	12,60	318,44	11,26	6 824,76	9 321,64	307,17	147 662,97
8	8	2 546,877	2 465,283	75,223	81,978	81,594	0,384	5 158,76	130 387,59	12,17	307,59	10,88	6 782,07	9 263,33	296,71	146 729,69
9	9	2 546,877	2 465,797	74,739	81,451	81,080	0,371	5 126,24	129 565,63	11,74	296,83	10,50	6 739,36	9 205,01	286,33	145 796,33
10	10	2 546,877	2 466,311	74,256	80,924	80,566	0,358	5 093,72	128 743,67	11,32	286,07	10,12	6 696,66	9 146,68	275,95	144 862,97
11	11	2 546,877	2 466,825	73,772	80,397	80,052	0,344	5 061,18	127 921,28	10,90	275,53	9,75	6 653,94	9 088,32	265,79	143 929,32
12	12	2 546,877	2 467,339	73,288	79,869	79,538	0,331	5 028,62	127 098,47	10,49	265,19	9,38	6 611,19	9 029,94	255,81	142 995,41
13	13	2 546,877	2 467,853	72,804	79,342	79,024	0,319	4 996,07	126 275,67	10,08	254,85	9,02	6 568,45	8 971,56	245,83	142 061,50
14	14	2 546,877	2 468,368	72,321	78,815	78,509	0,306	4 963,49	125 452,21	9,69	244,89	8,66	6 525,66	8 913,12	236,23	141 127,21
15	15	2 546,877	2 468,883	71,837	78,288	77,994	0,294	4 930,90	124 628,42	9,30	235,12	8,32	6 482,86	8 854,65	226,80	140 192,72
16	16	2 546,877	2 469,399	71,353	77,761	77,478	0,282	4 898,26	123 803,59	8,93	225,83	7,99	6 440,00	8 796,12	217,84	139 257,55
17	17	2 546,877	2 469,914	70,869	77,233	76,963	0,271	4 865,61	122 978,28	8,58	216,75	7,67	6 397,12	8 737,55	209,08	138 322,04
18	18	2 546,877	2 470,431	70,386	76,706	76,446	0,260	4 832,94	122 152,65	8,22	207,85	7,35	6 354,23	8 678,97	200,50	137 386,35
19	19	2 546,877	2 470,947	69,902	76,179	75,930	0,249	4 800,27	121 326,72	7,88	199,12	7,04	6 311,32	8 620,35	192,07	136 450,46
20	20	2 546,877	2 471,463	69,418	75,652	75,414	0,238	4 767,59	120 500,71	7,53	190,42	6,74	6 268,40	8 561,73	183,69	135 514,53
21	21	2 546,877	2 471,980	68,934	75,125	74,897	0,227	4 734,89	119 674,30	7,20	181,93	6,44	6 225,46	8 503,09	175,49	134 578,35
22	22	2 546,877	2 472,497	68,451	74,597	74,380	0,217	4 702,16	118 847,07	6,88	173,85	6,15	6 182,48	8 444,38	167,70	133 641,64
23	23	2 546,877	2 473,014	67,967	74,070	73,863	0,207	4 669,41	118 019,44	6,57	165,99	5,87	6 139,48	8 385,65	160,11	132 704,68
24	24	2 546,877	2 473,532	67,483	73,543	73,345	0,198	4 636,66	117 191,47	6,26	158,31	5,60	6 096,46	8 326,88	152,71	131 767,52
25	25	2 546,877	2 474,050	66,999	73,016	72,827	0,189	4 603,88	116 363,02	5,97	150,87	5,34	6 053,41	8 268,09	145,53	130 830,05
Celkem:		63 671,925	61 696,502	-	1 983,555	1 975,423	8,133	124 891,45	3 156 631,36	257,41	6 506,04	230,15	164 197,15	224 269,76	6 275,89	3 551 374,16

⁵² Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem FVE.

2.2 Kogenerační jednotka

Společnosti bylo pořízení kogenerační jednotky (v textu též KJ) již několikrát navrhováno dodavatelem energie, Společnost však o proveditelnosti provozu kogenerační jednotky pochybuje a pomoci v dalším rozhodování by měly mimo jiné výsledky této práce. S ohledem na stávající decentrální koncepci vytápění a rozmístění jednotlivých tepelných zdrojů se jako vhodné jeví pořízení KJ pouze pro zásobování teplem objektu administrativní přístavby (SO 02). Autor předpokládá provoz jednotky plně dle požadované potřeby tepla, aby bylo zamezeno nevhodnému využití spalovaného zemního plynu. Výroba elektrické energie kogenerační jednotkou bude mít v takovém případě sekundární význam.

2.2.1 Obecná charakteristika

Termín kogenerace představuje proces kombinované výroby elektřiny a tepla (KVET), při kterém dochází k využití transformované energie paliva v rámci dodávek energie tepelné i elektrické. Motivací k využití kogenerace je zejména šetření primárních energetických zdrojů, v českém prostředí především fosilních paliv využívaných v kondenzačních elektrárnách. V případě decentrálního umístění kogeneračních zařízení do míst spotřeby rovněž dochází k úspoře energetických ztrát v přenosových a distribučních sítích.

Kombinovaná výroba elektřiny a tepla je v ČR využívána především v rámci rozsáhlých soustav centrálního zásobování teplem, v posledních dvou dekadách dochází k postupnému rozšiřování kogenerace i v průmyslu a v rámci komunálních a komerčních projektů. Tradičním kogeneračním zařízením je parní turbína. Dnes se rozšiřuje využití především paroplynových kogeneračních zařízení a v aplikacích s nižším tepelným výkonem též spalovacích motorů. Využívá se celá řada paliv, mimo tradiční černé a hnědé uhlí, stále více i zemní plyn. Dále paliva zařazovaná mezi obnovitelné zdroje energie, mezi které patří biomasa a bioplyn, nebo druhotné zdroje energie, kterými jsou tuhé odpady a důlní, kalové nebo skládkové plyny.

Provoz kogeneračních zařízení bývá zpravidla determinován potřebou tepelné energie. Dodáváno může být vysokopotenciální teplo pro technologické účely i teplo nízkopotenciální pro potřeby teplárenství. Doba využití vybraných kogeneračních zařízení se odvíjí především od palivových výdajů, další omezení představuje například výkonová flexibilita nebo časové rozložení potřeby tepla. Kogenerační zařízení lze na základě jejich nasazování do provozu v průběhu roku rozdělit na základní a špičkové, ojedinele i záložní. Některé společnosti dnes dokonce agregují kogenerační zařízení svých zákazníků pro účely poskytování služeb výkonové rovnováhy provozovateli přenosové elektrizační soustavy, pro zamezení nevhodného využití paliva je v takovém případě vhodné přebytečné vyrobené teplo akumulovat. Doba využití kogeneračních zdrojů pro účely teplárenství je vázána na topné sezónou, která typicky probíhá od září do května, zdroje využívají ušlechtilá paliva pracují obvykle kratší dobu.

Intenzivnějšímu rozvoji kogenerace brání především vysoké investiční výdaje nebo vysoké provozní výdaje v porovnání s potenciálními finančními úsporami, v případě soustav zásobování teplem značnou část investic představují i samotné rozvodné sítě tepelné energie. V České republice se proto vysokoúčinná KVET řadí mezi podporované zdroje energie⁵³.

Na kogenerační zařízení jsou kladeny omezení vypouštění škodlivých látek do životního prostředí⁵⁴, dále je nutné respektovat maximální povolené meze zatížení hlukem a vibracemi⁵⁵. Největší problém však pro teplárenský sektor v posledních letech představuje systém emisních

⁵³ ČR. Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2012, částka 59. ISSN 1211-1244.

⁵⁴ ČR. Zákon č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2012, částka 69. ISSN 1211-1244.

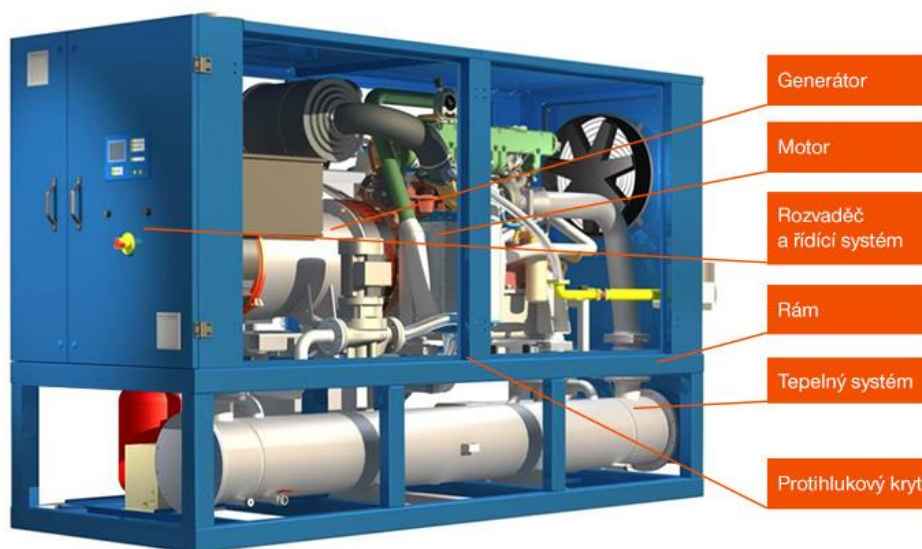
⁵⁵ ČR. Nařízení vlády č. 272/2011 Sb., o ochraně zdraví před nepříznivými účinky hluku a vibrací. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2011, částka 97. ISSN 1211-1244.

povolenek EU ETS, který výrazně zhoršuje ekonomiku celého sektoru. Hranicí pro zahrnutí zdroje do systému je tepelným příkon vyšší než 20 MW, což zapříčiňuje rozvoj menších zdrojů emisí. V budoucnu lze očekávat rozšíření systému i na menší zdroje, které doposud zahrnuty nejsou.

Pro účely této práce budou dále blíže popsána pouze kogenerační zařízení využívající spalovací motory. Pro bližší obecné informace o kogeneraci a jiných druzích kogeneračních zařízení autor doporučuje monografii „Kogenerační jednotky – zřizování a provoz“ docenta J. Krbka a docenta B. Polesného⁵⁶.

2.2.1.1 Kogenerační jednotky se spalovacími motory

Technologie používaná v KJ se spalovacími motory je založena na pístových vznětových a zážehových motorech využívajících kapalná paliva. Kogenerační spalovací motory jsou upraveny pro využití levnějších plyných paliv, především zemního plynu. Hlavními částmi KJ jsou pohonná jednotka, elektrický generátor a tepelné výměníky. Navazující zařízení dále zajišťující vyvedení elektrického a tepelného výkonu, přivedení spalovacího vzduchu, odvod spalin a samozřejmě kontrolu a řízení celé kogenerační jednotky. Hlavní konstrukční části bývají obvykle umístěny v rámu a mohou být zakryty protihlukovým krytem, jednotky větších výkonů bývají často nabízeny v kontejnerovém provedení. Konstrukční uspořádání jednotky menšího výkonu ilustruje následující obrázek. Na českém trhu jsou k dispozici zařízení s elektrickými výkony od desítek kW až po jednotky MW, výkon se odvíjí od velikosti spalovacího motoru, respektive počtu jeho válců. Instalace je možná do venkovních prostor či do prostor odhlučněných kotelen a strojoven.



Obrázek 2.12 – Konstrukční uspořádání KJ se spalovacím motorem menšího výkonu⁵⁷

Spalovací motor pohání přes hřídel elektrický generátor a současně produkuje odpadní teplo. Blok válců a hlava spalovacího motoru, mazací olej a výfukové plyny jsou ochlazovány pomocí chladicího okruhu z něhož je teplo dále předáváno topné vodě. Chladicí okruh motoru se označuje jako primární, navazující okruh topné vody jako okruh sekundární. Ohřev topné vody je možný na teplotu okolo 80 °C, pro dosažení vyšších teplot je nutné použít primární okruh s vyšším tlakem. V menším rozsahu je možné i vyrábět páru díky výměníku tepla využívající

⁵⁶ KRBEK, Jaroslav a Bohumil POLESNÝ. *Kogenerační jednotky - zřizování a provoz*. Praha: GAS, 2007. GAS. ISBN 978-80-7328-151-9.

⁵⁷ ČEZ ENERGO, S. R. O. *O kogeneraci: Model kogenerační jednotky* [online]. ČEZ, A. S. [cit. 2021-12-15]. Dostupné z: <https://www.cezenergo.cz/cs/o-kogeneraci/model-kogenerace>

vysokou teplotu výfukových plynů (až 540 °C). Výroba páry je však technicky náročná, proto se KJ se spalovacími motory používají především pro ohřev či přehřev topné vody.⁵⁸

Nejmenší kogenerační jednotky jsou dvou, tří či čtyřválcové a nabízejí se společně s výměníky v kompaktním provedení, větší jednotky s dvanácti, šestnácti až osmnácti válci vyžadují samostatné příslušenství a mají větší prostorové nároky. U menších strojů se využívají asynchronní elektrické generátory, u větších strojů generátory synchronní se čtyřmi či šesti póly, což odpovídá 1 500 či 1 000 otáčkám rotoru za minutu.⁵⁹

Cyklický lineární pohyb pístů a přenos mechanické energie na klikovou hřídel vede oproti jiným kogeneračním zařízením k vyšší míře mechanického opotřebení a vyšším nárokům na tlumení vibrací. Hlučnost, vibrace, spotřeba mazacích olejů a častý servis představují hlavní nevýhody kogeneračních jednotek se spalovacími motory. V důsledku vysokých teplot při spalování plynu rovněž ve vyšší míře vznikají nežádoucí oxidy dusíku (NO_x), které společně s oxidem uhelnatým (CO) představují hlavní sledované emise. Výhodou kogeneračních jednotek se spalovacími motory je naopak vysoká provozní výkonová flexibilita a vysoká celková účinnost. Elektrická účinnost roste se zvyšujícím se výkonem, pohybuje se přibližně v rozmezí 30 až 43 %. Tepelná účinnost naopak se zvyšujícím se výkonem klesá, pohybuje se v rozmezí 46 až 64 %, při vyšším využití energie spalín dosahuje dokonce až 72 %.

2.2.1.2 Kogenerační jednotka TEDOM Micro 30

V této podkapitole je blíže popsána kogenerační jednotka typu Micro 30 společnosti TEDOM, a. s., která byla použita pro posouzení proveditelnosti projektu pořízení KJ. Vybraná jednotka spaluje zemní plyn a disponuje jmenovitým tepelným výkonem 58,1 kW a jmenovitým elektrickým výkonem 30 kW. Informace uvedené v této byly převzaty z technické dokumentace poskytnuté společností TEDOM, a. s.⁶⁰

Základní technické údaje uvádí tabulka 2.9 na následující straně. výrobce rovněž poskytl vybraná technická data při provozu jednotky na 100, 75 a 50 % jmenovitého elektrického výkonu, která jsou uvedena tabulce 2.10. Minimální trvalý elektrický výkon kogenerační jednotky nesmí klesnout pod 50 % jmenovitého výkonu, to odpovídá rozsahu tepelného výkonu mezi 58,1 až 39,0 kW. Vybraná kogenerační jednotka je určena pro připojení do střídavé elektrické sítě nízkého napětí s frekvencí 50 Hz, jmenovité napětí generátoru je 400 V.

Tepelný systém vybrané kogenerační jednotky je tvořen primárním a sekundárním okruhem. Primární okruh představuje vnitřní okruh vlastní kogenerační jednotky, který je dodáván z výrobního závodu. Náplní primárního okruhu je upravená voda v objemu 13 dm³ s maximálním pracovním tlakem 130 kPa, do kapaliny se přimíchávají aditiva pro snížení korozivního působení a v případě možnosti zamrznutí kapaliny v primárním okruhu se přimíchává i nemrznoucí směs. Sekundární okruh zajišťuje dodávku tepelného výkonu do připojeného systému s potřebou tepla, mimo rozvody sekundárního média je sekundární okruh vybaven čerpadlem, filtrem, expanzní nádobou a třicístným ventilem. Médium sekundárního okruhu je voda v chemicky rovnovážném stavu, která musí splňovat požadované parametry dle technické specifikace. Pracovní tlak sekundárního okruhu je maximálně 600 kPa, přičemž pro bezporuchový chod je vyžadován přetlak vyšší než 100 kPa.

V teplovodních topných systémech pracujících s teplotami shodnými se specifikací kogenerační jednotky je možné sekundární okruh zařízení připojit do rozdělovače a sběrače paralelně s jinými zdroji tepla. Na vstup a výstup zařízení je nutné instalovat uzavírací armatury pro odpojení zařízení od topného systému při provádění servisních prací. Výstup zařízení se

⁵⁸ KRBEK a POLESNÝ, pozn. 56, s. 33

⁵⁹ KARAFIÁT, Josef a kolektiv. ORTEP, S. R. O. *Sborník technických řešení zdrojů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla*. Praha, 2006, s. 43, 66 s. Dostupné také z: <https://www.mpo-efekt.cz/dokument/15.pdf>

⁶⁰ TEDOM, A. S. *Technická dokumentace: Kogenerační jednotka Micro 30*. Verze 2021. Technická specifikace – datový list, plán údržby, technické instrukce, rozměrový výkres.

vybaví pojistným ventilem o hodnotě tlaku odpovídající jmenovitému tlaku v topném systému. Na potrubí vratné vody do zařízení musí být namontován filtr pro zamezení vniknutí mechanických nečistot do kogenerační jednotky. Pro vyrovnání teplotní roztažnosti kapaliny v topném systému je nutné do systému připojit expanzní nádobu.

Tabulka 2.9 – Základní technické údaje kogenerační jednotky TEDOM Micro 30 ⁶¹

Parametr	Jednotka	Data
Výrobce	-	TEDOM, a. s.
Palivo	-	zemní plyn
Jmenovitý tepelný výkon	[kW]	58,1
Jmenovitý elektrický výkon	[kW]	30
Jmenovitá tepelná účinnost	[%]	62,8
Jmenovitá elektrická účinnost	[%]	32,4
Jmenovitá celková účinnost	[%]	95,2
Příkon v palivu	[kW]	92,5
Jmenovité elektrické napětí	[V]	400
Jmenovitý elektrický proud při $\cos \varphi = 0,95$	[A]	46
Frekvence elektrické sítě	[Hz]	50
Teplota sekundárního okruhu vstup/výstup	[°C]	65/85
Jmenovitý průtok vody (sekundární okruh)	[kg.s ⁻¹]	0,7
Maximální pracovní tlak	[kPa]	600
Přibližné rozměry (šířka x výška x hloubka)	[mm]	1440 x 2200 x 1860
Provozní hmotnost	[t]	1,3

Tabulka 2.10 – Rozšířené technické údaje kogenerační jednotky TEDOM Micro 30 ⁶²

Parametr	Jednotka	Data		
Relativní elektrický výkon*	[%]	100	75	50
Tepelný výkon	[kW]	58,1	45,9	39,0
Elektrický výkon	[kW]	30	22	15
Tepelná účinnost	[%]	62,8	64,0	68,9
Elektrická účinnost	[%]	32,4	31,4	26,5
Celková účinnost	[%]	95,2	95,4	95,4
Spotřeba zemního plynu	[m ³ .h ⁻¹]	9,8	7,6	6,0

*vzhledem ke jmenovitému elektrickému výkonu (30 kW)

Pro distribuovaný zemní plyn výrobce KJ požaduje minimálně 85% obsah metanu v objemu plynu, přívod plynu před zařízením rovněž musí být opatřen filtrem pro zajištění dalších požadovaných parametrů. Výrobce rovněž uvádí seznam schválených a doporučených mazacích olejů. Životnost mazacích olejů ovlivňuje druh i kvalita spalovaného plynu a dále způsob

⁶¹ TEDOM, A. S., pozn. 60, technická specifikace – datový list

⁶² TEDOM, A. S., pozn. 60, technická specifikace – datový list

používání kogeneračního zařízení, typ použitého motoru a okolní podmínky jako je teplota nebo prašnost prostředí. Mazací olej je nutné pravidelně měnit na základě plánu údržby v případě použití doporučených olejů nebo podle intervalu stanoveného na základě vzorkování v případě použití schváleného oleje. Ve vybrané kogenerační jednotce se nachází 30 dm³ mazacího oleje, přičemž jeho spotřeba se pohybuje v rozsahu 0,3 až 0,6 g na vyrobenou kWh.

Vzhledem k přítomnosti mazacích olejů a chladicích kapalin je nezbytné zabezpečit okolní životní prostředí proti úniku těchto látek. Drobné úniky lze zachycovat úkapovou vanou, pro vyšší stupeň ochrany se používá zachytňá vana. U vybrané kogenerační jednotky umožňuje samotné provedení KJ zachytit únik motorového oleje i chladicí kapaliny.

Vzniklé spaliny mají na výstupu z motoru teplotu 590 °C a jsou odváděny potrubím připojeným na přírubu zařízení, v hodinové množství se jedná až o 121 kg spalin. Jmenovitá teplota spalin na výstupu z kogenerační jednotky je 120 °C. V případě využití tepelného výkonu spalin, se vniklý kondenzát odvádí pomocí nátrubku. Pro následný odvod kondenzátu spalin je možné využít například sifonový odvaděč kondenzátu, který brání úniku spalin, a sběrnou nádobu nebo napojení na odpadní kanalizaci. V případě použití ekonomizéru lze tepelný výkon jednotky zvednout ze jmenovitých 58,1 kW až na 65,4 kW, v závislosti na teplotě vratné vody. Maximální elektrický výkon se v případě použití ekonomizéru nemění, pokud má tedy provozovatel kogenerační jednotky možnost zajistit dodávku tepla z jiného zdroje s vyšší tepelnou účinností není použití ekonomizéru pro provozovatele žádoucí.

Z pohledu umístování kogenerační jednotky je nezbytné zajistit dostatečný přívod spalovacího vzduchu i ventilaci vzduchu v jejím okolí. Kogenerační jednotka nasává vzduch pro potřeby spalování z vnitřního prostoru zařízení (protihlukového krytu či kontejnerové skříně), nebo z vnějšího okolního prostředí. Pro vybraný typ Micro 30 udává technická specifikace potřebu 114 kg spalovacího vzduchu za hodinu. Pro odvod tepelných ztrát vzniklých sáláním jsou všechny kogenerační jednotky standardně vybaveny ventilátory, při umístování KJ do prostoru je nutné respektovat požadované množství ventilačního vzduchu.



Obrázek 2.13 – Vizualizace vybrané kogenerační jednotky TEDOM Micro 30 ⁶³

⁶³ TEDOM, A. S. *TEDOM Micro 30* [online]. [cit. 2021-12-15]. Dostupné z: <https://www.tedom.com/cs/kogeneracni-jednotky/micro/>

2.2.2 Navrhované technické řešení

Autor navrhuje instalaci kogenerační jednotky s nízkým tepelným výkonem pro maximalizaci provozní doby na optimálních parametrech. Stávající zdroj tepla objektu SO 02 – tepelná centrála se jmenovitým výkonem 2 x 120 kW by zůstala zachována jako špičkový zdroj a záloha KJ. Využití kogenerační jednotky autor předpokládá primárně pro potřeby vytápění v období topné sezóny, stávající zdroj by měl naopak sloužit především pro dodávku tepelné energie v měsících mimo topnou sezónu a zároveň bude pomáhat s dodávkou tepla během výkonových špiček, které samotná KJ nebude schopna pokrýt. Při vlastním nastavování systému kontroly a řízení je vhodné zamezit sporadickému startování kogenerační jednotky pro krátkodobý ohřev TV, jelikož ve dnech plného provozu existuje výkonová špička v návaznosti na provoz sprch při střídání směn (přibližně 3 x 30 minut denně).

Pro posouzení proveditelnosti byla vybrána konkrétní kogenerační jednotka na zemní plyn od společnosti TEDOM, a. s. Vybraná jednotka je typu „Micro 30“ a má jmenovitý tepelný výkon 58,1 kW a jmenovitý elektrický výkon 30 kW, jedná se o výkonově druhou nejmenší jednotku nabízenou zmíněným výrobcem⁶⁴. Vybrané technické parametry jsou k dispozici v tabulkách v předchozí podkapitole. Firma TEDOM, a. s., poskytla vybrané technické a ekonomické informace. Jelikož firma nabízí implementaci svých zařízení na klíč, autor nevypracoval detailní technické řešení jako v případě posuzovaného záměru realizace fotovoltaické elektrárny.

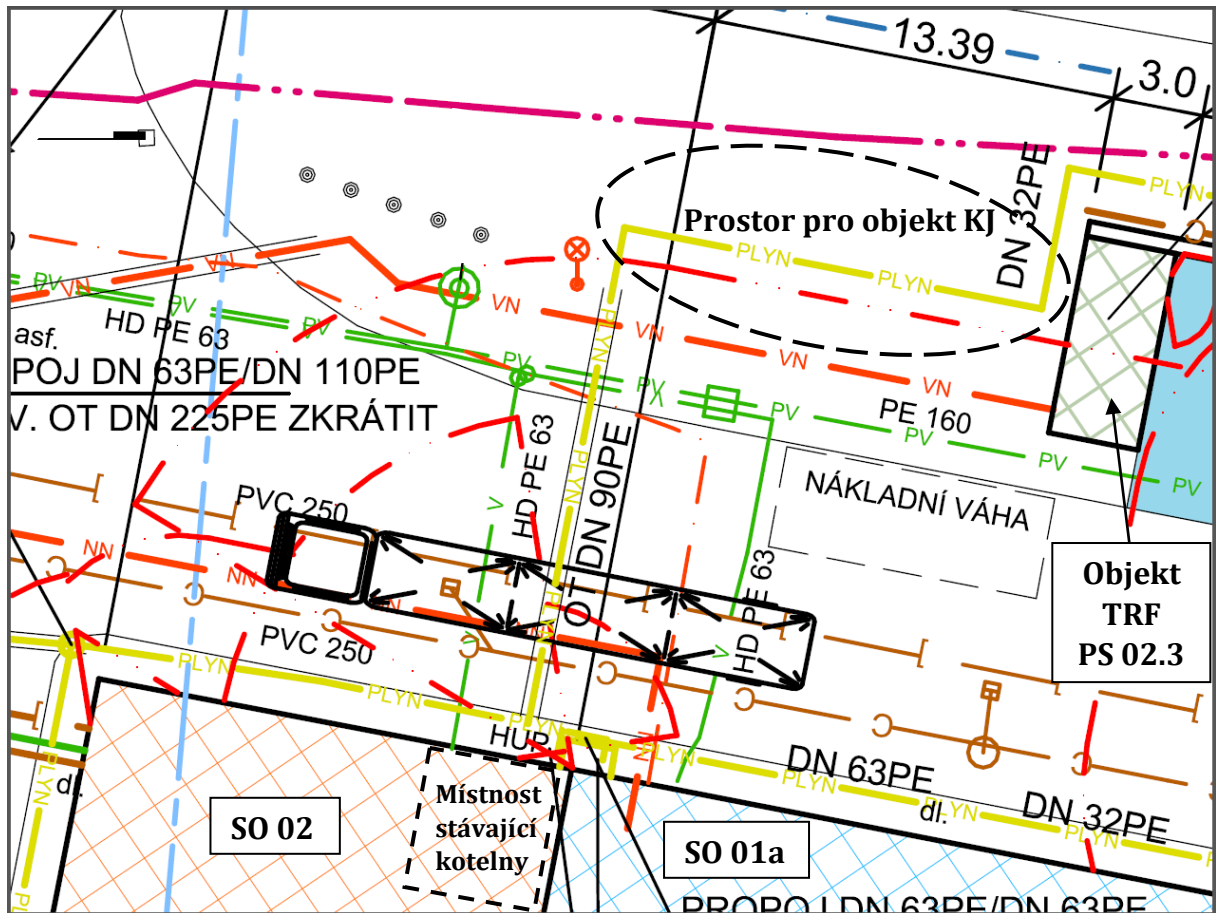
2.2.2.1 Umístění

Kogenerační jednotku je vhodné situovat co nejbližší spotřebičům tepelné energie pro minimalizaci energetických ztrát při dopravě teplé vody a zároveň blízko NTL plynové přípojky. Ideální by bylo umístění přímo do prostoru stávající kotelny v SO 02 kde se nachází i rozdělovací stanice teplé vody, v místnosti kotelny však není žádná prostorová rezerva. Jednotku je proto nutné umístit mimo objekt SO 02 ve venkovním prostoru, nejlépe v blízkosti severní strany zásobovaného objektu. Identifikován byl jediný vhodný prostor, severně od objektu SO 02 a za přílehnou komunikací s nákladní vahou (viz upravený výřez z koordinační situace plánovaného rozvoje areálu na obrázku 2.14 na následující straně). Vybraný prostor se mírně svažuje od severu k jihu a je v současné době pokryt křovinnou vegetací. Pro KJ bude nutné vybudovat jednoduchý zděný objekt či jednoduchý přístřešek s obvodovými stěnami, jednak pro umístění vlastní jednotky a navazující technologie a dále pro omezení nežádoucí hlukové zátěže. Autor předpokládá, že pro minimalizaci negativního vlivu na okolní prostředí bude vzhledem k blízkosti obytné zástavby nutné umístit jednotku do odhlučněného objektu a pravděpodobně i omezit emise hluku protihlukovým provedením samotné kogenerační jednotky. Nejbližší obytný objekt se nachází zhruba 105 délkových metrů od uvažovaného umístění. V identifikovaném prostoru se bude po plánovaném rozvoji areálu nacházet plynovod (DN 32) a kabelové vedení vn pro plánovanou trafostanici 22/0,4 kV (PS 02.3).

Bude nutné vyhradit dostatečný prostor pro potřebnou technologii, samotná kogenerační jednotka zabere s obslužným prostorem půdorysnou plochu zhruba 3 x 2 m, další prostor zaberou elektrické rozvaděče, expanzní nádoba, čerpadla a přípojky k sítím technického vybavení. Dále je nutno zajistit přívod spalovacího vzduchu a vývod výfukových plynů, včetně vzduchotechniky zajišťující výměnu vzduchu v samotném objektu. Autor odhaduje pro objekt KJ zábor plochy o rozměrech cca 4,5 x 4,5 m. Vzhledem k okolním sítím technického vybavení je nutné respektovat nejmenší dovolené vzdálenosti, které uvádí norma ČSN 73 6005⁶⁵.

⁶⁴ Nejmenší nabízeným typem je Micro 30 se jmenovitým elektrickým výkonem 20 kW a jmenovitým tepelným výkonem 43,3 kW, tato kogenerační jednotka má však oproti 30kW variantě nižší flexibilitu elektrického výkonu (provozní rozsah 100 až 75 % jmenovitého elektrického výkonu).

⁶⁵ ÚNMZ. ČSN 73 6005. *Prostorové uspořádání vedení technického vybavení*. 2020.

Obrázek 2.14 – Situace v okolí identifikovaného prostoru umístění KJ⁶⁶

2.2.2.2 Napojení na areálový rozvod plynu

V těsné blízkosti navrhovaného umístění se bude nacházet plynovod pro zásobování skladu palet (SO 20), který bude napojen na NTL přípojku blízko HUP u severní stěny administrativní přístavby. Část plynovodu od NTL přípojky ke kogenerační jednotce bude muset být oproti stávajícímu plánu zkapacitněna dle požadovaného příkonu zemního plynu kogenerační jednotkou, plynovod lze následně v blízkosti KJ rozvětvit a pokračovat s původní světlostí v plánované výkopové trase ke skladu palet. Vzhledem k maximálnímu hodinovému odběru ZP kogenerační jednotkou ve výši 9,8 m³ za hodinu, by pro samotnou KJ byla nutná světlost přívodního plynovodu alespoň DN 32. Délka plynové přípojky kogenerační jednotky ke stávajícímu NTL rozvodu plynu se předpokládá přibližně 30 m.

2.2.2.3 Napojení na areálový rozvod elektrické energie

Pro vyvedení elektrického výkonu se nabízí dvě možnosti. Nejjednodušším řešením je elektrické propojení objektu KJ a plánované trafostanice, konkrétně její rozvodny nn. Alternativně je možné vést kabel nn z objektu KJ do objektu SO 01a v podzemní trase stávajícího kabelu nn, který se nachází západně od nákladní váhy a je veden paralelně se stávajícím vodovodem pitné vody, kabel lze následně ukončit v podružném rozvaděči v objektu SO 01a. Místnost stávající kotelny a objekt KJ bude pravděpodobně nutné propojit sdělovacím kabelem pro potřeby řídicího systému, v takovém případě se zdá alternativní varianta jako výhodnější, jedná se o délku trasy přibližně 25 až 30 metrů dle přesného umístění KJ.

⁶⁶ Autorem upravený výřez z koordinační situace plánovaného rozšíření areálu Společnosti. Anonymizovaná verze originální koordinační situace je k dispozici v elektronické příloze.

Stejně jako v případě v případě FVE bude nutné umožnit regulaci činného výkonu ve všech fázích na úrovně 0 % a 100 % jmenovitého výkonu výrobní na pokyn přijímače HDO ze strany ČEZd. Přenos měření a signalizace na dispečink ČEZd nebude dle současných připojovacích podmínek požadován.

2.2.2.4 Vyvedení tepelného výkonu

Vyvedení tepelného výkonu do prostoru stávající kotelny bude vyžadovat zcela novou výkopovou trasu. Teplovod ve formě předizolovaného ocelového potrubí bude pravděpodobně nutné v rámci stávající komunikace vést v blízkosti stávajícího vodovodu, délka teplovodu ve výkopové trase je autorem odhadována na 25 až 30 metrů dle přesného umístění KJ. Teplovod byl uvažován o délce 2 x 33 m. Připojení teplovodu v prostoru kotelny je možné na stávající rozdělovací stanici teplé vody. Autor předpokládá vedení horké i studené větve potrubí v těsné blízkosti a jmenovitou světlost potrubí DN 40, nebo DN 50.

2.2.3 Výpočetní model kogenerační jednotky

Pro simulaci provozu vybrané kogenerační jednotky v prostředí průmyslového areálu a také výpočet energetických a ekonomických úspor byl vytvořen jednoduchý výpočetní model v prostředí Wolfram Mathematica (ve verzi 12.0), který je s komentáři dostupný v elektronické příloze v souboru „Model_KJ.nb“. Výsledky modelování byly následně použity pro výpočet ekonomické návratnosti a pro závěrečné zhodnocení kogenerační jednotky. V následujících podkapitolách je popsána výpočtová metodika i data vstupující do modelu.

V modelu je vytvořena topná křivka vzhledem k zadaným parametrům, na jejímž základě se následně pro jednotlivé hodiny modelového roku stanoví potřeba tepla. Provoz KJ se řídí právě hodinovou potřebou tepla a svým rozsahem tepelného výkonu. Pro jednotlivé hodiny roku je tak vypočtena dodávka tepelné a elektrické energie a související spotřeba paliva kogenerační jednotkou. Dodávka elektrické energie z KJ se porovnává v každé hodině roku s aktuální spotřebou, čímž je stanovena změna energetické bilance pro jednotlivé hodiny roku, na kterou navazuje výpočet energetických a finančních úspor souvisejících s elektrickou energií. Model je navržen tak, aby byl schopen odhalit případné přetoky el. energie v hodinovém rozlišení i přes to, že navrhovaná kogenerační jednotka má elektrický výkon tak nízký (30 kW), že k přetokům v hodinovém rozlišení s vysokou pravděpodobností docházet nebude (minimální hodinová spotřeba v průběhu topné sezóny je 27 kWh). Motivací pro takové řešení byla použitelnost modelu i pro kogenerační jednotky s vyšším elektrickým výkonem. V návaznosti na hodinové spotřeby paliva jsou v modelu počítány i výdaje související s dodávkou zemního plynu.

Hodnoty pro jednotlivé hodiny roku jsou uchovávány v mnoha sloupcových maticích (neboli listech) a následně komprimovány do matic se souhrnnými měsíčními nebo ročními daty. Model tedy poskytuje komplexní výsledky simulovaného ročního provozu vybrané kogenerační jednotky, které byly dále použity v dalších částech této práce.

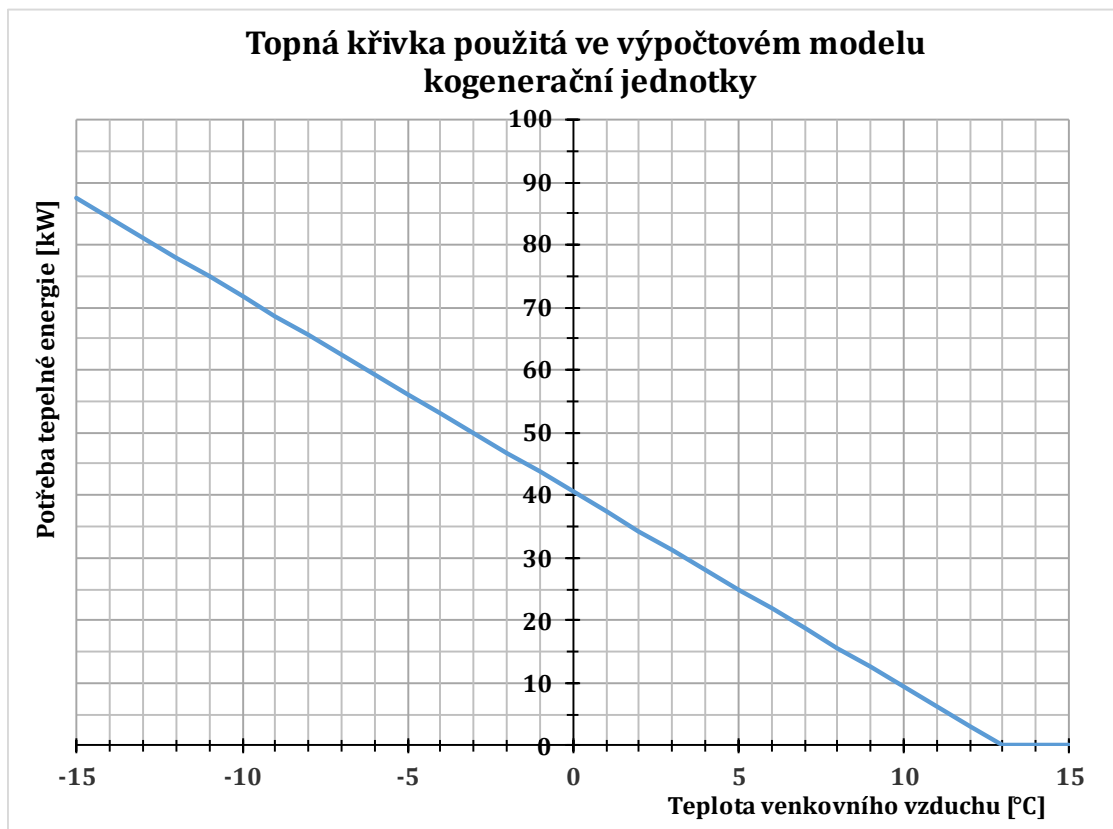
2.2.3.1 Vstupní data – potřeba tepelné energie

Jelikož autor disponoval pouze naměřenými denními odběry zemního plynu pro celý areál a provoz stávajícího zdroje tepla v kotelně administrativní přístavby není řádně zaznamenáván, bylo nutné přistoupit k namodelování průběhu potřeby tepelné energie objektu administrativní budovy. Základem pro stanovení potřeby tepelné energie byly informace o systému zásobování teplem z podkapitoly 1.2.2.3 na str. 24.

Autor předpokládá využití kogenerační jednotky téměř výhradně pro potřeby vytápění a vzduchotechniku. Zásobování teplotou vodou pro zdravotně technické instalace zajišťuje zásobník teplé vody, který je případně podporován stávajícím kotlem. Průběh spotřeby TV ze zásobníku či jeho dohřívání není autorovi znám, proto se rozhodl ho do modelování potřeby tepelné energie pro KJ nezahrnovat. Maximální tepelný příkon ohřevu TV je navíc vyšší než maximální tepelný výkon KJ. V reálném provozu lze očekávat, že se kogenerační jednotka bude ve vybraných

měsících roku na zásobování teplou vodou podílet, jakou měrou je však bez bližší analýzy stávajícího provozu obtížné odhadovat.

Pro odhad potřeby tepelné energie byla vytvořena zjednodušená topná křivka. Z technické dokumentace je známa tepelná ztráta objektu ve výši 61 kW při $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ke zmíněné tepelné ztrátě byl přičten odhad potřeby tepla vzduchotechnikou ve výši 15 kW, jedná se přibližně o 34,5 % z tepelného příkonu vzduchotechnické jednotky a teplovzdušné clony. Dále byl přičten odhad ztrát v rozvodech teplé vody ve výši 2 kW, rozvody se nacházejí ve vnitřních prostorách objektu. Výsledek součtu ve výši 78 kW byl zvolen jako potřeba tepla objektu pro venkovní teplotu $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$, dále byla zvolena nulová potřeba tepla při $13\text{ }^{\circ}\text{C}$. Zjednodušená topná křivka byla vytvořena pomocí lineární interpolace zmíněných dvou bodů.



Graf 2.4 – Topná křivka použitá ve výpočtovém modelu KJ ⁶⁷

Podle vytvořené topné křivky byly ve výpočetním programu stanoveny hodinové hodnoty potřeby tepelné energie v průběhu modelového roku. Jako referenční výpočtová teplota byla použita teplota vzduchu ve 2 výškových metrech během typického meteorologického roku pro zvolenou zeměpisnou polohu. Teploty vzduchu byly převzaty z dat typického meteorologického roku (TMY - typical meteorological year) vygenerovanými aplikací PVGIS ⁶⁸ pro zeměpisné souřadnice 50.XXXN 14.XXXE, data se vztahují k delšímu časovému období, běžně deseti a více letům ⁶⁹. V modelu použitá data hodinových teplot vzduchu ve 2 výškových metrech byla vygenerována pro období let 2007 až 2016. Zdrojový soubor dat je k dispozici v elektronické příloze „Vstupni_data_TMY_50.XXX_14.XXX_2007_2016.xlsx“.

⁶⁷ Vytvořeno autorem.

⁶⁸ EU SCIENCE HUB. PVGIS: Interactive tools - TMY [online]. [cit. 2021-12-04]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY

⁶⁹ EU SCIENCE HUB. PVGIS: TMY generator. *The European Commission's science and knowledge service* [online]. [cit. 2021-12-04]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/tmy>

Při použití zmíněných dat je roční potřeba tepelné energie rovna přibližně 160,2 MWh. Jelikož autor neočekává provoz KJ mimo topnou sezónu, byla vynulována potřeba tepla v měsících červen, červenec a srpen o celkové výši přibližně 1,1 MWh. Ve výpočtovém modelu se tak pracuje s celkovou potřebou tepla v období měsíců září až květen ve výši 159,1 MWh. Dle projektové dokumentace je spotřeba tepelné energie vytápěním a vzduchotechnikou uvažována o roční hodnotě 150,7 MWh. Autor považuje použitý odhad za přijatelný vzhledem k faktu, že kogenerační jednotka se může ve vybraných měsících podílet i na dohřívání zásobníku TV (roční spotřeba tepla na ohřev TV je dle projektové dokumentace 83,9 MWh).

2.2.3.2 Vstupní data – spotřeba elektrické energie

V modelu kogenerační jednotky byl použit stejný postup jako v případě modelu fotovoltaické elektrárny (viz podkapitola 2.1.4.2 na straně 44). Použitá hodinová spotřeba elektrické energie je tedy v průběhu fiktivního modelového roku v obou modelech stejná a po dobu hodnocení se nemění. Kompletní výčet hodinových spotřeb elektrické energie použitých při modelování provozu kogenerační jednotky je k dispozici v elektronické příloze v souboru „Vstupni_data_cas_spotreba_trh.xlsx“, ze kterého se hodnoty spotřeby i načítají do výpočetního programu.

2.2.3.3 Vstupní data – cena elektrické energie

Referenční hodinové ceny elektrické energie pro výpočet finančních úspor byly stanoveny již v podkapitole 2.1.4.3 na straně 44 pro model FVE, pro výpočty v modelu KJ byly tyto ceny použity rovněž. Zatímco v případě modelu FVE má podstatný vliv na výsledek finančních úspor odhad cen v letních měsících, v případě modelu KJ je naopak důležitý odhad v zimních měsících, jelikož kogenerační jednotka nebude v letních měsících provozována.

2.2.3.4 Vstupní data – cena zemního plynu

Pro stanovení výdajů spojených s nákupem zemního plynu určeného pro provoz kogenerační jednotky bylo nutné zvolit referenční ceny zemního plynu. Stejně jako v případě ceny elektrické energie, nelze výpočet provést pouze s konstantní cenou v průběhu celého modelového roku, jelikož Společnost využívá nákupu komodity na energetické burze. Pro referenční cenu zemního plynu byl proto vytvořen odhad, který má být reprezentativní pro celou dobu hodnocení projektu KJ.

Historická data cen na spotovém trhu burzy EEX nejsou volně přístupná, proto byla pro referenční ceny použita data z vnitrodenního trhu ČR poskytovaná společností OTE, a. s. Mezi cenami na EEX (hubu NCG) a cenou na českém vnitrodenním trhu s plynem existuje korelace⁷⁰.

Současná energetická krize je částečně způsobena právě růstem ceny zemního plynu, který též ovlivňuje cenu elektrické energie. V současné době můžeme pozorovat nižší dodávky zkapalněného zemního plynu do Evropy ve prospěch poptávky v Asii a utlumování těžby v ložisku Groningen (největší ložisko zemního plynu na území Evropské Unie). Od minulé dekády rovněž dochází k významnému rozvoji tranzitních plynovodů z oblasti Střední Asie a Ruska na území Čínské lidové republiky, kde lze v předpokládat výrazný nárůst spotřeby zemního plynu, který může pro trh EU znamenat omezení nabídky. V souladu s předpoklady pro růst cen elektrické energie, uvedenými v podkapitole 2.1.4.3 na str. 44, autor předpokládá ve středoevropském prostoru růst poptávky po zemním plynu ze strany sektorů elektroenergetiky a teplárenství. Autor proto očekává zvýšení cen zemního plynu oproti historickým hodnotám. Autor dále předpokládá, že měsíční cenová volatilita, bude v důsledku vyšší poptávky zemního plynu zvýšena. Dalším předpokladem je, že s rozvojem OZE v sektoru elektroenergetiky bude poptávka po zemním plynu v letních měsících nižší oproti měsícům zimním.

⁷⁰ NEČESANÝ, Jakub. OTE, A. S. Vývoj na trhu s elektřinou a plynem (nejen) v ČR [online]. Luhačovice, 2018 [cit. 2021-12-04]. Dostupné z: <https://tot.s9.cdn-upgates.com/k/k5a6b1e33bba65-09-necesanypdf>

Tabulka 2.11 – Přehled měsíčních a ročních vážených průměrů cen ZP na vnitrodenním trhu ⁷¹

Měsíční a roční vážený průměr cen ZP na vnitrodenním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹]						
Časové období	2016	2017	2018	2019	2020	2021
leden	14,76	20,40	18,39	21,88	12,26	19,28
únor	12,71	19,76	22,87	18,69	9,99	18,19
březen	12,56	16,22	26,29	16,41	9,11	18,33
duben	12,31	16,56	19,31	16,18	7,40	21,37
květen	13,13	16,06	21,84	14,37	5,89	25,82
červen	14,89	15,51	22,22	11,26	5,65	29,74
červenec	14,77	15,24	22,93	11,82	5,98	36,41
srpen	12,52	16,03	23,64	10,19	8,03	44,74*
září	12,80	17,23	28,05	9,53	11,36	63,36*
říjen	16,35	17,37	26,26	10,49	13,96	87,44*
listopad	17,99	19,56	24,77	14,83	14,00	85,26*
prosinec	17,70	19,91	23,75	13,18	16,38	99,61*
roční průměr	15,09	18,02	23,88	14,02	9,52	41,89*

*data denního vyhodnocení (ze zprávy OTE, a. s. verze 0) ke dni 16. 12. 2021

Pro výpočetní model byl využit historický profil cen z roku 2017, jenž má měsíční cenovou volatilitu v souladu s předpokladem nejnižších cen v letních měsících a nejvyšších cen v měsících zimních. Autor se rovněž inspiroval měsíční volatilitou v roce 2020. Denní cenová volatilita v jednotlivých měsících roku 2017 měněna nebyla, autor změnil ceny plošně vždy pro daný měsíc stejným koeficientem. Oproti cenám roku 2017 byla měsíční cena zvýšena plošně o 6,89 eur za MWh, v jednotlivých měsících poté o 0 až 9,54 eur za MWh. Měsíční i roční vážené průměry cen modelového roku v porovnání s výchozím rokem 2017 poskytuje tabulka 2.12. Použití namodelovaných cen s roční průměrnou cenou 28,93 eur za MWh po dobu 25 let zhruba odpovídá lineárnímu nárůstu roční průměrné ceny roku 2017 po dobu 25 let o 3,4 % ročně v reálných cenách – přesně se v takovém případě za 25 let jedná o průměrnou roční cenu 28,65 eur za MWh. Cena zemního plynu v Kč je následně stanovena pomocí pevně zvoleného směnného kurzu. Autorem vytvořený model tedy nezohledňuje kurzovní riziko vzhledem k obchodování zemního plynu v eurech. Směnný kurz koruny vůči euru použitý v modelu byl určen jako směnný kurz ČNB (devizový kurz střed) aktuální v době tvorby této práce, jedná se o kurz 25,275 českých korun za 1 euro. Oproti minulosti se jedná o nižší hodnotu směnného kurzu, v případě vyšší hodnoty by byla vypočtená celková finanční úspora v českých korunách nižší, vzhledem k vyšším výdajům za palivo. Kompletní výčet denních cen použitých v modelu je k dispozici v elektronické příloze v souboru „Vstupni_data_cas_spotreba_trh_ZP.xlsx“, ze kterého se denní ceny i načítají do výpočetního programu. Pro ilustraci jsou denní ceny v eurech pro modelový rok společně s cenami z roku 2017 zobrazeny v grafu 2.6 na str. 72.

Mimo cenu samotné komodity budou hodnotu výdajů spojených s palivem pro KJ ovlivňovat ještě další poplatky, které jsou blíže popsány v metodice výpočtu spotřeby paliva a souvisejících výdajů v podkapitole 2.2.3.6 na str. 75.

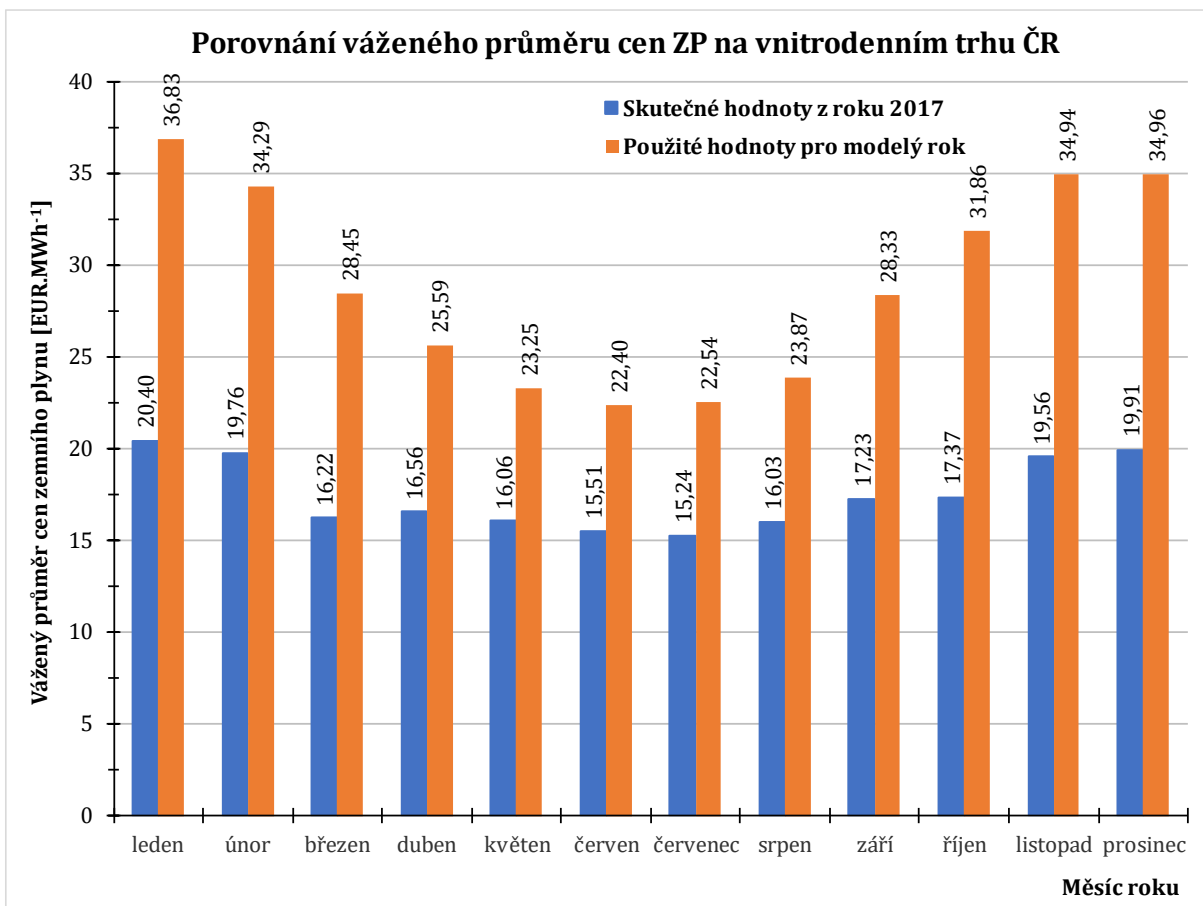
⁷¹ Vytvořeno autorem, zdroj dat:

OTE, A. S. *Roční zprávy o trhu s plynem* [online]. Verze 2 (pro rok 2021 i verze 0). [cit. 2021-12-16]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocni-zprava>

Tabulka 2.12 – Přehled měsíčních a ročních vážených průměrů cen ZP pro modelový rok ⁷²

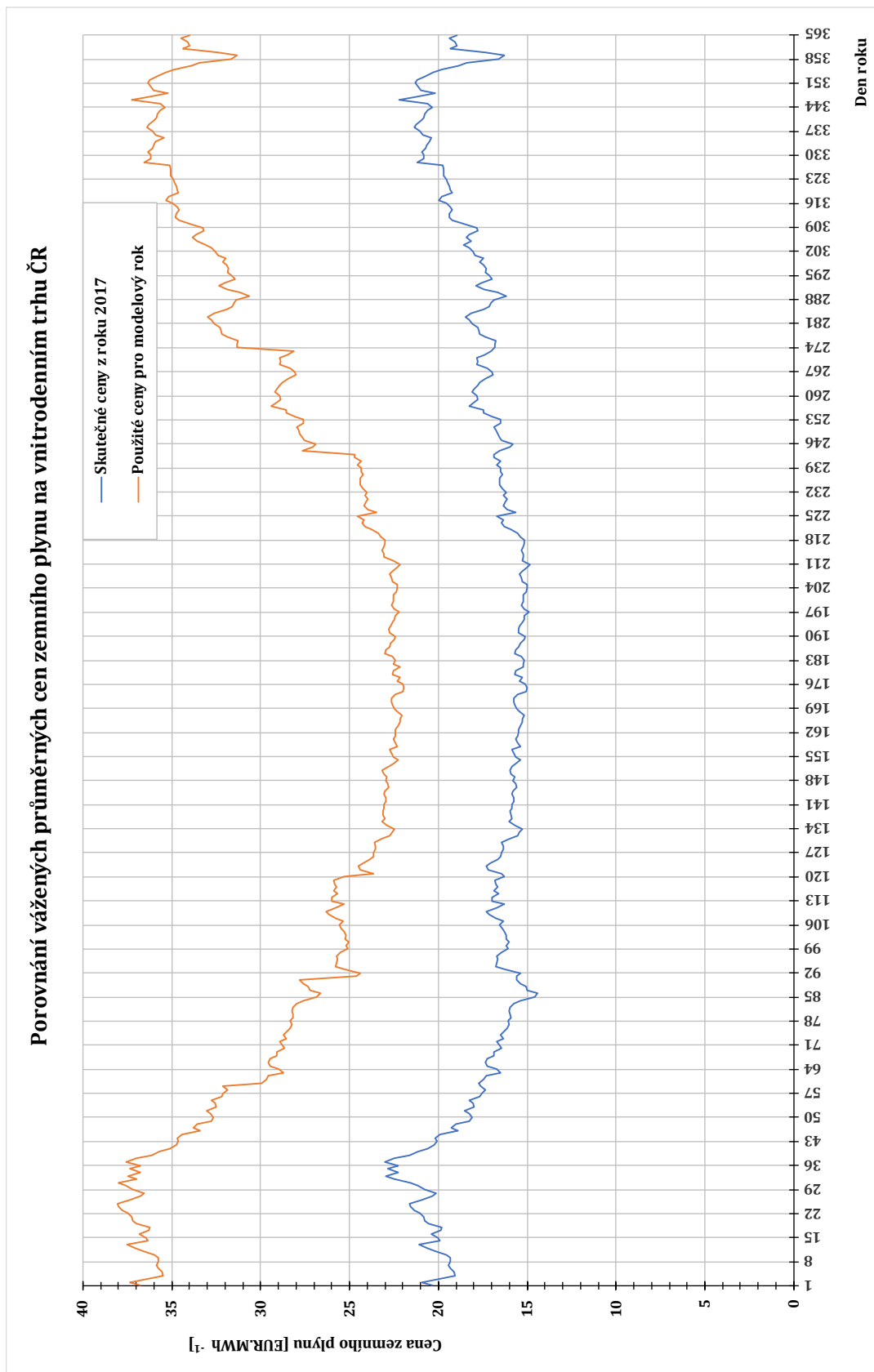
Měsíční a roční vážený průměr cen zemního plynu na vnitrodenním trhu ČR v modelovém roce [EUR.MWh ⁻¹]			
Časové období	2017	Model	Rozdíl
leden	20,40	36,83	+16,43
únor	19,76	34,29	+14,53
březen	16,22	28,45	+12,23
duben	16,56	25,59	+9,03
květen	16,06	23,25	+7,19
červen	15,51	22,40	+6,89
červenec	15,24	22,54	+7,30
srpen	16,03	23,87	+7,84
září	17,23	28,33	+11,10
říjen	17,37	31,86	+14,49
listopad	19,56	34,94	+15,38
prosinec	19,91	34,96	+15,05
roční průměr	18,02	28,93	+10,91

⁷² Vytvořeno autorem, data pro rok 2017 pocházejí z roční zprávy o trhu od OTE, a. s. (viz pozn. 71)



Graf 2.5 – Průměrné měsíční ceny zemního plynu v roce 2017 a modelovém roce ⁷³

⁷³ Vytvořeno autorem, data pro rok 2017 pocházejí z roční zprávy o trhu od OTE, a. s. (viz pozn. 71)



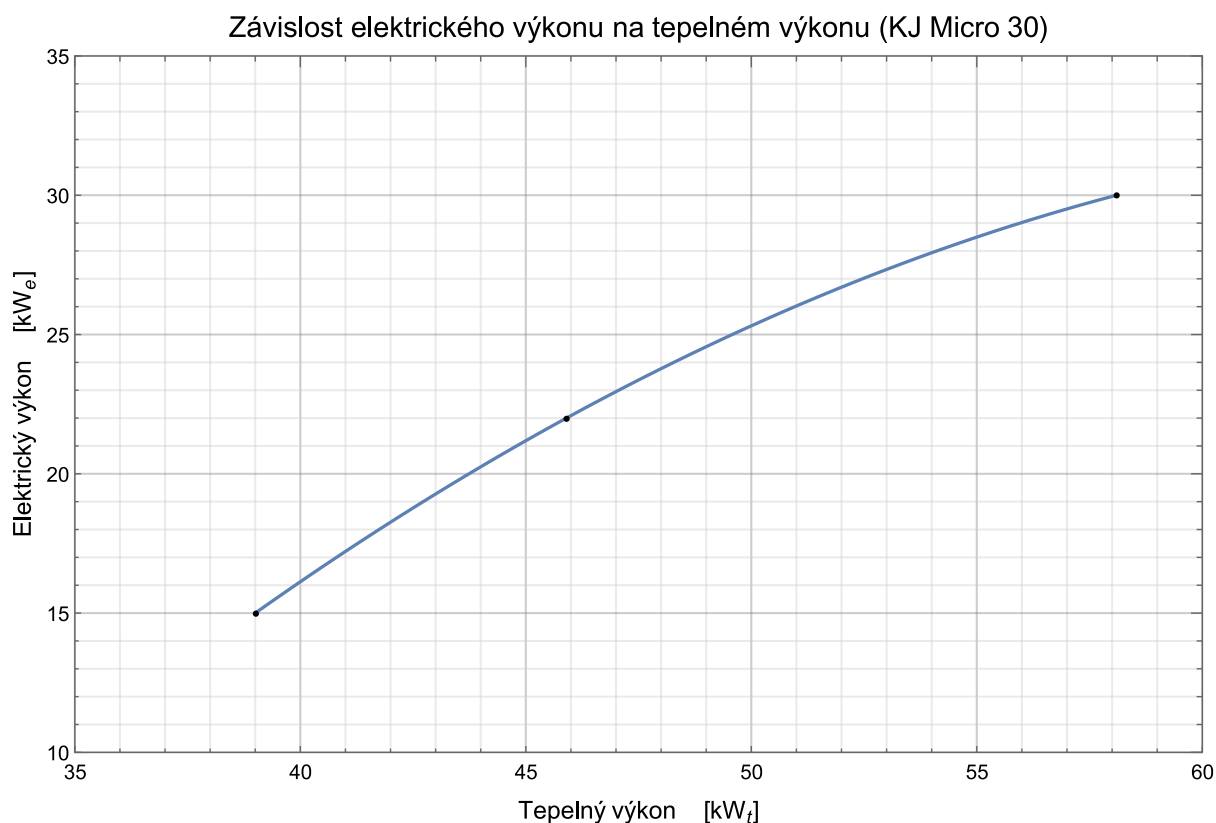
Graf 2.6 – Zobrazení denních průměrů cen zemního plynu roku 2017 a modelového roku ⁷⁴

⁷⁴ Vytvořeno autorem, data pro rok 2017 pocházejí z roční zprávy o trhu od OTE, a. s. (viz pozn. 71)

2.2.3.5 Metodika výpočtu výroby energie KJ

Provozní rozsah výkonu kogenerační jednotky vzhledem aktuální potřebě tepelné energie determinuje provoz kogenerační jednotky. Autor ve výpočetním programu využívá hodnoty tepelného a elektrického výkonu a tepelné účinnosti KJ v jednotlivých hodinách modelového roku ke stanovení dodávky tepla, dodávky elektřiny a spotřeby zemního plynu kogenerační jednotkou. V návaznosti na použití hodinového rozlišení, v modelu nejsou zachyceny přechodové stavy mezi výkonovými úrovněmi v jednotlivých hodinách.

Výrobce vybrané jednotky neposkytl potřebné grafické znázornění závislosti elektrického výkonu a tepelné účinnosti na tepelném výkonu, avšak sdílel vybrané technické údaje při 100 %, 75 % a 50 % elektrického výkonu (viz tabulka 2.10 na straně 62). Autor proto sdílené hodnoty elektrického a tepelného výkonu a tepelné účinnosti použil pro interpolaci a tvorbu zmíněných charakteristik v prostředí Wolfram Mathematica. Známé body charakteristiky závislosti elektrického výkonu na tepelném výkonu byly interpolovány polynomem 2. řádu. V případě charakteristiky závislosti tepelné účinnosti na tepelném výkonu jednotky byla použita interpolace polynomem 3. řádu, aby však interpolací nedošlo k vytvoření minima mezi 2. a 3. známým bodem charakteristiky, bylo nutné interpolaci ovlivnit odhadem dvou bodů v této oblasti (pro tepelný výkon 55 kW byla odhadnuta tepelná účinnost 62,9 %, pro tepelný výkon 50 kW byla odhadnuta tepelná účinnost ve výši 63,2 %). Zmíněné charakteristiky získané interpolací jsou vyobrazeny níže. Vypočtené hodnoty dodávek energie kogenerační jednotkou a její spotřeby paliva jsou dány rozsahem hodnot právě těchto charakteristik.



Graf 2.7 – Závislost elektrického výkonu na tepelném výkonu KJ TEDOM Micro 30 ⁷⁵

⁷⁵ Vytvořeno autorem.



Graf 2.8 – Závislost tepelné účinnosti na tepelném výkonu KJ TEDOM Micro 30 ⁷⁶

Pokud je potřeba tepla nižší, než je minimální možný tepelný výkon, pak jednotka zůstává mimo provoz. Naopak, pokud je potřeba tepla vyšší, než je maximální tepelný výkon, jednotka pracuje na maximálním tepelném výkonu. Pro zmíněný pracovní rozsah byly ve výpočetním programu vytvořeny funkce výroby tepelné energie, výroby elektrické energie a tepelné účinnosti. Vstupem funkce výroby tepelné energie je potřeba tepla a výstupem je tepelný výkon kogenerační jednotky pro danou hodinu modelového roku. Aktuální tepelný výkon poté slouží jako vstup funkcím výroby elektrické energie a tepelné účinnosti, které následně stanovují novou bilanci elektrické energie a spotřebu zemního plynu kogenerační jednotkou.

Protože bude kogenerační jednotka se stávající místností kotelny propojena přípojkou teplé vody pro dodávku tepelné energie, je nutné rozlišovat mezi výrobou tepelné energie na úrovni KJ a skutečnou dodávkou tepelné energie do místnosti kotelny. Vyrobena tepelná energie KJ byla snížena o ztráty v přípojce TV odhadnuté na hodnotu 1,5 % vyrobené energie. Ve výpočetním programu jsou použity dvě proměnné „vyrobaKJteploBrutto“, která uchovává hodnoty vyrobené tepelné energie, a proměnná „vyrobaKJteploNetto“, která zahrnuje definovanou ztrátu v přípojce teplé vody a představuje skutečnou dodávku tepelné energie do SO 02.

Elektrické systémy kogenerační jednotky rovněž budou spotřebovávat určité množství energie a ve vývodu elektrického výkonu do stávající elektrické sítě budou vznikat určité tepelné ztráty. Pro jednoduchost byla vlastní spotřeba elektrické energie KJ odečtena od vyráběné elektrické energie, autor zvolil hodnotu 5 %. Ztráty v rámci vyvedení elektrického výkonu byly ve výpočtu zvoleny ve výši 1 % z vyráběné elektrické energie. Celkem je tak vyrobená elektrická energie v každé hodině provozu KJ snížena o 6 %.

⁷⁶ Vytvořeno autorem.

2.2.3.6 Metodika výpočtu spotřeby paliva a souvisejících výdajů

Pro stanovení celkové finanční úspory vzniklé pořízením kogenerační jednotky bylo nutné určit výdaje související se spotřebou zemního plynu. Pomocí získané charakteristiky závislosti tepelného výkonu a tepelné účinnosti jednotky je ve výpočtovém modelu každé hodině modelového roku přiřazena tepelná účinnost odpovídající aktuálnímu tepelnému výkonu kogenerační jednotky. Hodinám bez provozu KJ, je v modelu přiřazena nulová hodnota tepelné účinnosti. Ze stanovené účinnosti a hodinového tepelného výkonu (respektive vyrobené tepelné energie) byla vypočtena spotřeba paliva v jednotlivých hodinách modelového roku:

$$Q_{palivo,1h} = \frac{Q_{KJ,brutto,1h}}{\eta_{T,1h}} \quad (2-16)$$

kde:

$Q_{palivo,1h}$	energie spotřebovaného zemního plynu v dané hodině modelového roku	[kWh]
$Q_{KJ,brutto,1h}$	výrobená tepelná energie kogenerační jednotkou v dané hodině modelového roku	[kWh]
$\eta_{T,1h}$	tepelná účinnost kogenerační jednotky v dané hodině modelového roku	[-]

Výdaje spojené se spotřebou zemního plynem lze rozdělit na regulovanou a neregulovanou část. Mezi neregulovanou část se řadí výdaje za nákup samotné komodity na energetické burze, výdaje spojené s tranzitní přepravou a poplatek za služby samotného obchodníka. Měrné výdaje spojené s tranzitem plynu jsou obtížně stanovitelné, autor pro jednoduchost předpokládá, že jsou součástí současných paušálních plateb a pořízení KJ nebude mít vliv na jejich zvýšení. Do celkové výše výdajů za spotřebovaný zemní plyn kogenerační jednotkou tak nejsou výdaje spojené s tranzitem plynu započítány. Stejný předpoklad byl použit v případě plateb za služby samotného obchodníka, autor předpokládá, že pořízení KJ nepovede k jejich navýšení oproti současné výši. Za neregulovanou část ceny ZP je tak v modelu považována pouze cena samotné komodity. Výdaje za palivo jako komoditu jsou stanoveny pomocí denní ceny zemního plynu na spotovém trhu:

$$V_{nakup,ZP,1h} = Q_{palivo,1h} \cdot C_{ZP,1h} \quad (2-17)$$

kde:

$V_{nakup,ZP,1h}$	výdaje za nákup zemního plynu v dané hodině modelového roku	[EUR, Kč]
$Q_{palivo,1h}$	energie spotřebovaného zemního plynu v dané hodině modelového roku	[MWh]
$C_{ZP,1h}$	cena zemního plynu na vnitrodenním trhu v dané hodině modelového roku	[EUR.MWh ⁻¹ , Kč.MWh ⁻¹]

Regulovaná část výdajů představuje poplatky za distribuci plynu (rezervovanou kapacitu a samotnou dopravu), poplatky za činnost operátora trhu a daň ze zemního plynu. Výši poplatků za distribuci plynu a činnost operátora trhu stanovuje aktuálně platné cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu. Autor čerpal z cenového rozhodnutí číslo 7/2021 ze dne 30. listopadu 2021, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu ⁷⁷. Konkrétně se jedná o cenu za distribuovaný plyn, v použitém cenovém rozhodnutí dle bodu 13.1.2.3 pro místní síť

⁷⁷ ERÚ. *Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 7/2021* [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-03]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/plyn/cenova-rozhodnuti>

distribuční soustavy provozovatele GasNet, s. r. o., ve výši 43,26 Kč.MWh⁻¹ bez DPH. Výdaje za distribuovaný zemní plyn provozovatelem distribuční soustavy bez DPH se tedy v modelu stanovují jako:

$$V_{distribuce,ZP,1h} = Q_{palivo,1h} \cdot 43,26 \quad (2-18)$$

kde:

$V_{distribuce,ZP,1h}$	výdaje za distribuci zemního plynu PDS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$Q_{palivo,1h}$	energie spotřebovaného zemního plynu v dané hodině modelového roku	[MWh]

Výdaj za rezervovanou kapacitu pro KJ autor přesně nedokázal stanovit. Výše roční ceny za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu závisí mimo koeficientů daných cenovým rozhodnutím na součtu denní rezervované pevné a přerušitelné distribuční kapacity (viz bod 13.1.2.2 v použitém cenovém rozhodnutí na str. 21 a 22). Kapacitu pro kogenerační jednotku lze považovat za přerušitelnou, jelikož bude její provoz zálohován stávající tepelnou centrálou, na druhou stranu nutnost navýšení rezervované kapacity autor předpokládá, protože KJ bude provozována v době nejvyšší potřeby tepla, a tedy i v době nejvyšší dodávky zemního plynu stávajícím tepelným zdrojům. Autor se proto pokusil odhadnout přírůstek plateb za přidělenou rezervovanou kapacitu při porovnání denní spotřeby zemního plynu provozem stávající tepelné centrály a kogenerační jednotky vzhledem k maximálnímu tepelnému výkonu kogenerační jednotky a při znalosti stávající distribuční kapacity a její roční ceny.

Nejdříve byl stanoven přírůstek spotřebovaného ZP při 24h provozu kogenerační jednotky oproti alternativnímu zajištění dodávky tepla ze stávající tepelné centrály dle rovnice 2-13. Pro výpočet množství zemního plynu v metrech krychlových je použita hodnota spalného tepla v objemu plynu ve výši 10,6758 kWh.m⁻³. Pro určení množství paliva spotřebovaného tepelnou centrálou je použita hodnota tepelné účinnosti 0,92.

$$\Delta V_{ZP} = 24 \cdot \frac{1}{10,6758} \cdot \left(\frac{P_{T,KJ,max}}{\eta_{T,KJ,max}} - \frac{P_{T,KJ,max}}{0,92} \right) \quad (2-19)$$

kde:

ΔV_{ZP}	přírůstek spotřeby ZP při provozu KJ na plném výkonu oproti provozu tepelné centrály v rámci jednoho dne	[m ³]
$P_{T,KJ,max}$	maximální tepelný výkon kogenerační jednotky	[kW]
$\eta_{T,KJ,max}$	tepelná účinnost kogenerační jednotky při maximálním tepelném výkonu	[-]

Roční cena za denní rezervovanou kapacitu v roce 2020 byla 231 762,11 Kč bez DPH, sjednaná distribuční kapacita byla 1 194,61 m³. Použitý odhad je stanoven pomocí očekávaného maximálního denního přírůstku spotřeby ZP a měrné ceny za distribuovanou kapacitu v roce 2020 dle následující rovnice. V rámci celkových výdajů za spotřebovaný zemní plyn se vypočtená hodnota přírůstku roční ceny v modelu rozpočítává rovnoměrně do všech měsíců modelového roku.

$$\Delta C_{RK} = \Delta V_{ZP} \cdot \frac{231\,762,11}{1194,61} \quad (2-20)$$

kde:

ΔC_{RK}	přírůstek roční ceny za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu	[Kč]
ΔV_{ZP}	přírůstek spotřeby ZP při provozu KJ na plném výkonu oproti provozu tepelné centrály v rámci jednoho dne	[m ³]

Za činnost operátora trhu je dle bodu 12.3 použitého cenového rozhodnutí zákazníkovi účtovaná cena za zúčtování ve výši 0,70 Kč.MWh⁻¹ bez DPH. K ceně za zúčtování se podle § 17d zákona č. 458/2000 Sb., energetický zákon, ve znění pozdějších předpisů přičítá poplatek na činnost Energetického regulačního úřadu. Sazbu poplatku stanovuje vláda svým nařízením, v rámci plynárenství činí dle zákona nejméně 1 Kč.MWh⁻¹ a nejvýše 1,40 Kč.MWh⁻¹ za množství spotřebovaného plynu ⁷⁸, autor ve výpočtech použil nejvyšší možnou výši poplatku. Rovněž je nutné hradit cenu za zobchodované množství plynu na organizovaném trhu s plynem dle bodu 12.5 ve výši 0,30 Kč.MWh⁻¹. Celková cena za činnosti OTE, včetně poplatku za činnost ERÚ, použitá ve výpočtech je tedy 2,40 Kč.MWh⁻¹. Výdaje za zmíněné činnosti se tedy v modelu stanovují dle následující rovnice:

$$V_{OTE,ZP,1h} = Q_{palivo,1h} \cdot 2,40 \quad (2-21)$$

kde:

$V_{OTE,ZP,1h}$	výdaje za činnosti operátora trhu vzhledem ke spotřebě ZP v dané hodině modelového roku	[Kč]
$Q_{palivo,1h}$	energie spotřebovaného zemního plynu v dané hodině modelového roku	[MWh]

Za pořizovaný zemní plyn je rovněž nutné hradit daň definovanou 45. částí zákona č. 261/2007 Sb. o stabilizaci veřejných rozpočtů, ve znění pozdějších předpisů. Dle § 6 zmíněné části zákona je základem daně množství plynu v MWh spalného tepla, sazba daně je stanovena na 30,60 Kč.MWh⁻¹ ⁷⁹. Výše úhrady se v modelu stanovuje dle následující rovnice:

$$V_{daň,ZP,1h} = Q_{palivo,1h} \cdot 30,60 \quad (2-22)$$

kde:

$V_{daň,ZP,1h}$	výše daně ze ZP spotřebovaného kogenerační jednotkou v dané hodině modelového roku	[Kč]
$Q_{palivo,1h}$	energie spotřebovaného zemního plynu v dané hodině modelového roku	[MWh]

Celkové finanční výdaje vzniklé kvůli spotřebě zemního plynu kogenerační jednotkou lze poté pro libovolné časové období dané intervalem pořadového čísla hodin v roce (ve vzorci x, y) stanovit jako:

⁷⁸ ČR. Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2000, částka 131. ISSN 1211-1244.

⁷⁹ ČR. Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2007, částka 85. ISSN 1211-1244.

$$V_{\text{celkové,ZP,xyh}} = \sum_x^y (V_{\text{nákup,ZP,1h}} + V_{\text{distribuce,ZP,1h}} + V_{\text{OTE,ZP,1h}} + V_{\text{daň,ZP,1h}}) + \Delta C_{\text{RK,xyh}} \quad (2-23)$$

kde:

$V_{\text{celkové,ZP,xyh}}$	celkové finanční výdaje kvůli spotřebě zemního plynu KJ v časovém intervalu daném hodinami x a y	[Kč]
$V_{\text{nákup,ZP,1h}}$	výdaje za nákup zemního plynu v dané hodině modelového roku	[Kč]
$V_{\text{distribuce,ZP,1h}}$	výdaje za distribuci zemního plynu PDS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$V_{\text{OTE,ZP,1h}}$	výdaje za činnosti operátora trhu vzhledem ke spotřebě ZP v dané hodině modelového roku	[Kč]
$V_{\text{daň,ZP,1h}}$	výše daně ze ZP spotřebovaného kogenerační jednotkou v dané hodině modelového roku	[Kč]
$\Delta C_{\text{RK,xyh}}$	přírůstek roční ceny za denní rezervovanou pevnou distribuční kapacitu přepočítaný na požadované období daném hodinami x a y	[Kč]

Hodnoty celkových finanční výdajů za zemní plyn jsou v modelu počítány pro jednotlivé měsíce a celý modelový rok. Roční hodnota dále vstupuje do hodnocení ekonomické návratnosti projektu v kapitole 3 na straně 84.

2.2.3.7 Metodika výpočtu úspory dodávky elektrické energie

Vytvořený model provozu kogenerační jednotky stanovuje v každé hodině modelového roku úsporu dodávky elektrické energie pomocí výpočtu nové energetické bilance vzhledem ke spotřebě definované dle podkapitoly 2.2.3.2 na straně 66. Pomocí cyklu For se postupně pro každou hodinu modelového roku porovnává spotřeba elektrické energie průmyslového areálu s výrobou elektrické energie kogenerační jednotkou. Následně se určí úspora dodávky z DS a vyhodnotí se, zda v dané hodině nedochází k přetoku elektrické energie do distribuční sítě. Rovnice vztahující se k této podkapitole použité v modelu KJ jsou totožné s rovnicemi použitými v modelu FVE uvedenými v podkapitole 2.1.4.5 na straně 50.

2.2.3.8 Metodika výpočtu finančních úspor

Finanční úspora vznikající pořízením KJ oproti stávajícímu stavu představuje úsporu vzniklou za neodebírání kogenerační jednotkou vyrobenou elektrickou energií z distribuční soustavy. Stejně jako v případě fotovoltaické elektrárny, kogenerační jednotka nebude mít vliv na hodnotu rezervovaného elektrického příkonu, jelikož Společnost využívá roční rezervovanou kapacitu. Celková finanční úspora se proto skládá z následujících částí:

- Úspora za nákup elektrické energie na denním trhu (tržní cena).
- Úspora za služby provozovatele DS (regulovaná cena).
- Úspora za systémové služby (regulovaná cena).
- Přírůstek peněz z prodeje elektrické energie přetečené do DS (pevně stanovená cena).

Ve výpočetním programu jsou přetoky elektrické energie do distribuční sítě oceněny pevnou výkupní cenou ve výši 800 Kč.MWh⁻¹ bez DPH, stejně jako v případě modelování provozu

fotovoltaické elektrárny. Úspora za nákup elektřiny na denním trhu je vázána na cenu elektřiny stanovenou dle podkapitoly 2.1.4.3 na str. 44. Hodiny se zápornou cenou elektřiny na denním trhu jsou rovněž v programu zohledněny, snižují úsporu. Pro stanovení úspor za regulované služby dodávky elektřiny bylo využito cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 8/2021 ze dne 30. listopadu 2021, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny⁸⁰. V modelu použité rovnice pro finanční úsporu za nákup elektrické energie, za služby provozovatele DS a za systémové služby poskytované PPS jsou stejné jako v případě modelu FVE a jsou uvedeny v kapitole 2.1.4.6 začínající na st. 53.

Rozdíl oproti provozování FVE panuje v případě daně z elektřiny definované ve 47. části zákona č. 261/2007 Sb. o stabilizaci veřejných rozpočtů ve znění pozdějších předpisů⁸¹. Dle § 8 odstavce 1 písmene c, je elektřina vyrobená ze zemního plynu, který je již zdaněn daní ze zemního plynu, v zařízeních se jmenovitým elektrickým výkonem do 2 MW od daně z elektřiny osvobozena, pokud je tato vyrobená elektřina přímo spotřebována. V případě lokální spotřeby vyrobené elektřiny tak vzniká úspora daně z elektřiny, kterou by jinak Společnost hradila v rámci dodávky z DS. Pokud by však došlo k přetoku vyrobené elektřiny do distribuční sítě, bylo by nutné daň za tuto elektřinu přiznávat a hradit. Ve výpočetním programu se proto rozlišuje úspora daně z elektřiny v případě uspořené dodávky el. energie z DS a výdaj za daň z elektřiny v případě přetoku vyrobené elektřiny do DS:

$$U_{daňEE,1h} = E_{úspora,1h} \cdot 28,30 \quad (2-24)$$

kde:

$U_{daňEE,1h}$	úspora na dani z elektřiny v dané hodině modelového roku	[Kč]
$E_{úspora,1h}$	uspořená dodávka elektrické energie z DS v dané hodině modelového roku	[MWh]

$$V_{daňEE,1h} = E_{přetok,1h} \cdot 28,30 \quad (2-25)$$

kde:

$V_{daňEE,1h}$	výdaj za daň z elektřiny v dané hodině modelového roku	[Kč]
$E_{přetok,1h}$	elektrická energie dodaná do DS v dané hodině modelového roku	[MWh]

Kladný tok hotovosti (přírůstek peněz) za prodej vyrobené elektřiny do DS se vypočte jako:

$$CF_{prodej,1h} = P_{prodej,1h} - V_{daňEE,1h} = E_{přetok,1h} \cdot 800 - E_{přetok,1h} \cdot 28,30 \quad (2-26)$$

kde:

$CF_{prodej,1h}$	tok hotovosti z prodeje elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$P_{prodej,1h}$	příjem za prodej elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$V_{daňEE,1h}$	výdaj za daň z elektřiny v dané hodině modelového roku	[Kč]

⁸⁰ ERÚ. Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 08/2021 [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/elektrina/cenova-rozhodnuti>

⁸¹ ČR. Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2007, částka 85. ISSN 1211-1244.

$E_{přetok,1h}$ elektrická energie dodaná do DS v dané hodině modelového roku [MWh]

Celkovou finanční úsporu vzniklou díky výrobě elektřiny kogenerační jednotkou lze poté pro libovolné časové období dané intervalem pořadového čísla hodin v roce (ve vzorcích x, y) stanovit jako:

$$U_{celková,xyh} = \sum_x^y (U_{nákup,1h} + U_{distribuce,1h} + U_{sys,1h} + CF_{prodej,1h} + U_{daňEE,1h}) \quad (2-27)$$

kde:

$U_{celková,xyh}$	celková finanční úspora díky KJ v časovém intervalu daném hodinami x a y	[Kč]
$U_{nákup,1h}$	úspora za nákup elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$U_{distribuce,1h}$	úspora za použití sítí PDS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$U_{sys,1h}$	úspora za systémové služby PPS v dané hodině modelového roku	[Kč]
$CF_{prodej,1h}$	tok hotovosti z prodeje elektrické energie v dané hodině modelového roku	[Kč]
$U_{daňEE,1h}$	úspora na dani z elektřiny v dané hodině modelového roku	[Kč]

Hodnoty celkové finanční úspory pro jednotlivé roky hodnocení dále vstupují do hodnocení ekonomické návratnosti projektu v podkapitole 3.3 na straně 102.

2.2.4 Výsledky výpočetního modelu KJ

Výsledky modelování provozu kogenerační jednotky v prostředí průmyslového areálu jsou rozděleny na dvě části. První část zahrnuje údaje o bilanci tepelné energie (potřebě a dodávce) a dále energetické i finanční údaje spjaté se spotřebou paliva kogenerační jednotkou. Druhá část prezentuje výsledky bilance elektrické energie (spotřebu a dodávku) a finanční úspory vzniklé díky dodávce elektrické energie kogenerační jednotkou. Výsledky jsou prezentovány v měsíčním měřítku v tabulkách na straně 83 a souhrnně pro jeden rok v tabulkách na stranách 81 a 82. Do tabulek s ročními výsledky byly rovněž přidány výsledky pro 25letý provoz, které předpokládají ekvivalentní hodnoty pro jednotlivé roky provozu.

Vybraná kogenerační jednotka je schopna pokrýt necelých 44 % předpokládané potřeby tepelné energie objektu administrativní přístavby (SO 02). Pokrytí tepelných potřeb v průběhu modelového roku ilustruje graf 2.9 na straně 82, v zimních měsících je jednotka schopna pokrývat předpokládanou potřebu tepla z více než 50 %, využitelnost kogenerační jednotky je však velmi nízká. Celkový počet provozních hodin vytvořený model udává ve výši 1 428 h ročně, z toho na jmenovitém tepelném výkonu jednotka pracuje v modelovém roce 263 h. V rozsahu od 50 až 80 % jmenovitého tepelného výkonu pracuje jednotka po dobu 554 h, na výkonu vyšším než 80 % včetně pracuje jednotka po dobu 874 h. Plán údržby vybrané kogenerační jednotky udává servisní četnost úkonů vzhledem k počtu motohodin. V případě roční výroby⁸² tepelné energie kogenerační jednotkou ve výši 70,391 MWh a jmenovitém tepelném výkonu 58,1 kW se jedná o přibližně 1 212 motohodin ročně. Důvodem nízkého využití kogenerační jednotky je příliš vysoká hodnota minimálního tepelného výkonu, kogenerační jednotka je proto schopna pokrývat kontinuální potřebu tepla v zimních měsících pouze částečně. Pokrytí spotřeby tepla

⁸² Hodnota výroby tepelné energie se od hodnoty dodávky liší o 1,5 % tepelných ztrát.

v březnu a listopadu je výrazně nižší, opět kvůli nízké potřebě tepla vzhledem k minimálnímu tepelnému výkonu KJ. Ve zbývajících měsících topné sezóny se KJ na pokrytí potřeby tepla podílí zanedbatelně či vůbec.

V rámci palivových výdajů se nejvíce projevují výdaje za samotnou komoditu, tvoří 82 % jejich celkové výše, procentuální zastoupení výdajů za zvýšení rezervované kapacity plynu představuje téměř 11 %, ostatní regulované položky zahrnují zbylých 7 %. Číselně celkové roční výdaje spojené se spalováním paliva kogenerační jednotkou činí přibližně 118,8 tis. Kč.

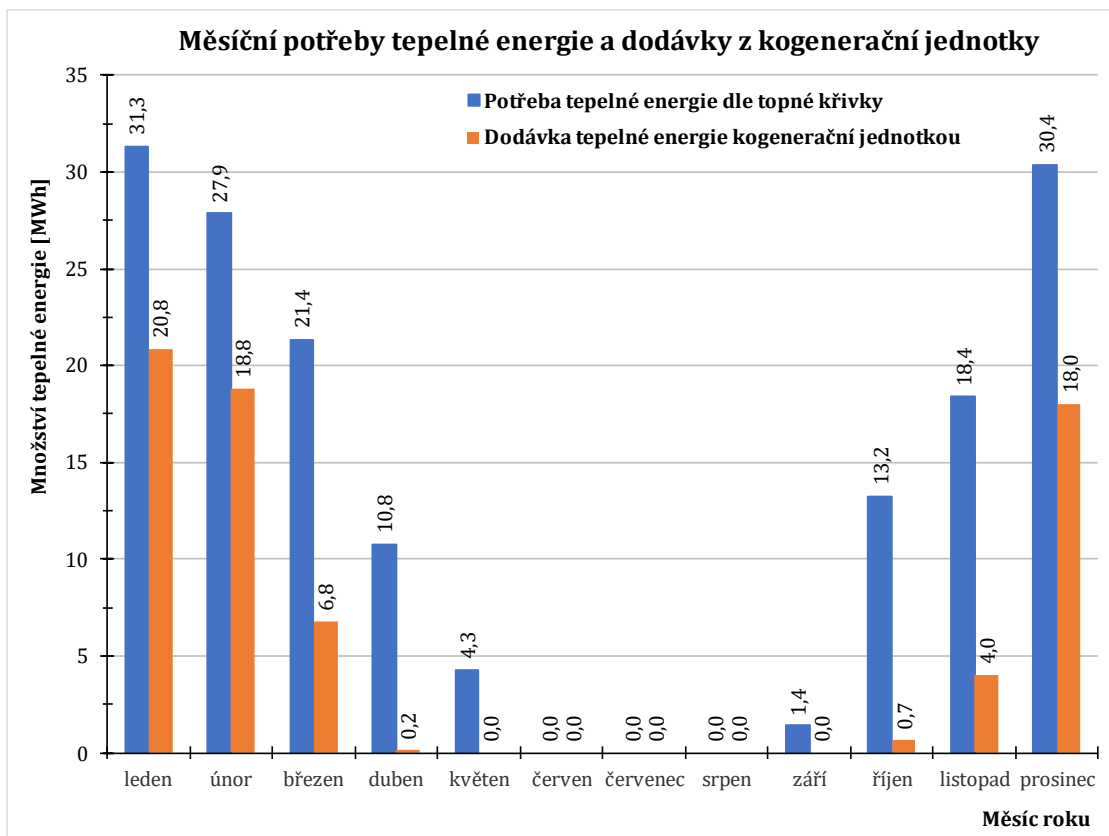
Dodávky elektrické energie kogenerační jednotkou nepovedou k významnému snížení celkové dodávky elektrické energie z DS, hodnota odebírané energie by poklesla pouze zhruba o 1 %. Vzhledem k nízkému elektrickému výkonu jednotky, nedochází z pohledu hodinového vyhodnocení k přetokům elektrické energie do DS, veškerá vyrobená elektřina je spotřebována lokálně. Výše roční finanční úspory vyniklé díky vlastní výrobě elektřiny činí 68,2 tis. Kč, 89 % z této částky představuje úspora za ušetření nákupu el. energie na denním trhu, zbylých 11 % tvoří úspora za služby PDS, systémové služby PPS a úspora z neplacení daně z elektřiny.

Díky vyšší předpokládané ceně elektrické energie v zimních měsících kogenerační jednotka dosahuje zhruba 2x vyšší finanční úspory přepočtené na MWh uspořené dodávky elektrické energie než navrhovaná fotovoltaická elektrárna. Pro použité předpoklady však palivové výdaje převyšují vypočtenou finanční úsporu, model tedy indikuje že provoz kogenerační jednotky bude ekonomicky neefektivní.

Tabulka 2.13 – Přehled výsledků modelu KJ (bilance tepelné energie a výdaje na palivo) ⁸³

Řádek	Modelování provozu KJ - bilance tepelné energie a výdaje na palivo			
	Údaj	Jednotka	Doba provozu	
			1 rok	25 let
1	Potřeba tepelné energie	[MWh]	159,067	3 976,676
2	Dodávka tepelné energie KJ	[MWh]	69,335	1 733,365
3	Dodávka elektrické energie KJ	[MWh]	32,257	806,417
4	Potřeba tepelné energie	[h]	5 543	138 575
5	Provozní hodiny KJ	[h]	1 428	35 700
6	Spotřeba zemního plynu KJ	[MWh]	110,099	2752,475
7	Výdaje za nákup ZP	[EUR]	3 863,94	96 598,59
8	Výdaje za nákup ZP	[Kč]	97 661,18	2 441 529,39
9	Výdaje za služby PDS	[Kč]	4 762,88	119 072,08
10	Výdaje za služby OTE	[Kč]	264,24	6 605,94
11	Daň ze zemního plynu	[Kč]	3 369,03	84 225,74
12	Cena za rezervovanou kapacitu	[Kč]	12 806,74	320 168,52
13	Celkové výdaje na palivo KJ	[Kč]	118 864,07	2 971 601,67

⁸³ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem KJ.



Graf 2.9 – Pokrytí tepelných potřeb kogenerační jednotkou v průběhu modelového roku ⁸⁴

Tabulka 2.14 – Přehled výsledků modelu KJ (bilance elektrické energie a finanční úspory) ⁸⁵

Řádek	Modelování provozu KJ - bilance elektrické energie a finanční úspory			
	Údaj	Jednotka	Doba provozu	
			1 rok	25 let
1	Uvažovaná spotřeba elektřiny	[MWh]	2 546,877	63 671,925
2	Dodávka elektřiny z DS	[MWh]	2 514,620	62 865,508
3	Dodávka elektrické energie KJ	[MWh]	32,257	806,417
4	Úspora dodávky elektřiny z DS	[MWh]	32,257	806,417
5	Přetoky elektřiny do DS	[MWh]	0,000	0,000
6	Úspora za nákup elektřiny	[EUR]	2 410,47	60 261,74
7	Úspora za nákup elektřiny	[Kč]	60 924,62	1 523 115,45
8	Příjem za přetoky do DS	[EUR]	0,00	0,00
9	Příjem za přetoky do DS	[Kč]	0,00	0,00
10	Výdaj daň z elektřiny za přetoky	[Kč]	0,00	0,00
11	Úspora daně z elektřiny	[Kč]	912,86	22 821,59
12	Úspora za služby PDS	[Kč]	2 681,17	67 029,34
13	Úspora za systémové služby	[Kč]	3 662,10	91 552,47
14	Přírůstek hotovosti (za přetoky)	[Kč]	0,00	0,00
15	Celková úspora díky provozu KJ	[Kč]	68 180,75	1 704 518,85

⁸⁴ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem KJ.

⁸⁵ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem KJ.

Tabulka 2.15 – Přehled měsíčních výsledků modelových výpočtů (bilance tepelné energie a výdaje na palivo) ⁸⁶

Řádek	Sloupec	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Měsíc roku	Potřeba tepelné energie [MWh]	Dodávka tepelné energie KJ [MWh]	Potřeba tepelné energie [h]	Provozní hodiny KJ [h]	Spotřeba zemního plynu KJ [MWh]	Výdaje za nákup ZP [EUR]	Výdaje za nákup ZP [Kč]	Výdaje za služby PDS [Kč]	Výdaje za služby OTE [Kč]	Daň ze zemního plynu [Kč]	Cena za rezervovanou kapacitu [Kč]	Celkové výdaje na palivo KJ [Kč]
1	leden	31,341	20,824	744	403	33,420	1 238,41	31 300,73	1 445,75	80,21	1 022,65	1 067,23	34 916,57
2	únor	27,857	18,832	672	391	29,900	1 044,10	26 389,66	1 293,46	71,76	914,93	1 067,23	29 737,03
3	březen	21,350	6,823	737	159	10,584	298,74	7 550,71	457,86	25,40	323,87	1 067,23	9 425,07
4	duben	10,796	0,169	616	4	0,262	6,63	167,47	11,33	0,63	8,02	1 067,23	1 254,68
5	květen	4,305	0,000	456	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 067,23	1 067,23
6	červen	0,000	0,000	0	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 067,23	1 067,23
7	červenec	0,000	0,000	0	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 067,23	1 067,23
8	srpen	0,000	0,000	0	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 067,23	1 067,23
9	září	1,399	0,000	200	0	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 067,23	1 067,23
10	říjen	13,235	0,692	669	17	1,054	33,57	848,57	45,59	2,53	32,25	1 067,23	1 996,16
11	listopad	18,393	3,987	705	89	6,271	226,77	5 731,72	271,27	15,05	191,88	1 067,23	7 277,15
12	prosinec	30,391	18,007	744	365	28,609	1 015,72	25 672,31	1 237,62	68,66	875,43	1 067,23	28 921,26
Celkem:		159,067	69,335	5 543	1 428	110,099	3 863,94	97 661,18	4 762,88	264,24	3 369,03	12 806,74	118 864,07

Tabulka 2.16 – Přehled měsíčních výsledků modelových výpočtů (bilance elektrické energie a finanční úspory) ⁸⁷

Řádek	Sloupec	1	2	3	4	5	6	8	9	12	13
	Měsíc roku	Uvažovaná spotřeba [MWh]	Dodávka z DS [MWh]	Dodávka elektrické energie KJ [MWh]	Úspora dodávky z DS [MWh]	Úspora za nákup elektřiny [EUR]	Úspora za nákup elektřiny [Kč]	Úspora daně z elektřiny [Kč]	Úspora za služby PDS [Kč]	Úspora za systémové služby [Kč]	Celková úspora [Kč]
1	leden	219,463	209,432	10,031	10,031	771,83	19 507,96	283,87	833,77	1 138,81	21 764,41
2	únor	208,966	200,214	8,752	8,752	681,95	17 236,30	247,69	727,50	993,65	19 205,14
3	březen	240,290	237,360	2,930	2,930	206,23	5 212,47	82,92	243,54	332,64	5 871,57
4	duben	191,013	190,941	0,072	0,072	4,26	107,57	2,04	5,98	8,17	123,75
5	květen	212,994	212,994	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	červen	194,233	194,233	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	červenec	194,015	194,015	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	srpen	192,991	192,991	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	září	238,736	238,736	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	říjen	255,931	255,651	0,280	0,280	13,92	351,95	7,92	23,26	31,77	414,91
11	listopad	217,082	215,294	1,788	1,788	128,18	3 239,74	50,61	148,64	203,02	3 642,00
12	prosinec	181,163	172,760	8,403	8,403	604,10	15 268,62	237,82	698,49	954,04	17 158,97
Celkem:		2 546,877	2 514,620	32,257	32,257	2 410,47	60 924,62	912,86	2 681,17	3 662,10	68 180,75

⁸⁶ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem KJ.⁸⁷ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným modelem KJ.

KAPITOLA 3: HODNOCENÍ EKONOMICKÉ NÁVRATNOSTI

Ekonomické vyhodnocení navrhovaných záměrů je provedeno pomocí výpočtu vybraných ekonomických kritérií, hlavním hodnotícím kritériem je čistá současná hodnota a reálná doba návratnosti, doplňujícím hodnotícím kritériem je vnitřní výnosové procento. Za ekonomicky nejvýhodnější je považován projekt, který dosahuje za dobu hodnocení nejvyšší čisté současné hodnoty. Základem provedených výpočtů jsou stanovené roční toky hotovosti, které jsou v čase diskontovány.

Výpočet vybraných ekonomických kritérií vychází z metodiky uvedené v příloze číslo 7 vyhlášky o energetickém auditu č. 140/2021 Sb.⁸⁸. Ekonomické hodnocení je vzhledem k použitým cenám ve výpočtech ročních úspor plynoucích z realizace projektu provedeno bez eskalace cen elektrické energie a zaměřuje se plně na samotný projekt bez ohledu na způsob zajištění finančních prostředků pro jeho realizaci nebo vliv daně z přidané hodnoty. Všechny vstupy vytvořeného ekonomického modelu jsou uváděny v reálných cenách, inflace tedy není ve vytvořeném ekonomickém hodnocení zahrnuta. Model rovněž nezohledňuje kurzovní riziko, které existuje vzhledem k obchodování energetických komodit v eurech.

Ve vytvořeném ekonomickém modelu se zohledňují reinvestice do zařízení s očekávanou dobou životnosti kratší, než je doba hodnocení. Výše reinvestice je vždy tvořena cenou zařízení v době počáteční investice a odhadovaných výdajů na montáž a zprovoznění zařízení. V souladu s metodikou uvedenou ve vyhlášce č. 140/2021 Sb. o energetickém auditu bylo ve výpočtu čisté současné hodnoty a vnitřního výnosového procenta využito zůstatkové hodnoty vybraných zařízení.

3.1 Použitá ekonomická kritéria

Ekonomické hodnocení je provedeno na základě finančního efektu způsobeného realizací projektu. Realizací projektu dojde k určité změně ročních toků hotovosti za nákup energie, díky čemuž dojde každý rok ke tvorbě finanční úspory. Výše finanční úspory je vypočítána na základě metodiky uvedené v podkapitole 2.1.4.6 na str. 53 pro záměr pořízení fotovoltaické elektrárny a v podkapitole 2.2.3.8 na str. 78 pro záměr pořízení kogenerační jednotky.

3.1.1 Tok hotovosti

Základem výpočtu vybraných ekonomických kritérií je výpočet toku hotovosti, který v provedeném hodnocení představuje rozdíl finančních úspor a provozních výdajů, reinvestic a jednorázových obnovovacích výdajů. V nultém roce hodnocení, tj. v roce realizace, se do toku hotovosti započítávají pouze investiční výdaje na realizaci. Případná investiční či provozní podpora (dotace) se do toku hotovosti započítává od prvního roku hodnocení na straně příjmů. Tok hotovosti se tedy pro daný rok hodnocení vypočte následovně:

pro $t = 0$:

$$CF_0 = IN \quad (3-1)$$

kde:

CF_0	tok hotovosti v roce 0	[Kč]
IN	celkové investiční výdaje na realizaci projektu	[Kč]

⁸⁸ ČR. Vyhláška č. 140/2021 Sb., o energetickém auditu. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2021, částka 55. ISSN 1211-1244

pro rok $t \geq 1$:

$$CF_t = U_t + D_t - N_{Pt} - IN_{Rt} \quad (3-2)$$

kde:

CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
U_t	celková finanční úspora v roce t	[Kč]
D_t	celková investiční či provozní podpora poskytnutá projektu v roce t	[Kč]
N_{Pt}	celkové provozní výdaje v roce t	[Kč]
IN_{Rt}	celkové výdaje na reinvestice a obnovu zařízení v roce t	[Kč]

V návaznosti na předchozí rovnice lze pro daný rok hodnocení stanovit kumulovaný tok hotovosti:

$$CCF_t = \sum_{t=0}^{Th} CF_t \quad (3-3)$$

kde:

CCF_t	kumulovaný tok hotovosti v roce t	[Kč]
CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
Th	doba hodnocení	[roky]

3.1.2 Diskontovaný tok hotovosti

Pro stanovení kritérií čisté současné hodnoty a vnitřního výnosového procent je nutné hotovostní toky z různých časových období přepočítat na současnou hodnotu, využívá se tzv. diskontování. Pro provedení diskontování se využívá tzv. diskontní míry, respektive jejího procentního vyjádření. Použitá hodnota diskontní míry by měla představovat požadovaný procentní výnos investice do projektu se stejnou mírou rizika jakou má hodnocený projekt. Investor rovněž může pomocí diskontní míry stanovovat požadovanou výnosnost svého vloženého kapitálu. V případě financování projektu cizím kapitálem je odpovídající diskontní míru vhodné volit totožnou s úrokovou mírou. V provedeném hodnocení je použita diskontní míra ve výši 4 %, změna výsledku při změně diskontní míry je následnou ilustrována citlivostní analýzou. Ekonomické ukazatele jsou v provedeném hodnocení diskontovány k prvnímu roku provozu vlastního zdroje energie. Diskontovaný tok hotovosti se pro daný rok hodnocení vypočte:

$$DCF_t = \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3-4)$$

kde:

DCF_t	diskontovaný tok hotovosti v roce t	[Kč]
CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
r	diskontní míra	[-]

Následně lze stanovit kumulovaný diskontovaný tok hotovosti pro daný rok:

$$CDCF_t = \sum_{t=0}^{Th} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (3-5)$$

kde:

$CDCF_t$	kumulovaný diskontovaný tok hotovosti v roce t	[Kč]
CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
Th	doba hodnocení	[roky]
r	diskontní míra	[-]

3.1.3 Zůstatková hodnota zařízení

Metodika ekonomického hodnocení příležitostí ke snížení energetické náročnosti uvedená ve vyhlášce o energetickém auditu č. 140/2021 Sb. nově, vzhledem k obdobné metodice uvedené ve zrušené vyhlášce o energetickém auditu a energetickém posudku č. 480/2012 Sb., definuje takzvanou zůstatkovou hodnotu zařízení na konci doby hodnocení⁸⁹. V případech, kdy předpokládaná životnost zařízení použitého v rámci investice či reinvestice přesahuje dobu hodnocení, určí se jeho zůstatková hodnota vypočtením čisté současné hodnoty peněžních toků ve zbývajících letech životnosti zařízení a do výpočtu se zůstatková hodnota zahrne v posledním roce hodnocení. Zůstatkovou hodnotu zařízení stanovuje diskontovaný lineární odpis v roční periodě. Na začátku odepisování je zůstatková hodnota rovna pořizovací hodnotě, na konci životnosti je zůstatková hodnota zařízení nulová. Tedy platí, že v případě shodné doby životnosti zařízení a doby hodnocení projektu je zůstatková hodnota zařízení na konci doby hodnocení nulová. Zůstatková hodnota zařízení na konci doby hodnocení je definována následujícím vztahem:

$$N_{ZU,Th} = \frac{IN_R \cdot (T_{\check{z}} - T_{ZU})}{T_{\check{z}}} \cdot (1+r)^{-Th} \quad (3-6)$$

kde:

$N_{ZU,Th}$	zůstatková hodnota technologie či stavby na konci doby hodnocení	[Kč]
IN_R	reinvestice a jednorázové obnovovací výdaje	[Kč]
$T_{\check{z}}$	doba životnosti hodnocené technologie či stavby	[Kč]
T_{ZU}	doba od poslední započtené reinvestice posuzované technologie či stavby do konce doby hodnocení	[roky]
Th	doba hodnocení	[roky]
r	diskontní míra	[-]

V případě FVE je zůstatková hodnota použita u střídačů, které po poslední reinvestici nebudou zdaleka dosahovat v posledním roce hodnocení předpokládaného konce technické

⁸⁹ ČR. Vyhláška č. 140/2021 Sb., o energetickém auditu. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2021, částka 55. ISSN 1211-1244

životnosti, tato úvaha je založena na záruce výrobce na funkčnost. V hodnocení by bylo možné polemizovat o zohlednění zůstatkové hodnoty FV modulů, výrobce garantuje lineární pokles výkonu po dobu 25 let a funkčnost po dobu 12, obecně se však v praxi debatuje o možné technické životnosti ve výši 30 až 40 let. Vzhledem k tomu, že taková životnost není výrobcem garantována se autor rozhodl zůstatkovou hodnotu FV modulů neuvažovat.

V případě záměru pořízení kogenerační jednotky se vzhledem k jejímu nízkému ročnímu využití a poskytnutému plánu údržby nepředpokládá nutnost generální opravy před koncem doby hodnocení v délce 25 let. Při provozu indikovaným modelem KJ, ve výši 1 212 h motohodin ročně, bude muset být provedena střední oprava až 26. rok hodnocení. Vzhledem ke kontinuální potřebě paliva a dlouhému horizontu hodnocení však autor považuje delší dobu hodnocení než 25 let za riskantní, investice do kogenerační jednotky by proto měla dosáhnout ekonomické návratnosti v co nejkratší době. Zůstatková hodnota zařízení proto v případě ekonomického hodnocení kogenerační jednotky do výpočtů ekonomických kritérií nebyla zahrnuta. Menší reinvestice v rámci pravidelné roční údržby ve výpočtech zahrnuty jsou, a to v rámci provozních výdajů (servisních poplatků).

3.1.4 Čistá současná hodnota

Čistá současná hodnota (dále také „NPV“) představuje součet všech diskontovaných hotovostních toků souvisejících s projektem a vynaložených v různém čase. Pokud je čistá současná hodnota projektu rovna nule, projekt dosahuje právě požadované výnosnosti. Srovnatelné projekty se stejnou dobou hodnocení i diskontní mírou lze tedy porovnat pomocí čisté současné hodnoty, čím vyšší hodnoty NPV je dosaženo, tím je projekt pro investora výhodnější. Projekty se zápornou hodnotou NPV nejsou pro investora ekonomicky výhodné. Ve vytvořeném hodnocení fotovoltaické elektrárny je do výpočtu čisté současné hodnoty zahrnuta i zůstatková hodnota vybraných zařízení v návaznosti na výpočet NPV definovaný ve vyhlášce o energetickém auditu č. 140/2021 Sb.

$$NPV = \sum_{t=0}^{Th} DCF_t + \sum_{x=1}^n N_{ZUx,Th} = \sum_{t=0}^{Th} \frac{CF_t}{(1+r)^t} + \sum_{x=1}^n N_{ZUx,Th} \quad (3-7)$$

kde:

NPV	čistá současná hodnota	[Kč]
DCF_t	diskontovaný tok hotovosti v roce t	[Kč]
$N_{ZUx,Th}$	zůstatková hodnota technologie či stavby x na konci doby hodnocení	[Kč]
CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
Th	doba hodnocení	[roky]
r	diskontní míra	[-]

3.1.5 Vnitřní výnosové procento

Vnitřní výnosové procento (dále také „IRR“) popisuje rentabilitu projektu, respektive rentabilitu vložených finančních prostředků, jedná se o takovou diskontní míru, při které je rozdíl diskontovaného kumulovaného toku hotovosti, celkových investičních výdajů na realizaci projektu a zůstatkové hodnoty zařízení roven nule. Jinými slovy, IRR odpovídá diskontní míře pro nulové NPV. Výpočet IRR se vztahuje k době hodnocení projektu, korektněji však k době

životnosti technologií či staveb. Vnitřní výnosové procento se vypočte z podmínky dané následující rovnicí:

$$\sum_{t=1}^{Th} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - IN + \sum_{x=1}^n N_{ZUx,Th} = 0 \quad (3-8)$$

kde:

IRR	vnitřní výnosové procento	[-]
CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
IN	celkové investiční výdaje na realizaci projektu	[Kč]
$N_{ZUx,Th}$	zůstatková hodnota technologie či stavby x na konci doby hodnocení	[Kč]
Th	doba hodnocení	[roky]

Pomocí IRR lze snadněji porovnávat různé investice, oproti prostého porovnání investic za pomoci hodnot NPV. V případě, že vyjde IRR projektu vyšší než diskontní míra, je vhodné projekt doporučit k investici. Pokud vyjde IRR nižší než diskontní míra, projekt nedosahuje požadované výnosnosti.

3.1.6 Reálná doba návratnosti

Reálná doba návratnosti, stejně jako ostatní zmíněná kritéria zohledňuje časovou hodnotu peněz. Jedná se o takovou dobu, za kterou je rozdíl kumulovaného diskontovaného toku hotovosti a celkových plánovaných investic roven nule.

$$\sum_{t=1}^{Td} \frac{CF_t}{(1 + r)^t} - I_p = 0 \quad (3-9)$$

kde:

Td	Reálná (diskontovaná) doba návratnosti	[roky]
CF_t	tok hotovosti v roce t	[Kč]
I_p	celkové plánované investice	[Kč]
r	diskontní míra	[-]

3.2 Ekonomické hodnocení fotovoltaické elektrárny

Následující podkapitoly popisují data vstupující do vytvořeného ekonomického modelu a dále jeho výstupy ve formě vybraných ekonomických kritérií. Pro vyšší výpovědní hodnotu bylo provedeno několik citlivostních analýz, jejichž výsledky byly okomentovány a použity pro závěrečné hodnocení záměru realizace fotovoltaické elektrárny. Samotný výpočetní model byl zpracován v tabulkovém procesoru Microsoft Excel (ve verzi 2109) a je přístupný v elektronické verzi v příloze této práce, jedná se o soubor „Model_NPV_FVE_SO23.xlsx“.

3.2.1 Vstupy ekonomického hodnocení

V této části jsou popsána data, která vstupovala do ekonomického modelu fotovoltaické elektrárny pro stanovení vybraných ekonomických kritérií.

3.2.1.1 Investiční výdaje

V návaznosti na návrh technického řešení FVE dle podkapitoly 2.1.3 na str. 39 se autor pokusil stanovit výši celkových investičních výdajů na realizaci záměru. Sestavený rozpočet projektu obsahuje jednotlivé komponenty elektrárny, včetně ceny za návrh projektu a montážní či revizní práce. Vytvořený rozpočet projektu obsahuje i rezervu pro drobný instalační materiál. Nejvyšší nejistotu mají stanovené výdaje za práci projekční a montážní firmy. Jednotlivé položky a jejich ceny bez DPH jsou uvedeny v tabulce 3.1 na následující straně. Projekt dle sestaveného rozpočtu dosahuje měrných investičních výdajů ve výši 27 497 Kč.kW⁻¹ vzhledem k celkovému instalovanému výkonu použitých střídačů, respektive 27 284 Kč.kWp⁻¹ vzhledem k celkovému instalovanému výkonu použitých fotovoltaických modulů.

Pro ilustraci můžeme vypočtenou hodnotu srovnat s vyhodnocením projektových záměrů v rámci předregistrační výzvy Modernizačního fondu, konkrétně programu nové obnovitelné zdroje energie v energetice (RES+) zpracovaného Státním fondem životního prostředí České republiky. Přihlášené projektové záměry FVE bez akumulace v kategorii instalovaného výkonu do 100 kW energie dosáhly průměrných měrných investičních výdajů ve výši 26 829 Kč.kW⁻¹, skupina projektových záměrů ve výkonovém rozmezí 100 kW až 1 MW včetně dosáhla průměrných měrných investičních výdajů ve výši 23 850 Kč.kW⁻¹.⁹⁰

Pro lepší výpovědní hodnotu vypracovaného ekonomického modelu, je v závěru práce uvedena citlivostní analýza NPV na výši měrných investičních výdajů.

⁹⁰ SFŽP ČR. *Analýza projektových záměrů podaných v předregistraci programu RES+* [online]. 2021 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.sfzp.cz/dokumenty/detail/?id=2442>

Tabulka 3.1 – Rozpočet projektu FVE na střeše příjmového terminálu (SO 23) ⁹¹

Položka rozpočtu	Počet jednotek	Jednotka	Jednotková cena [Kč]	Celková cena [Kč]
Fotovoltaický modul CS3L-375MS	215	ks	3 587,06	771 217,44
Střídač Fronius SYMO 20.0-3-M	4	ks	60 415,21	241 660,83
Solar monitor SM2-Basic-60	1	ks	10 990,08	10 990,08
Nosné konstrukce modulů	215	ks	2 090,91	449 545,45
Materiál pro kotvení modulů	215	ks	133,06	28 607,44
Materiál pro kotvení konstrukcí	72	ks	1 264,46	91 041,32
Pojistkový odpínač 12 A, 1000 V _{DC}	24	ks	233,88	5 613,22
Svodič přepětí SLP-PV1000 V/Y	12	ks	2 284,96	27 419,50
Solární kabel červený, 4 mm ² , UV odolný	500	m	16,45	8 223,14
Solární kabel černý, 4 mm ² , UV odolný	500	m	15,62	7 809,92
Solární konektory MC4 (pár)	215	ks	41,98	9 026,45
Jistič 32 A, 3p, char. C	4	ks	364,25	1 456,99
Jistič 2 A, 3p, char. C	1	ks	419,19	419,19
Jistič 1 A, 1p, char. C	1	ks	248,26	248,26
Svodič přepětí SLP-275 V/4	4	ks	2 357,71	9 430,84
Kabel CYKY-J 4 x 10 mm ²	40	m	109,09	4 363,64
Kabel CYKY-J 4 x 50 mm ²	100	m	680,36	68 036,00
Kabel CYKY-O 3 x 1,5 mm ²	10	m	18,90	189,01
Vodič CY 1 x 1,5 mm ²	20	m	5,92	118,35
Vodič CYY 1 x 10 mm ²	600	m	34,81	20 885,95
Napěťová a frekvenční ochrana UF300	1	ks	4 454,55	4 454,55
Výkonový jistič 160 A, 3p, s vyrážecí cívkou	1	ks	4 544,55	4 544,55
Tlačítko Total Stop	1	ks	861,96	861,96
Kabel RS-485 s konektory	130	m	80,73	10 494,41
Rozvadeč DC 600 x 500 x 230	2	ks	4 310,45	8 620,91
Rozvadeč AC 1000 x 600 x 250	1	ks	5 326,00	5 326,00
Další drobný materiál (rezerva)	1	ks	18 264,46	18 264,46
Navrh a projektová dokumentace	1	ks	82 644,63	82 644,63
Instalace FV modulů a jejich připojení	215	ks	318,18	68 409,09
Montáže DC a AC technologie	1	ks	52 841,32	52 841,32
Instalace konstrukcí a jejich kotvení	215	ks	177,04	38 063,88
Funkční zkoušky	1	ks	29 338,84	29 338,84
Transport	1	ks	38 413,22	38 413,22
Kompletní revize elektrárny	1	ks	81 200,00	81 200,00
Celkové investiční výdaje [Kč]				2 199 780,84
Měrné investiční výdaje [Kč.kWp⁻¹]				27 284,10
Měrné investiční výdaje [Kč.kW⁻¹]				27 497,26

Poznámka: Veškeré ceny v tabulce 3.1 jsou uvedeny bez DPH.

⁹¹ Vytvořeno autorem.

3.2.1.2 Možnost přiznání dotační podpory

Nejvýznamnější příležitost pro získání investiční dotace na FVE představoval donedávna Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost (OP PIK) z období let 2014 až 2020, u kterého nyní dochází k doběhu a nové žádosti již nejsou přijímány. Náhradou bude připravovaný Operační program Technologie a aplikace pro konkurenceschopnost (OP TAK). Další možnosti bude poskytovat Národní plán obnovy (NPO) a Modernizační fond (program RES+). Pro FVE s instalovaným výkonem do 1 MWp v případě realizace na budovách bude moci Společnost vlastníci průmyslový areál potenciálně využít OP TAK, NPO a program RES+, pro pozemní instalace je nyní dispozici pouze program RES+ Modernizačního fondu. Podpora bude poskytována jednorázově, s vyplacením po předložení dokumentů prokazujících dokončení realizace projektu a splnění podmínek stanovených smlouvou o poskytnutí dotace.

Podmínky programu OP TAK nejsou v době vypracování práce známy, protože se program nachází před plánovaným spuštěním v průběhu roku 2022, vyhlášení prvních výzev se očekává na konci prvního čtvrtletí roku 2022. Lze předpokládat podobnost s programem OP PIK, který nabízel investiční podporu projektům FVE si bez akumulace pro vlastní spotřebu. Podle programového dokumentu ⁹² se bude podporovat realizace FVE na podnikatelských budovách a přístřešcích např. pro vozidla nebo skladování materiálu atp. Oproti OP PIK se očekává zvýšení podpory vybraným regionům. Pro zmíněný průmyslový areál lze očekávat podporu ne vyšší než 40 % způsobilých investičních výdajů projektu FVE.

Národní plán obnovy bude poskytovat financování projektům FVE bez nebo s akumulací energie s instalovaným výkonem od 1 kW do 1 MW v rámci komponenty 2.3 Přejít na čistší zdroje energie, hlavní podmínkou bude realizace na střeších podnikatelských budov či na přístřešcích. Příjem žádostí je již spuštěn, od 1. 12. 2021 až do 31. 5. 2022. Velkou výhodou je jednodušší proces podání žádostí a absence podmínky vlastní spotřeby vyrobené elektřiny. Míra podpory pro FVE bude dosahovat až 35 % dle výměry ze stanovených měrných způsobilých výdajů. ⁹³

Vysokou míru podpory fotovoltaickým elektrárnám nabízí Modernizační fond, konkrétně jeho program Nové obnovitelné zdroje v energetice (RES+), který se zaměřuje výhradně na podporu nepalivových OZE. Podporovány jsou projekty s i bez akumulace, a to jak na budovách, tak ve formě pozemních instalací. Očekávat lze podporu nepřevyšující 50 % z celkových investičních výdajů projektu, zveřejněné podmínky udávají maximální jednotkovou dotaci pro FVE na obálkách budov ve výši 13 tis. Kč.kW⁻¹, pro pozemní FV elektrárny se jedná o částku 12,5 tis. Kč.kW⁻¹ ⁹⁴. První dotační výzva programu RES+ pro FVE s instalovaným výkonem do 1 MWp je již pro Společnost prakticky ukončena, protože žádosti mohou podávat pouze přeregistrované subjekty. V době vypracování práce není jasné, zda dojde v budoucnu k vyhlášení další výzvy pro FVE, pravděpodobně nikoliv.

Možnost přiznání dotace byla v modelových výpočtech zohledněna pomocí citlivostních analýz, které jsou k dispozici v podkapitole 3.2.3 na straně 91. Autor nepředpokládá případnou investiční podporu vyšší než 30 až 35 % z celkových investičních výdajů.

⁹² MPO. *Programový dokument: OP TAK (2021-2027)* [online]. Praha, 2021, 150 s. [cit. 2021-12-05]. s. 61. Dostupné z: <https://www.agentura-api.org/wp-content/uploads/2021/10/programovy-dokument-op-tak-2021-2027-verze-zari-2021.pdf>

⁹³ PISKÁČEK, Jan. MPO. *Národní plán obnovy: Vybrané aktivity z oblasti energetiky* [online]. Brno, 2021 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/optak-2021-2027/aktualni-informace/2021/11/NPO-prezentace_BRNO-MSV.pdf

⁹⁴ SFŽP ČR. *Modernizační fond: Podmínky pro poskytování podpory z programu RES+* [online]. Praha, 2021 [cit. 2021-11-05]. s. 4 a 7. Dostupné z: <https://www.sfzp.cz/dokumenty/detail/?id=2344>

3.2.1.3 Finanční úspory

Do modelového výpočtu hotovostních toků vstupuje vypočtená hodnota celkové úspory vzniklá díky výrobě elektrické energie fotovoltaickou elektrárnou a úspoře dodávky elektrické energie z DS. Metodiku výpočtu zmíněné finanční úspory popisuje podkapitola 2.1.4.6 na str. 53. Celková finanční úspora vypočtená pro první modelový rok hodnocení činí 153,3 tis. Kč, z toho samotná úspora za nákup elektřiny na denním trhu představuje 136,1 tis. Kč. Výše finančních úspor se v průběhu jednotlivých let hodnocení mění na základě předpokládaného postupného poklesu výkonu fotovoltaické elektrárny, který znázorňuje graf 2.3 na straně 57. Pro vyšší výpovědní hodnotu vytvořeného modelu práce obsahuje citlivostní analýzy čisté současné hodnoty na výši použité ceny el. energie nakupované na denním trhu, ceny regulovaných plateb zahrnutých do úspory autor uvažuje pro jejich malý vliv za neměnné v celé době hodnocení. Pro úplnost autor uvádí v následující tabulce pro celou dobu hodnocení hodnoty celkových ročních úspor a jejich rozdělení na úsporu za nákup elektřiny a na úsporu za ostatní položky, detailnější rozpis jednotlivých položek uvádí tabulka 2.8 na str. 58.

Tabulka 3.2 – Finanční úspory díky FVE v jednotlivých letech hodnocení⁹⁵

Rok hodnocení	Celková úspora [tis. Kč]	Úspora za nákup elektřiny [tis. Kč]	Zbývající část celkové úspory [tis. Kč]
0	0,00	0,00	0,00
1	153,26	136,13	17,13
2	152,33	135,31	17,01
3	151,39	134,49	16,90
4	150,46	133,67	16,79
5	149,53	132,85	16,68
6	148,60	132,03	16,57
7	147,66	131,21	16,45
8	146,73	130,39	16,34
9	145,80	129,57	16,23
10	144,86	128,74	16,12
11	143,93	127,92	16,01
12	143,00	127,10	15,90
13	142,06	126,28	15,79
14	141,13	125,45	15,68
15	140,19	124,63	15,56
16	139,26	123,80	15,45
17	138,32	122,98	15,34
18	137,39	122,15	15,23
19	136,45	121,33	15,12
20	135,51	120,50	15,01
21	134,58	119,67	14,90
22	133,64	118,85	14,79
23	132,70	118,02	14,69
24	131,77	117,19	14,58
25	130,83	116,36	14,47
Celkem:	3 551,37	3 156,63	394,74

⁹⁵ Vytvořeno autorem.

3.2.1.4 Provozní výdaje a reinvestice

Ve výpočtovém modelu NPV figuruje vedle investičních výdajů, dotace a finanční úspory několik dalších vstupů. Pro korektní výpočet je nutné zohlednit jednak každoroční provozní výdaje související s provozováním FVE a výdaje na nutné reinvestice.

Provozní výdaje ve vytvořeném modelu zahrnují výdaje na údržbu, servis a periodickou revizi FV elektrárny. Periodické revizní kontroly pro osvědčení bezpečného provozu je nutné provádět v intervalu 1 až 4 roky v závislosti na četnosti prováděného servisu a s ohledem na vnější vlivy prostředí dle ČSN 33 1500 ⁹⁶. Během kompletní servisní a revizní prohlídky se běžně kontrolují konstrukční a všechny elektrické části elektrárny. Kompletní servisní prohlídka zahrnuje např. kontrolu uchycení fotovoltaických modulů a konstrukcí, kontrolu kabelů, pojistek, jističů a střídačů, termovizní kontrolu FV modulů, čištění ventilátorů střídačů a kontrolu a případnou aktualizaci softwaru ⁹⁷. Je rovněž možné FV moduly nechat čistit. Výše ročních provozních výdajů byla na základě konzultace odhadnuta na částku ve výši 0,5 % z celkových investičních výdajů. Pro realizaci FVE na střeše SO 23 tedy každoroční provozní výdaje představují částku 11 tis. Kč.

V rámci reinvestic modelový výpočet předpokládá výměnu střídačů po uplynutí záruky na funkčnost. V případě FVE na střeše SO 23 tedy každý 8. rok provozu. Mimo cenu samotných střídačů, kterou model předpokládá v čase stálou, je do reinvestice započtena cena práce nutné pro jejich výměnu a uvedení do provozu. Cena této práce je v modelu předpokládána ve výši 12 tis. Kč.

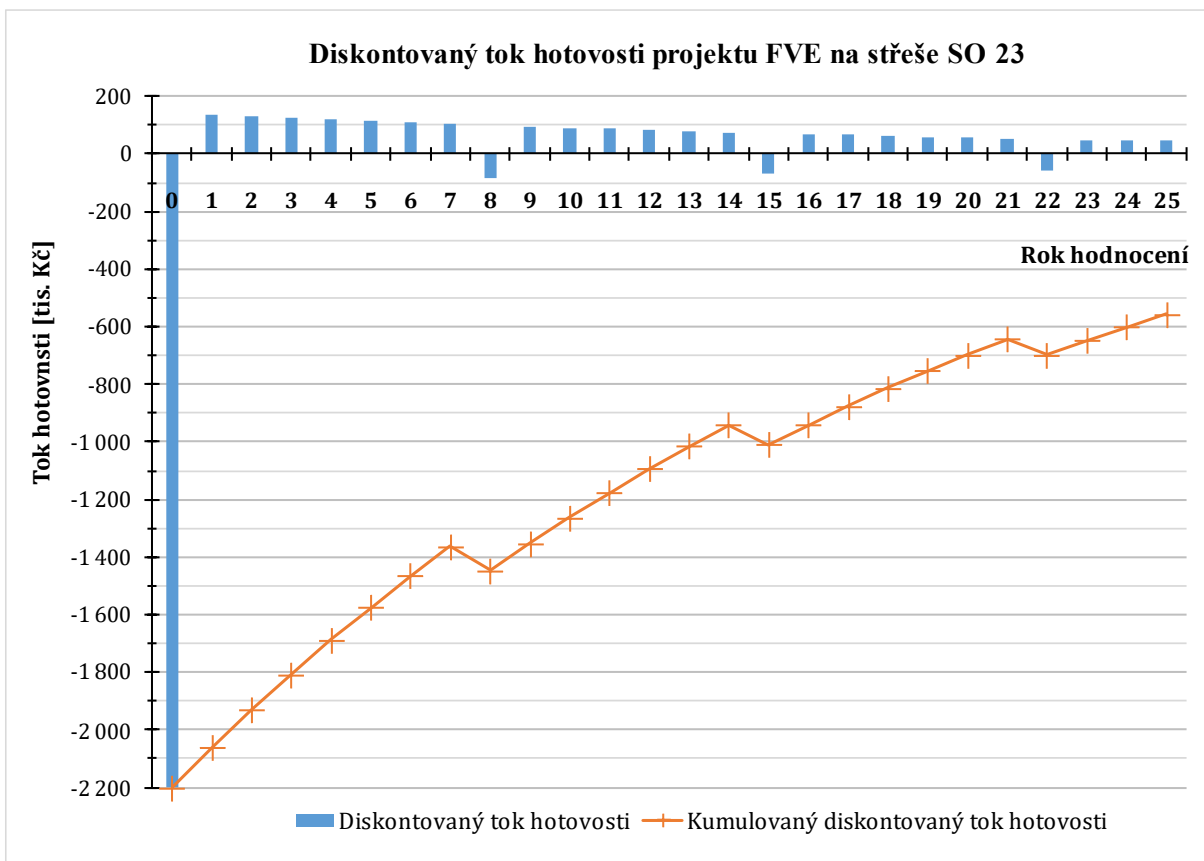
3.2.2 Výsledky ekonomického hodnocení

Výpočet vybraných ekonomických kritérií byl proveden vzhledem k době hodnocení o délce 25 let. Na straně 95 je prezentována tabulka 3.4 s postupným výpočtem kumulovaného diskontovaného toku hotovosti navrhovaného projektu a vybraných ekonomických kritérií. Výpočet je proveden v reálných cenách a bez DPH. Možná investiční dotace nebyla do prezentovaného výpočtu zahrnuta, vliv hodnoty čisté současné hodnoty projektu na její výši je hodnocen až v následné citlivostní analýze. Prezentován je výpočet se 4% hodnotou reálného diskontu.

Čistá současná hodnota projektu na konci doby hodnocení vychází záporná, konkrétně ve výši -453,1 tis. Kč. Pokud by nebyla do výpočtu NPV započtena zůstatková hodnota střídačů na konci doby hodnocení ve výši 103,3 tis. Kč, vycházela by čistá současná hodnota rovna kumulativnímu diskontovanému toku hotovosti ve 25. roce hodnocení tzn. -556,3 tis. Kč. Míra, s jakou dochází ke snižování záporné hodnoty kumulovaného diskontovaného toku hotovosti je velmi nízká. Projekt by dosáhl nulové čisté současné hodnoty na konci doby hodnocení při použití diskontu ve výši pouhých 1,64 %, při nezapočítání zůstatkové hodnoty střídačů 1,16 %. Investiční záměr se vzhledem k použitým vstupům nachází pod úrovní ekonomické návratnosti.

⁹⁶ ÚNMZ. ČSN 33 1500. *Elektrotechnické předpisy: Revize elektrických zařízení*. 1991.

⁹⁷ PROFIT SOLAR S. R. O. Pravidelná údržba a servis. In: *Profitsolar.cz* [online]. 2017. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <http://www.profitsolar.cz/sluzby/pravidelna-udrzba-a-servis/>


 Graf 3.1 – Vývoj toku hotovosti projektu FVE v čase ⁹⁸

Vytvořený ekonomický model indikuje, že k dosažení kladného NPV by nedošlo ani v případě nulových reinvestičních výdajů, čistá současná hodnota na konci hodnocení by v této hypotetické situaci činila -123,1 tis. Kč. V návaznosti na použité vstupy, by dokonce nedošlo k příznivému ekonomického efektu ani během 35 let provozu elektrárny.

 Tabulka 3.3 – Shrnutí vybraných vstupů a výstupů ekonomického modelu FVE ⁹⁹

Položka	Jednotka	Hodnota
Investiční výdaje	tis. Kč	2 199,8
Dotace	tis. Kč	0,0
Doba hodnocení	roky	25
Reálný diskont	%	4,0
Reálná doba návratnosti	roky	>25
Čistá současná hodnota (NPV)	tis. Kč	-453,1
Vnitřní výnosové procento (IRR)	%	1,64

⁹⁸ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným ekonomickým modelem.

⁹⁹ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.4 – Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu FVE¹⁰⁰**Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu FVE na střeše SO 23 - část I.** (počítáno bez DPH, v reálných cenách)

řádek	Položka	Jednotka	Hodnoty v jednotlivých letech provozu												
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Investiční výdaje	tis. Kč	2 199,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Dotace	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Finanční úspora	tis. Kč	0,0	153,3	152,3	151,4	150,5	149,5	148,6	147,7	146,7	145,8	144,9	143,9	143,0
4	Provozní výdaje (revize, údržba)	tis. Kč	0,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Reinvestice (střídače)	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	253,7	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Tok hotovosti	tis. Kč	-2 199,8	142,3	141,3	140,4	139,5	138,5	137,6	136,7	-117,9	134,8	133,9	132,9	132,0
7	Kumulovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 199,8	-2 057,5	-1 916,2	-1 775,8	-1 636,3	-1 497,8	-1 360,2	-1 223,5	-1 341,5	-1 206,7	-1 072,8	-939,9	-807,9
8	Diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 199,8	136,8	130,7	124,8	119,2	113,9	108,7	103,9	-86,2	94,7	90,4	86,3	82,4
9	Kumulovaný diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 199,8	-2 063,0	-1 932,3	-1 807,5	-1 688,3	-1 574,4	-1 465,7	-1 361,8	-1 448,0	-1 353,3	-1 262,9	-1 176,5	-1 094,1

Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu FVE na střeše SO 23 - část II. (počítáno bez DPH, v reálných cenách)

řádek	Položka	Jednotka	Hodnoty v jednotlivých letech provozu												
			13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Investiční výdaje	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Dotace	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Finanční úspora	tis. Kč	142,1	141,1	140,2	139,3	138,3	137,4	136,5	135,5	134,6	133,6	132,7	131,8	130,8
4	Provozní výdaje (revize, údržba)	tis. Kč	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
5	Reinvestice (střídače)	tis. Kč	0,0	0,0	253,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	253,7	0,0	0,0	0,0
6	Tok hotovosti	tis. Kč	131,1	130,1	-124,5	128,3	127,3	126,4	125,5	124,5	123,6	-131,0	121,7	120,8	119,8
7	Kumulovaný tok hotovosti	tis. Kč	-676,8	-546,7	-671,2	-542,9	-415,6	-289,2	-163,7	-39,2	84,4	-46,7	75,0	195,8	315,6
8	Diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	78,7	75,1	-69,1	68,5	65,4	62,4	59,5	56,8	54,2	-55,3	49,4	47,1	45,0
9	Kumulovaný diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-1 015,4	-940,2	-1 009,3	-940,9	-875,5	-813,1	-753,6	-696,7	-642,5	-697,8	-648,4	-601,3	-556,3
10	Diskontní míra	-	0,04												
11	Zůstatková hodnota (střídače)	tis. Kč	103,3												
12	Čistá současná hodnota (NPV)	tis. Kč	-453,1												
13	Vnitřní výnosové procento (IRR)	%	1,64												

¹⁰⁰ Vytvořeno autorem.

3.2.3 Citlivostní analýzy

Pro skutečnou výpovědní hodnotu vytvořeného ekonomického bylo autorem vypracováno několik citlivostních analýz. Vzhledem k tomu, že všechny hodnoty použité ve výpočtu vybraných ekonomických kritérií budou v reálné situaci méně či více odlišné, jsou citlivostní analýzy provedeny jako dvouparametrové a pro nejlepší názornost jsou v práci uvedeny ve formě tabulek. Výstupní proměnou provedených analýz je kritérium čisté současné hodnoty na konci doby hodnocení projektu. Výsledné hodnoty vypočtené v rámci citlivostní analýzy jsou v tabulkách barevně podbarveny vzhledem k nejlepšímu a nejhoršímu výsledku v tabulce, mezi jednotlivými pozicemi nejsou záměrně nakresleny oddělovací linie, protože by taková úprava v kombinaci s barevným podbarvením působila rušivě. Výsledky NPV byly zkoumány v reakci na změnu hodnoty investiční dotace, změnu diskontu, změnu investičních výdajů a v omezené míře rovněž na změnu vstupních cen el. energie, kombinace vstupních proměnných pro jednotlivé analýzy shrnuje následující výčet.

Citlivostní analýza NPV byla provedena vzhledem k

- míře investiční dotace a výši diskontu (tabulka 3.5 na str. 98),
- výši měrných investičních výdajů a míře investiční dotace (tabulka 3.6 na str. 98),
- výši měrných investičních výdajů a výši diskontu (tabulka 3.7 na str. 99),
- výši průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace (tabulka 3.8 na str. 100),
- výši průměrné roční ceny el. energie a výši diskontu (tabulka 3.9 na str. 101).

V následujícím textu této podkapitoly budou postupně komentovány výsledky provedených citlivostních analýz. Projekt se bez investiční podpory jeví jako ekonomicky efektivní pouze pro diskont nižší než 2 %. Vzhledem k odvětví podnikání Společnosti se však v případě použití vlastních finančních zdrojů dá očekávat požadavek na vyšší reálný diskont než použitá 4 %. V případě zajištění finančních prostředků pomocí bankovního úvěru je projekt spíše těsně pod hranicí ekonomické efektivity, s ohledem na současný růst inflace i úrokových sazeb.

Autor předpokládá možné přiznání investiční podpory, s nejvyšší pravděpodobností z programu OP TAK či NPO. Míru podpory je vhodné předpokládat na úrovni nepřevyšující 35 % celkových investičních výdajů, bezpečně v intervalu 25 až 30 %. V takovém případě se pro 4% diskont projekt pohybuje nad hranicí ekonomické efektivity. Provedené modelové výpočty indikují ekonomickou efektivitu pro situaci použití cizího kapitálu s reálným úrokem nižším než 4 % a současného přiznání investiční podpory ve zmíněném intervalu.

Citlivostní analýza na výši měrných investičních výdajů indikuje, že při zadání 4% reálného diskontu nebude dosaženo příznivého ekonomického výsledku ani v případě výrazného poklesu měrných investičních výdajů. Ke zvratu by došlo při měrných investičních výdajích na úrovni 22 tis. Kč za kWp, takových hodnot však dnes nedosahují ani větší instalace s instalovaným výkonem v řádu stovek kWp. Výrazné zlevnění projektu přitom autor neočekává s ohledem na zvýšení poptávky a současné omezení výroby vybraných komponent v ČLR, či zdražení jejich dopravy. Stanovenou hodnotu investičních výdajů (na základě tabulky 3.1 na str. 90) ve výši 2,200 mil. Kč (27 284 Kč.kWp⁻¹) autor doporučuje brát jako referenční hodnotu, kterou by neměl rozpočet případné realizace převýšit.

Nejvíce problematické bylo provedení citlivostní analýzy na cenu el. energie, vzhledem k rozdílné ceně el. energie v každé hodině modelového roku. Autor v práci citlivostní analýzou prezentuje změnu NPV vzhledem k plošné změně tržních cen el. energie o danou procentní výši, vztahenou k průměrné roční ceně použité v modelu FVE (tj. 64,74 EUR za MWh). Jinak řečeno, roční úspory za nákup el. energie se při výpočtu citlivostní analýzy mění dle procentní změny průměrné roční ceny el. energie.

Citlivostní analýza na výši průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace potvrzuje příznivý ekonomický výsledek v případě přiznání dotace ve výši alespoň 25 % celkových investičních výdajů. V případě mírně vyšší ceny el. energie existuje množina řešení, pro kterou by při míře dotace 20 % a nižší nedošlo k pozitivním výsledkům čisté současné hodnoty projektu. Při použití modelových cen plošně zvýšených o 25 % a více (tj. v současných cenách 80,93 a více EUR.MWh⁻¹) dochází již k pozitivnímu ekonomickému efektu i bez investiční podpory. Pro úplnost byla vytvořena i citlivostní analýza ceny el. energie na výši diskontu. Autor však doporučuje na vyšší než v modelu použité ceny el. energie nespoléhat, jelikož se očekává výrazný rozvoj právě fotovoltaických zdrojů.

Na základě výsledků vytvořených modelů a ekonomických citlivostních analýz vybraných vstupů ekonomického modelu je v závěru práce Společnosti adresováno závěrečné doporučení k projektu FVE.

Tabulka 3.5 – Citlivostní analýza NPV na míře investiční dotace a výši diskontu ¹⁰¹

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Výše reálného diskontu [%] a jeho bezrozměrného vyjádření [-]												
		0 % 0,00	1 % 0,01	2 % 0,02	3 % 0,03	4 % 0,04	5 % 0,05	6 % 0,06	7 % 0,07	8 % 0,08	9 % 0,09	10 % 0,10	11 % 0,11	12 % 0,12
Míra dotace vzhledem k celkovým investičním výdajům [%] a její peněžní částka [tis. Kč]	0 % 0,0	436,5	156,7	-79,8	-281,0	-453,1	-601,1	-729,2	-840,6	-938,0	-1023,7	-1099,4	-1166,6	-1226,5
	5 % 110,0	546,5	265,6	28,0	-174,2	-347,3	-496,3	-625,4	-737,8	-836,2	-922,8	-999,4	-1067,5	-1128,3
	10 % 220,0	656,4	374,5	135,8	-67,4	-241,5	-391,6	-521,6	-635,0	-734,3	-821,8	-899,4	-968,4	-1030,1
	15 % 330,0	766,4	483,4	243,7	39,4	-135,8	-286,8	-417,9	-532,2	-632,5	-720,9	-799,4	-869,3	-931,9
	20 % 440,0	876,4	592,3	351,5	146,2	-30,0	-182,1	-314,1	-429,4	-530,6	-620,0	-699,4	-770,2	-833,7
	25 % 549,9	986,4	701,2	459,3	252,9	75,7	-77,3	-210,3	-326,6	-428,8	-519,1	-599,4	-671,1	-735,5
	30 % 659,9	1096,4	810,1	567,2	359,7	181,5	27,4	-106,6	-223,8	-326,9	-418,2	-499,4	-572,0	-637,3
	35 % 769,9	1206,4	919,0	675,0	466,5	287,3	132,2	-2,8	-121,0	-225,1	-317,3	-399,4	-472,9	-539,1
	40 % 879,9	1316,4	1027,9	782,8	573,3	393,0	236,9	101,0	-18,2	-123,3	-216,4	-299,4	-373,9	-440,9
	45 % 989,9	1426,4	1136,8	890,7	680,1	498,8	341,7	204,7	84,6	-21,4	-115,5	-199,4	-274,8	-342,7
50 % 1099,9	1536,4	1245,7	998,5	786,9	604,5	446,4	308,5	187,4	80,4	-14,6	-99,5	-175,7	-244,5	

Tabulka 3.6 – Citlivostní analýza NPV na výši měrných investičních výdajů a výši diskontu ¹⁰²

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Výše reálného diskontu [%] a jeho bezrozměrného vyjádření [-]												
		0 % 0,00	1 % 0,01	2 % 0,02	3 % 0,03	4 % 0,04	5 % 0,05	6 % 0,06	7 % 0,07	8 % 0,08	9 % 0,09	10 % 0,10	11 % 0,11	12 % 0,12
Měrné investiční výdaje [tis. Kč.kWp ⁻¹] a odpovídající peněžní částka [tis. Kč]	20,000 1612,5	1097,2	808,7	564,8	357,4	180,1	27,6	-104,3	-219,1	-319,4	-407,5	-485,4	-554,6	-616,2
	21,000 1693,1	1006,5	719,2	476,3	269,8	93,2	-58,7	-190,1	-304,4	-404,3	-492,1	-569,7	-638,6	-700,0
	22,000 1773,8	915,8	629,7	387,8	182,1	6,3	-145,0	-275,9	-389,7	-489,2	-576,7	-654,0	-722,6	-783,8
	23,000 1854,4	825,1	540,1	299,3	94,5	-80,7	-231,3	-361,7	-475,0	-574,2	-661,3	-738,3	-806,6	-867,6
	24,000 1935,0	734,3	450,6	210,8	6,8	-167,6	-317,6	-447,4	-560,4	-659,1	-745,9	-822,6	-890,6	-951,4
	25,000 2015,6	643,6	361,1	122,3	-80,8	-254,5	-404,0	-533,2	-645,7	-744,0	-830,5	-906,8	-974,7	-1035,2
	26,000 2096,3	552,9	271,6	33,8	-168,4	-341,4	-490,3	-619,0	-731,0	-828,9	-915,0	-991,1	-1058,7	-1119,0
	27,000 2176,9	462,2	182,1	-54,7	-256,1	-428,4	-576,6	-704,8	-816,3	-913,9	-999,6	-1075,4	-1142,7	-1202,7
	28,000 2257,5	371,5	92,6	-143,2	-343,7	-515,3	-662,9	-790,6	-901,6	-998,8	-1084,2	-1159,7	-1226,7	-1286,5
	29,000 2338,1	280,8	3,1	-231,7	-431,4	-602,2	-749,2	-876,3	-987,0	-1083,7	-1168,8	-1244,0	-1310,7	-1370,3
	30,000 2418,8	190,1	-86,4	-320,2	-519,0	-689,1	-835,5	-962,1	-1072,3	-1168,7	-1253,4	-1328,3	-1394,8	-1454,1
	31,000 2499,4	99,4	-175,9	-408,7	-606,7	-776,1	-921,8	-1047,9	-1157,6	-1253,6	-1338,0	-1412,5	-1478,8	-1537,9
	32,000 2580,0	8,7	-265,4	-497,2	-694,3	-863,0	-1008,1	-1133,7	-1242,9	-1338,5	-1422,6	-1496,8	-1562,8	-1621,7
	33,000 2660,6	-82,0	-354,9	-585,7	-782,0	-949,9	-1094,4	-1219,5	-1328,3	-1423,4	-1507,1	-1581,1	-1646,8	-1705,5
	34,000 2741,3	-172,7	-444,4	-674,2	-869,6	-1036,8	-1180,7	-1305,2	-1413,6	-1508,4	-1591,7	-1665,4	-1730,8	-1789,2
35,000 2821,9	-263,4	-533,9	-762,6	-957,2	-1123,7	-1267,0	-1391,0	-1498,9	-1593,3	-1676,3	-1749,7	-1814,9	-1873,0	

¹⁰¹ Vytvořeno autorem.¹⁰² Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.7 – Citlivostní analýza NPV na výši měrných investičních výdajů a míře investiční dotace¹⁰³

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Míra dotace vzhledem k celkovým investičním výdajům [%] a její peněžní částka [tis. Kč]											
		0 % 0,0	5 % 110,0	10 % 220,0	15 % 330,0	20 % 440,0	25 % 549,9	30 % 659,9	35 % 769,9	40 % 879,9	45 % 989,9	50 % 1099,9	
Měrné investiční výdaje [tis. Kč.kWp ⁻¹] a odpovídající peněžní částka [tis. Kč]	20,000	1612,5	180,1	257,6	335,1	412,7	490,2	567,7	645,2	722,8	800,3	877,8	955,3
	21,000	1693,1	93,2	174,6	256,0	337,4	418,8	500,2	581,6	663,0	744,4	825,8	907,2
	22,000	1773,8	6,3	91,5	176,8	262,1	347,4	432,6	517,9	603,2	688,5	773,7	859,0
	23,000	1854,4	-80,7	8,5	97,6	186,8	275,9	365,1	454,2	543,4	632,6	721,7	810,9
	24,000	1935,0	-167,6	-74,6	18,5	111,5	204,5	297,6	390,6	483,6	576,6	669,7	762,7
	25,000	2015,6	-254,5	-157,6	-60,7	36,2	133,1	230,0	326,9	423,8	520,7	617,6	714,5
	26,000	2096,3	-341,4	-240,7	-139,9	-39,1	61,7	162,5	263,3	364,0	464,8	565,6	666,4
	27,000	2176,9	-428,4	-323,7	-219,0	-114,4	-9,7	94,9	199,6	304,2	408,9	513,6	618,2
	28,000	2257,5	-515,3	-406,7	-298,2	-189,7	-81,1	27,4	135,9	244,5	353,0	461,5	570,1
	29,000	2338,1	-602,2	-489,8	-377,4	-265,0	-152,6	-40,2	72,3	184,7	297,1	409,5	521,9
	30,000	2418,8	-689,1	-572,8	-456,6	-340,3	-224,0	-107,7	8,6	124,9	241,2	357,4	473,7
	31,000	2499,4	-776,1	-655,9	-535,7	-415,6	-295,4	-175,2	-55,1	65,1	185,2	305,4	425,6
	32,000	2580,0	-863,0	-738,9	-614,9	-490,9	-366,8	-242,8	-118,7	5,3	129,3	253,4	377,4
	33,000	2660,6	-949,9	-822,0	-694,1	-566,2	-438,2	-310,3	-182,4	-54,5	73,4	201,3	329,3
	34,000	2741,3	-1036,8	-905,0	-773,2	-641,4	-509,7	-377,9	-246,1	-114,3	17,5	149,3	281,1
35,000	2821,9	-1123,7	-988,1	-852,4	-716,7	-581,1	-445,4	-309,7	-174,1	-38,4	97,3	232,9	

¹⁰³ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.8 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace ¹⁰⁴

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Míra dotace vzhledem k celkovým investičním výdajům [%] a její peněžní částka [tis. Kč]										
		0 % 0,0	5 % 110,0	10 % 220,0	15 % 330,0	20 % 440,0	25 % 549,9	30 % 659,9	35 % 769,9	40 % 879,9	45 % 989,9	50 % 1099,9
Průměrná roční cena el. energie na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]	64,74 0 %	-453,1	-347,3	-241,5	-135,8	-30,0	75,7	181,5	287,3	393,0	498,8	604,5
	67,98 5 %	-353,1	-247,4	-141,6	-35,9	69,9	175,7	281,4	387,2	492,9	598,7	704,4
	71,22 10 %	-253,2	-147,5	-41,7	64,1	169,8	275,6	381,3	487,1	592,8	698,6	804,4
	74,45 15 %	-153,3	-47,5	58,2	164,0	269,7	375,5	481,3	587,0	692,8	798,5	904,3
	77,69 20 %	-53,4	52,4	158,1	263,9	369,7	475,4	581,2	686,9	792,7	898,4	1004,2
	80,93 25 %	46,5	152,3	258,1	363,8	469,6	575,3	681,1	786,8	892,6	998,4	1104,1
	84,17 30 %	146,5	252,2	358,0	463,7	569,5	675,2	781,0	886,8	992,5	1098,3	1204,0
	87,40 35 %	246,4	352,1	457,9	563,6	669,4	775,2	880,9	986,7	1092,4	1198,2	1304,0
	90,64 40 %	346,3	452,0	557,8	663,6	769,3	875,1	980,8	1086,6	1192,4	1298,1	1403,9
	93,88 45 %	446,2	552,0	657,7	763,5	869,2	975,0	1080,8	1186,5	1292,3	1398,0	1503,8
	97,12 50 %	546,1	651,9	757,6	863,4	969,2	1074,9	1180,7	1286,4	1392,2	1497,9	1603,7
	100,35 55 %	646,0	751,8	857,6	963,3	1069,1	1174,8	1280,6	1386,3	1492,1	1597,9	1703,6
	103,59 60 %	746,0	851,7	957,5	1063,2	1169,0	1274,7	1380,5	1486,3	1592,0	1697,8	1803,5
	106,83 65 %	845,9	951,6	1057,4	1163,1	1268,9	1374,7	1480,4	1586,2	1691,9	1797,7	1903,5
	110,06 70 %	945,8	1051,5	1157,3	1263,1	1368,8	1474,6	1580,3	1686,1	1791,9	1897,6	2003,4
	113,30 75 %	1045,7	1151,5	1257,2	1363,0	1468,7	1574,5	1680,3	1786,0	1891,8	1997,5	2103,3
116,54 80 %	1145,6	1251,4	1357,1	1462,9	1568,7	1674,4	1780,2	1885,9	1991,7	2097,5	2203,2	
119,78 85 %	1245,5	1351,3	1457,1	1562,8	1668,6	1774,3	1880,1	1985,9	2091,6	2197,4	2303,1	
123,01 90 %	1345,5	1451,2	1557,0	1662,7	1768,5	1874,3	1980,0	2085,8	2191,5	2297,3	2403,0	
126,25 95 %	1445,4	1551,1	1656,9	1762,7	1868,4	1974,2	2079,9	2185,7	2291,4	2397,2	2503,0	
129,49 100 %	1545,3	1651,1	1756,8	1862,6	1968,3	2074,1	2179,8	2285,6	2391,4	2497,1	2602,9	

¹⁰⁴ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.9 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a výši diskontu ¹⁰⁵

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Výše reálného diskontu [%] a jeho bezrozměrného vyjádření [-]												
		0 % 0,00	1 % 0,01	2 % 0,02	3 % 0,03	4 % 0,04	5 % 0,05	6 % 0,06	7 % 0,07	8 % 0,08	9 % 0,09	10 % 0,10	11 % 0,11	12 % 0,12
Průměrná roční cena el. energie na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]	64,74 0 %	436,5	156,7	-79,8	-281,0	-453,1	-601,1	-729,2	-840,6	-938,0	-1023,7	-1099,4	-1166,6	-1226,5
	67,98 5 %	594,3	296,2	44,3	-170,0	-353,1	-510,7	-646,9	-765,4	-868,9	-960,0	-1040,4	-1111,7	-1175,3
	71,22 10 %	752,1	435,7	168,3	-58,9	-253,2	-420,3	-564,7	-690,2	-799,9	-896,3	-981,4	-1056,8	-1124,1
	74,45 15 %	910,0	575,2	292,4	52,1	-153,3	-329,8	-482,4	-615,0	-730,8	-832,6	-922,3	-1002,0	-1072,9
	77,69 20 %	1067,8	714,7	416,5	163,1	-53,4	-239,4	-400,2	-539,8	-661,8	-768,9	-863,3	-947,1	-1021,7
	80,93 25 %	1225,6	854,2	540,6	274,1	46,5	-149,0	-317,9	-464,6	-592,7	-705,2	-804,3	-892,2	-970,5
	84,17 30 %	1383,5	993,7	664,7	385,2	146,5	-58,6	-235,7	-389,5	-523,7	-641,5	-745,3	-837,4	-919,3
	87,40 35 %	1541,3	1133,3	788,7	496,2	246,4	31,8	-153,4	-314,3	-454,6	-577,8	-686,3	-782,5	-868,1
	90,64 40 %	1699,1	1272,8	912,8	607,2	346,3	122,2	-71,2	-239,1	-385,6	-514,1	-627,3	-727,6	-816,9
	93,88 45 %	1857,0	1412,3	1036,9	718,2	446,2	212,7	11,1	-163,9	-316,5	-450,4	-568,3	-672,8	-765,7
	97,12 50 %	2014,8	1551,8	1161,0	829,3	546,1	303,1	93,3	-88,7	-247,5	-386,7	-509,3	-617,9	-714,5
	100,35 55 %	2172,6	1691,3	1285,1	940,3	646,0	393,5	175,5	-13,5	-178,4	-323,0	-450,3	-563,0	-663,3
	103,59 60 %	2330,4	1830,8	1409,1	1051,3	746,0	483,9	257,8	61,7	-109,4	-259,3	-391,3	-508,2	-612,1
	106,83 65 %	2488,3	1970,3	1533,2	1162,4	845,9	574,3	340,0	136,8	-40,3	-195,6	-332,3	-453,3	-560,9
	110,06 70 %	2646,1	2109,8	1657,3	1273,4	945,8	664,7	422,3	212,0	28,7	-131,9	-273,3	-398,5	-509,7
	113,30 75 %	2803,9	2249,3	1781,4	1384,4	1045,7	755,1	504,5	287,2	97,8	-68,2	-214,3	-343,6	-458,5
	116,54 80 %	2961,8	2388,8	1905,5	1495,4	1145,6	845,6	586,8	362,4	166,8	-4,5	-155,3	-288,7	-407,3
119,78 85 %	3119,6	2528,3	2029,6	1606,5	1245,5	936,0	669,0	437,6	235,9	59,2	-96,3	-233,9	-356,1	
123,01 90 %	3277,4	2667,8	2153,6	1717,5	1345,5	1026,4	751,3	512,8	304,9	122,9	-37,3	-179,0	-304,9	
126,25 95 %	3435,3	2807,3	2277,7	1828,5	1445,4	1116,8	833,5	587,9	374,0	186,6	21,7	-124,1	-253,7	
129,49 100 %	3593,1	2946,8	2401,8	1939,5	1545,3	1207,2	915,8	663,1	443,0	250,3	80,7	-69,3	-202,5	

¹⁰⁵ Vytvořeno autorem.

3.3 Ekonomické hodnocení kogenerační jednotky

Následující podkapitoly popisují data vstupující do vytvořeného ekonomického modelu a dále jeho výstupy ve formě vybraných ekonomických kritérií. Pro vyšší výpovědní hodnotu bylo provedeno několik citlivostních analýz, jejichž výsledky byly okomentovány a použity pro závěrečné hodnocení záměru pořízení kogenerační jednotky. Samotný výpočetní model byl zpracován v tabulkovém procesoru Microsoft Excel (ve verzi 2109) a je přístupný v elektronické verzi v příloze této práce, jedná se o soubor „Model_NPV_KJ.xlsx“.

3.3.1 Vstupy ekonomického hodnocení

V této části jsou popsána data, která vstupovala do ekonomického modelu kogenerační jednotky pro stanovení vybraných ekonomických kritérií.

3.3.1.1 Investiční výdaje

Pro ekonomické vyhodnocení byly stanoveny investiční výdaje projektu. Výrobce kogenerační jednotky sdílel pouze cenu vlastní jednotky. Bylo proto nutné odhadnout cenu instalace jednotky do objektu, cenu vyvedení výkonu, připojení k rozvodné síti zemního plynu a cenu vzduchotechniky a vyvedení spalin. Sestavený rozpočet s cenami bez DPH prezentuje tabulka 3.10 na následující straně. Nejdražší položkou je samotná kogenerační jednotka, s cenou 1 300 tis. Kč a jmenovitým elektrickým a tepelným výkonem reprezentuje měrné investiční výdaje na jednotku výkonu 22 375 Kč.kWt⁻¹, respektive 43 333 Kč.kWe⁻¹. Celkové investiční výdaje byly odhadnuty na 2 364 tis. Kč bez DPH, při přepočtu na jmenovité hodnoty výkonu KJ se jedná o měrné investiční výdaje ve výši 40 695 Kč.kWt⁻¹, respektive 78 813 Kč.kWe⁻¹.

Cena instalace a zprovoznění kogenerační jednotky byla odhadnuta na 50 tis. Kč. Výdaje na vyvedení elektrického výkonu ve formě kabelového vedení 0,4 kV ve výkopové trase z objektu KJ do objektu plánované trafostanice bylo odhadnuto na zhruba 22 tis. Kč, autor uvažoval vedení o délce 12 m.

Zbylé položky rozpočtu byly stanoveny na základě konzultace s vedoucím práce. Samotný objekt pro kogenerační jednotku byl uvažován o vnitřních rozměrech 4 x 4 x 2,7 m. Plynová přípojka na stávající NTL rozvod byla uvažována ve formě samostatného PE potrubí DN 32 vedeného ve výkopové trase s celkovou délkou 30 m. Pro vyvedení tepelného výkonu pomocí teplé vody do objektu stávající kotelny v SO 02 bylo uvažováno s 2 x 33 m předizolovaného potrubí se jmenovitou světlostí nejvýše DN 50, připojení do stávající tepelné soustavy se předpokládá pomocí směšovacího ventilu. Cena systému vyvedení spalin a vzduchotechniky objektu byla odhadnuta na základě specifikace spalovacího a ventilačního vzduchu a spalin poskytnuté výrobcem kogenerační jednotky. Cena revize elektrických a plynových zařízení, včetně ceny revize vyvedení spalin, je v uvedených položkových cenách zahrnuta.

Tabulka 3.10 – Rozpočet projektu KJ pro tepelné potřeby administrativní přístavby (SO 02) ¹⁰⁶

Položka rozpočtu	Počet jednotek	Jednotka	Jednotková cena [Kč]	Celková cena [Kč]
Kogenerační jednotka TEDOM Micro 30	1	ks	1 300 000,00	1 300 000,00
Instalace KJ do objektu a zprovoznění	1	ks	50 000,00	50 000,00
Objekt kogenerační jednotky	43,20	m ³	6 000,00	259 200,00
Přípojka zemního plynu	30	m	2 100,00	63 000,00
Tepelné rozvody	66	m	7 500,00	495 000,00
Směšovací ventil LDM včetně montáže	1	ks	35 000,00	35 000,00
Vzduchotechnika a vyvedení spalin	1	ks	140 000,00	140 000,00
Vyvedení elektrického výkonu	12	m	1 850,00	22 200,00
Celkové investiční výdaje [Kč]				2 364 400,00
Měrné investiční výdaje [Kč.kWt⁻¹]				40 695,35
Měrné investiční výdaje [Kč.kWe⁻¹]				78 813,33

Poznámka: Veškeré ceny v tabulce 3.10 jsou uvedeny bez DPH.

3.3.1.2 Možnost přiznání dotační podpory

Pro záměr pořízení kogenerační jednotky v autorem navržené formě nebyla zjištěna žádná možnost přiznání investiční dotace. Dobíhající Operační program Podnikání a inovace pro konkurenceschopnost (OP PIK) v posledních výzvách podporu nabízel pouze v případě náhrady stávajícího zdroje tepelné energie, prioritně pokud stávající zdroj využíval neobnovitelná tuhá paliva. Z tohoto důvodu autor neočekává možnou podporu ani u připravovaného Operačního programu Technologie a aplikace pro konkurenceschopnost (OP TAK). Programový dokument Ministerstva průmyslu a obchodu ve specifickém cíli 4.1 „Podpora energetické účinnosti a snižování emisí skleníkových plynů“ hovoří o podpoře vysoce účinné KVET pro pokrytí vlastní spotřeby energie energetických hospodářství podnikatelských provozů ¹⁰⁷, zda to však bude znamenat i podporu nových kogeneračních jednotek doplňujících stávající zdroje tepla není jasné, lze ale očekávat, že to nebude prioritní.

Podporu kogeneračních jednotek na zemní plyn neprioritně deklaruje Modernizační fond, podmínkou je však změna palivové základny nebo rekonstrukce či náhrada stávajícího zdroje, za prioritní jsou považovány projekty na využití obnovitelných nebo druhotných zdrojů energie. V současnosti jsou známy podmínky pro poskytování podpory v programu ENERGETS, který určen výhradně pro majitele energetických zařízení zařazených do systému emisního povolenek EU ETS, a program HEAT určený pro soustavy zásobování tepelnou energií.

Národního plánu obnovy deklaruje potřebu podpory vysoce účinné KVET, v současnosti je však prezentována pouze aktivita „Modernizace SZT“, která je zaměřena na rekonstrukce stávajících soustav zásobování tepelnou energií a na podporu výstavby nových připojení k těmto soustavám ¹⁰⁸.

Na základě výše zmíněných informací autor práce nepředpokládá možnost získání investiční podpory pro navrhovaný záměr pořízení KJ, v současné době je však k dispozici provozní podpora KVET ve formě tzv. zelených bonusů. Výše podpory je určena aktuálním

¹⁰⁶ Vytvořeno autorem.

¹⁰⁷ MPO. Programový dokument: OP TAK (2021-2027) [online]. Praha, 2021, 150 s. [cit. 2021-12-05]. s. 54 a 55. Dostupné z: <https://www.agentura-api.org/wp-content/uploads/2021/10/programovy-dokument-op-tak-2021-2027-verze-zari-2021.pdf>

¹⁰⁸ PISKÁČEK, Jan. MPO. Národní plán obnovy: Vybrané aktivity z oblasti energetiky [online]. Brno, 2021 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/optak-2021-2027/aktualni-informace/2021/11/NPO-prezentace_BRNO-MSV.pdf

cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie. Autor čerpal informace z cenového rozhodnutí č. 6/2021 ze dne 29. září 2021 ¹⁰⁹. Celková roční výše bonusu se odvíjí od množství vyrobené elektrické energie a výše základní a doplňkové sazby:

$$C_{ZB} = E_{KVET} \cdot (ZB_{základní\ sazba} + ZB_{doplňková\ sazba}) \quad (3-10)$$

kde:

C_{ZB}	celková výše podpory na elektřinu z KVET	[Kč]
E_{KVET}	množství elektřiny vyrobené KVET	[MWh]
$ZB_{základní\ sazba}$	Základní sazba zeleného bonusu	[Kč.MWh ⁻¹]
$ZB_{doplňková\ sazba}$	Doplňková sazba zeleného bonusu	[Kč.MWh ⁻¹]

Doplňková sazba se podle použitého cenového rozhodnutí vztahuje pouze k využití obnovitelných či druhotných zdrojů energie, pro využití zemního plynu je tak doplňková sazba rovna nule. Výše základní sazby se vztahuje k počtu provozních hodin za kalendářní rok. Provozními hodinami se rozumí daný počet prvních provozních hodin vykázaných dle vyhlášky o vykazování energie z podporovaných zdrojů č. 145/2016 Sb. v daném kalendářním roce a současně maximální počet provozních hodin v daném kalendářním roce na které je možné uplatnit nárok na podporu. Základní sazba ročního zeleného bonusu pro navrhovanou KJ činí 1 177 Kč.MWh⁻¹ pro 3 000 provozních hodin za rok nebo 758 Kč.MWh⁻¹ pro 4 400 provozních hodin za rok. V případě negativních provozních výsledků tedy lze provoz kogenerační jednotky omezit na 3 000 hodin, pro maximalizaci provozní podpory. Jelikož se jedná o provozní podporu, která může být v budoucnu zrušena, je riskantní zohledňovat ji v rámci finálního investičního rozhodnutí. Autor proto v práci uvádí výpočet bez zahrnutí provozní podpory i výpočet se zahrnutím zeleného bonusu v konstantní výši po celou dobu hodnocení. Ve zmíněném výpočtu vybraných ekonomických kritérií s provozní podporou je vzhledem k počtu provozních hodin vybrané kogenerační jednotky ve výši 1 428 h ročně a výrobě elektrické energie ve výši 34 316 kWh ¹¹⁰ ročně předpokládáno přiznání zeleného bonusu se sazbou 1 177 Kč.MWh⁻¹. Roční výše provozní podpory použitá v modelu je tedy přibližně 40,4 tis. Kč.

3.3.1.3 Finanční úspory

Do modelového výpočtu hotovostních toků vstupuje vypočtená hodnota celkové úspory vzniklá díky výrobě elektrické energie kogenerační jednotkou a úspoře dodávky elektrické energie z DS. Metodiku výpočtu zmíněné finanční úspory popisuje podkapitola 2.2.3.8 na str. 78. Celková finanční úspora vypočtená pro modelový rok činí 68,2 tis. Kč, z toho samotná úspora za nákup elektřiny na denním trhu představuje 60,9 tis. Kč, bližší údaje o vypočtených hodnotách poskytuje podkapitola 2.2.4 na straně 80. Zmíněné vypočtené hodnoty pro modelový rok byly použity ve všech letech doby hodnocení, ve kterých je jednotka v provozu, tedy od roku 1 do roku 25 včetně. Pro vyšší výpovědní hodnotu vytvořeného modelu byla následně vytvořena citlivostní analýza čisté současné hodnoty na výši použité ceny elektrické energie nakupované na denním trhu, ceny regulovaných plateb zahrnutých do úspory autor uvažuje pro jejich malý vliv za neměnné v celé době hodnocení.

¹⁰⁹ ERÚ. *Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 6/2021* [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-08]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/poze/cenova-rozhodnuti>

¹¹⁰ Hodnota výroby elektrické energie se od dříve uváděné hodnoty dodávky (32 257 kWh) liší o vlastní spotřebu elektřiny a elektrické ztráty o celkové výši 6 % (tj. přibližně o 2 059 kWh).

3.3.1.4 Provozní výdaje a reinvestice

Ve výpočtovém modelu NPV figuruje vedle investičních výdajů, provozní podpory a finanční úspory několik dalších vstupů. Každoroční provozní výdaje související s provozováním kogenerační jednotky představují jednak výdaje na servis, včetně drobných oprav a výměn a doplnění provozních kapalin, a dále výdaje na spalovaný zemní plyn.

Výrobce vybrané kogenerační jednotky nabízí poskytnutí kompletních servisních služeb, souhrn servisních prací uvádí plán údržby¹¹¹ zvolené kogenerační jednotky. Údržba a plánované opravy se provádějí v servisních intervalech podle počtu provozních hodin (motohodin) nebo dle časových intervalů. Mezi hlavní úkony údržby patří výměna mazacích olejů a olejového filtru, výměna zapalovacích svíček, čištění a seřizování kontaktů zapalování. Pravidelně se kontrolují všechny části kogenerační jednotky, vzhledem k vibracím je nutné sledovat těsnost a dotahovat spoje. Servis poskytovaný výrobcem zahrnuje i výměnu opotřebovaných či porušených dílů. Od provozovatele jednotky se očekávají základní kontroly stavu a evidence provozních dat.

Plán údržby uvádí i tzv. střední a generální opravu. Střední oprava představuje druh celkové opravy, při které se provádí detailní kontrola stavu vybraných dílů a vzhledem ke stupni opotřebení se případně provádí jejich oprava. Provedení střední opravy je plánováno při dosažení 30 000 motohodin, po dosažení 60 000 motohodin je dle plánu údržby nutná celková kontrola KJ a případně provedení generální opravy. Další provoz za hranicí 60 000 motohodin musí být schválen servisní organizací. Vzhledem k nízkému využití kogenerační jednotky indikovaném modelováním provozu, pouze 1 212 motohodin ročně (viz podkapitola 2.2.4 na straně 80), nebude v rámci 25leté doby hodnocení nutné generální opravu provést.

Výrobce pro vybranou KJ uvádí výši servisního poplatku 11,88 Kč na jednu motohodinu a 0,396 Kč na jednu kWh vyrobené elektrické energie, částky zahrnují servisní úkony dle plánu údržby včetně drobných oprav (bez generální opravy). Pro 1 212 motohodin ročního provozu se tak jedná o částku 14 398,56 Kč. Servisní poplatek vzhledem k roční výrobě elektrické energie ve výši 34 316 kWh činí 13 589,14 Kč. Celkové roční výdaje na servis kogenerační jednotky tedy představují 27 987,70 Kč.

Výdaje související se spotřebou zemního plynu jsou v stanoveny modelováním provozu KJ výpočty v programu Wolfram Mathematica. Metodika jejich výpočtu je uvedena v podkapitole 2.2.3.6 na straně 75, hodnoty vypočtené pro použité vstupní předpoklady jsou k dispozici v podkapitole 2.2.4 na straně 80. Výdaje za komoditu ročně činí přibližně 97,7 tis. Kč, dalších zhruba 21,2 tis. Kč představují regulované poplatky. Celkové roční výdaje na palivo použité v modelu NPV tedy představují necelých 118,9 tis. Kč. Kvůli nejistotě spojené s predikcí ceny zemního plynu, byla provedena citlivostní analýza NPV na změnu ceny nakupovaného paliva. Výše výdajů za regulované služby dodávky ZP byla uvažována po dobu hodnocení neměnná.

3.3.2 Výsledky ekonomického hodnocení

Výpočet vybraných ekonomických kritérií byl proveden vzhledem k době hodnocení o délce 25 let. Na straně 108 je prezentována tabulka 3.12 s postupným výpočtem kumulovaného diskontovaného toku hotovosti navrhovaného projektu a vybraných ekonomických kritérií v případě nulové investiční a nulové provozní podpory. Možnost získání investiční podpory autor nepředpokládá, pro názornost však byla provedena citlivostní analýza na její hypotetické výši. V současnosti existuje možnost přiznání provozní podpory KVET ve formě zelených bonusů, vzhledem k velmi nepříznivým výsledkům ekonomického hodnocení autor prezentuje na straně 109 i tabulka 3.13 s postupným výpočtem kumulovaného diskontovaného toku hotovosti a vybraných ekonomických kritérií pro případ stabilní provozní podpory v současné výši po celou dobu hodnocení. Oba prezentované výpočty jsou provedeny v reálných cenách, bez DPH a pro 4% hodnotu reálného diskontu.

¹¹¹ TEDOM, A. S. *Technická dokumentace: Kogenerační jednotka Micro 30*. Verze 2021. Plán údržby.

Jelikož každoroční provozní výdaje převyšují finanční úsporu z vlastní výroby elektřiny, projekt kogenerační jednotky se jeví jako ztrátový, a to i v případě přiznání zeleného bonusu dle cenového rozhodnutí pro rok 2022. Trvale záporný tok hotovosti každoročně znehodnocuje finanční prostředky vložené během nultého roku hodnocení v rámci investičních výdajů. Čistá současná hodnota v případě použitých předpokladů dosahuje na konci doby hodnocení výše -3 593,4 tis. Kč v případě výpočtu bez provozní podpory a výše -2 962,4 tis. Kč v případě trvalé provozní podpory ve stálé výši. I přes delší životnost pořízených zařízení se jeví investiční záměr jako nenávratný. I v hypotetickém případě, ve kterém by kogenerační jednotka pracovala daleko za rok 25, dříve nebo později dojde na nutnost provedení nákladné generální opravy ¹¹². Pro zmíněné oba prezentované výpočty rovněž neexistuje realistická hodnota vnitřního výnosového procenta. Investiční záměr se nachází hluboko pod úrovní ekonomické návratnosti. Přehled vybraných vstupů a výstupů vytvořeného ekonomického modelu poskytuje níže uvedená tabulka 3.11, vývoj diskontovaných toků hotovosti je znázorněn v grafu 3.2 a grafu 3.3 na následující straně.

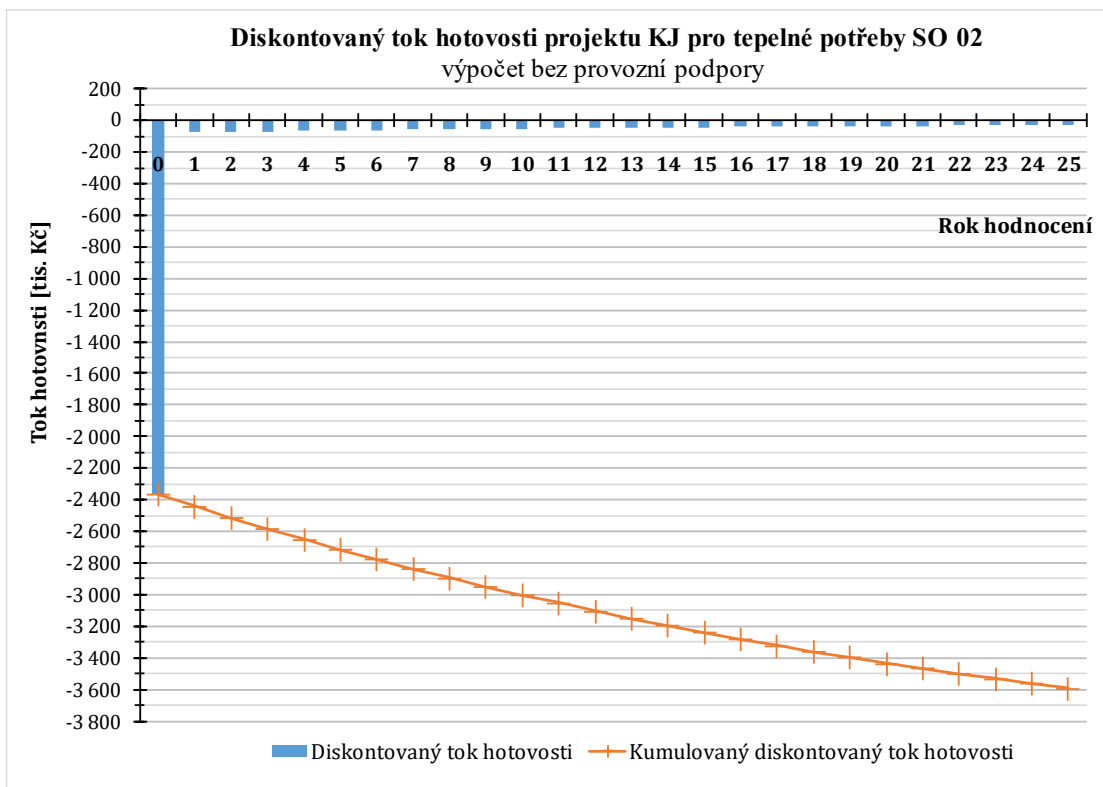
Tabulka 3.11 – Shrnutí vybraných vstupů a výstupů ekonomického modelu KJ ¹¹³

Položka	Jednotka	Hodnota	
Investiční výdaje	tis. Kč	2 364,4	2 364,4
Investiční podpora	tis. Kč	0,0	0,0
Provozní podpora*	tis. Kč	0,0	1 009,7
Doba hodnocení	roky	25	25
Reálný diskont	%	4,0	4,0
Reálná doba návratnosti	roky	nenávratné	nenávratné
Čistá současná hodnota (NPV)	tis. Kč	-3 593,4	-2 962,4
Vnitřní výnosové procento (IRR)	%	-	-

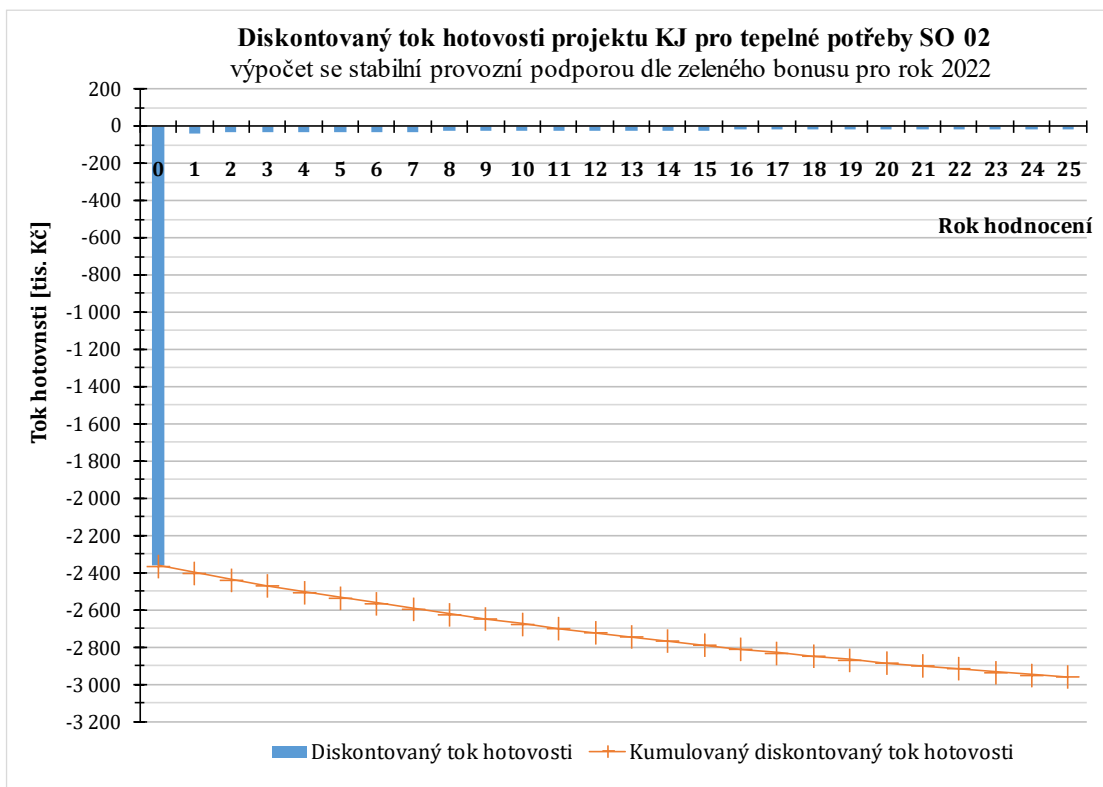
*Provozní podpora se předpokládá ve výši 1177 Kč za MWh vyrobené elektřiny.

¹¹² Cena generální opravy pro vybranou KJ dle informací výrobce činí přibližně 900 tis. Kč bez DPH.

¹¹³ Vytvořeno autorem.



Graf 3.2 – Vývoj toku hotovosti projektu KJ v čase dle výpočtu bez provozní podpory ¹¹⁴



Graf 3.3 – Vývoj toku hotovosti projektu KJ v čase dle výpočtu s provozní podporou ¹¹⁵

¹¹⁴ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným ekonomickým modelem.

¹¹⁵ Vytvořeno autorem, data vypočtena vytvořeným ekonomickým modelem.

Tabulka 3.12 – Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ (bez provozní podpory) ¹¹⁶

Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ pro tepelné potřeby SO 02 - část I. (počítáno bez DPH, v reálných cenách)														
řádek	Položka	Jednotka	Hodnoty v jednotlivých letech provozu											
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Investiční výdaje	tis. Kč	2 364,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Dotace	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Finanční úspora	tis. Kč	0,0	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
4	Palivové výdaje	tis. Kč	0,0	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9
5	Provozní výdaje (údržba a revize)	tis. Kč	0,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
6	Tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7
7	Kumulovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-2 443,1	-2 521,7	-2 600,4	-2 679,1	-2 757,8	-2 836,4	-2 915,1	-2 993,8	-3 072,4	-3 151,1	-3 229,8
8	Diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-75,6	-72,7	-69,9	-67,2	-64,7	-62,2	-59,8	-57,5	-55,3	-53,1	-51,1
9	Kumulovaný diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-2 440,0	-2 512,8	-2 582,7	-2 650,0	-2 714,6	-2 776,8	-2 836,6	-2 894,1	-2 949,3	-3 002,5	-3 053,6

Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ pro tepelné potřeby SO 02 - část II. (počítáno bez DPH, v reálných cenách)														
řádek	Položka	Jednotka	Hodnoty v jednotlivých letech provozu											
			13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Investiční výdaje	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Dotace	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Finanční úspora	tis. Kč	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
4	Provozní výdaje (revize, údržba)	tis. Kč	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9
5	Reinvestice (střídače)	tis. Kč	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
6	Tok hotovosti	tis. Kč	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7	-78,7
7	Kumulovaný tok hotovosti	tis. Kč	-3 387,1	-3 465,8	-3 544,5	-3 623,1	-3 701,8	-3 780,5	-3 859,1	-3 937,8	-4 016,5	-4 095,2	-4 173,8	-4 252,5
8	Diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-47,2	-45,4	-43,7	-42,0	-40,4	-38,8	-37,3	-35,9	-34,5	-33,2	-31,9	-30,7
9	Kumulovaný diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-3 150,0	-3 195,4	-3 239,1	-3 281,1	-3 321,5	-3 360,3	-3 397,7	-3 433,6	-3 468,1	-3 501,3	-3 533,2	-3 563,9
10	Diskontní míra	-	0,04											
12	Čistá současná hodnota (NPV)	tis. Kč	-3 593,4											
13	Vnitřní výnosové procento (IRR)	%	-											

¹¹⁶ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.13 – Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ (s provozní podporou) ¹¹⁷

Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ pro tepelné potřeby SO 02 - část I. (počítáno bez DPH, v reálných cenách)														
řádek	Položka	Jednotka	Hodnoty v jednotlivých letech provozu											
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Investiční výdaje	tis. Kč	2 364,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Dotace	tis. Kč	0,0	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
3	Finanční úspora	tis. Kč	0,0	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
4	Palivové výdaje	tis. Kč	0,0	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9
5	Provozní výdaje (údržba a revize)	tis. Kč	0,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
6	Tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3
7	Kumulovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-2 402,7	-2 441,0	-2 479,2	-2 517,5	-2 555,8	-2 594,1	-2 632,4	-2 670,6	-2 708,9	-2 747,2	-2 785,5
8	Diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-36,8	-35,4	-34,0	-32,7	-31,5	-30,3	-29,1	-28,0	-26,9	-25,9	-24,9
9	Kumulovaný diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 364,4	-2 401,2	-2 436,6	-2 470,6	-2 503,4	-2 534,8	-2 565,1	-2 594,2	-2 622,1	-2 649,0	-2 674,9	-2 699,8

Výpočet vybraných ekonomických kritérií projektu KJ pro tepelné potřeby SO 02 - část II. (počítáno bez DPH, v reálných cenách)														
řádek	Položka	Jednotka	Hodnoty v jednotlivých letech provozu											
			13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Investiční výdaje	tis. Kč	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Dotace	tis. Kč	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
3	Finanční úspora	tis. Kč	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2	68,2
4	Provozní výdaje (revize, údržba)	tis. Kč	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9	118,9
5	Reinvestice (střídače)	tis. Kč	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0
6	Tok hotovosti	tis. Kč	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3	-38,3
7	Kumulovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 862,1	-2 900,3	-2 938,6	-2 976,9	-3 015,2	-3 053,5	-3 091,7	-3 130,0	-3 168,3	-3 206,6	-3 244,9	-3 283,1
8	Diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-23,0	-22,1	-21,3	-20,4	-19,7	-18,9	-18,2	-17,5	-16,8	-16,2	-15,5	-14,9
9	Kumulovaný diskontovaný tok hotovosti	tis. Kč	-2 746,7	-2 768,8	-2 790,0	-2 810,5	-2 830,1	-2 849,0	-2 867,2	-2 884,7	-2 901,5	-2 917,6	-2 933,1	-2 948,1
10	Diskontní míra	-	0,04											
12	Čistá současná hodnota (NPV)	tis. Kč	-2 962,4											
13	Vnitřní výnosové procento (IRR)	%	-											

¹¹⁷ Vytvořeno autorem.

3.3.3 Citlivostní analýzy

V návaznosti na výsledky ekonomického hodnocení pro zvolené vstupní hodnoty, bylo provedeno několik citlivostních analýz. Stejně jako v případě hodnocení projektu fotovoltaické elektrárny jsou na následujících stranách uvedeny výsledky dvouparametrových citlivostních analýz ve formě barevně podbarvených tabulek, výstupním kritériem je opět čistá současná hodnota projektu na konci doby hodnocení. Vzhledem k nepříznivému ekonomickému výsledku pro reálný diskont ve výši 4 %, nebyla vypracována citlivostní analýza na jeho změnu, respektive na jeho zvýšení. Za nejdůležitější autor považuje citlivostní analýzy čisté současné hodnoty na plošné změny cen elektrické energie a zemního plynu, které byly provedeny pro případ nulové provozní podpory a pro případ stabilní provozní podpory po celou dobu hodnocení ve výši stanovené Energetickým regulačním úřadem pro rok 2022. I přes to, že autor možnost přiznání investiční podpory neočekává ¹¹⁸, byla provedena citlivostní analýza NPV na její případné míře vzhledem k celkovým investičním výdajům. Kombinace vstupních proměnných pro jednotlivé analýzy shrnuje následující výčet.

Citlivostní analýza NPV byla provedena vzhledem k

- vyšší průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace (tabulka 3.14 na str. 112),
- vyšší průměrné roční ceny el. energie a vyšší provozní podpory (tabulka 3.15 na str. 113),
- vyšší průměrné roční ceny el. energie a vyšší průměrné roční ceny zemního plynu pro případ bez provozní dotace (tabulka 3.16 na str. 114),
- vyšší průměrné roční ceny el. energie a vyšší průměrné roční ceny zemního plynu při započítání provozní dotace (tabulka 3.17 na str. 115).

V následujícím textu této podkapitoly budou postupně komentovány výsledky provedených citlivostních analýz. Vytvořené modely indikují, že projekt KJ bude ekonomicky neefektivní bez ohledu na případnou investiční či provozní podporu. První dvě prezentované analýzy předpokládají stabilní cenu zemního plynu a zvyšující se cenu elektrické energie, taková situace je však spíše hypotetická, jelikož v současnosti je cena elektrické energie s cenou zemního plynu provázána. V případě citlivostní analýzy na ceně elektrické energie a míře investiční dotace by bylo dosaženo návratnosti pouze v extrémní situaci velmi vysoké ceny elektrické energie v kontrastu s nízkou cenou zemního plynu za současné vysoké míry investiční podpory, v současnosti nic nenasvědčuje tomu, že by zmíněná situace mohla nastat.

Citlivostní analýza na vyšší provozní podpory indikuje pro autorem použitou cenu elektřiny negativní ekonomický efekt i pro provozní podporu ve výši 6 000 Kč.MWh⁻¹. Při použití vyšší ceny elektřiny bez změny ceny zemního plynu model neindikuje pozitivní výsledky pro stávající míru podpory. Podpora by pro nulovou hodnotu NPV musela činit 6 703 Kč.MWh⁻¹, taková výše provozní podpory se zdá naprosto nereálná, jakákoliv provozní podpora může být navíc v budoucnosti ukončena.

Při plošném zvýšení ceny elektřiny použité pro modelový rok o 300 % a zachování predikované ceny zemního plynu by provozní podpora musela stabilně po celou dobu hodnocení činit 1 377 Kč.MWh⁻¹ vyrobené elektřiny. Zmíněné procentní navýšení odpovídá průměrné roční ceně dle autorem použité cenové variability ve výši 258,97 EUR.MWh⁻¹. Pro průměrnou měsíční cenu v zimních měsících to v absolutních číslech znamená zvýšení ze zhruba 75 EUR.MWh⁻¹ na 225 EUR.MWh⁻¹. Je nutné podotknout, že tato cena je však modelem použita pro celou dobu hodnocení, tedy pro 25 let, navíc je velmi nepravděpodobné, že by cena elektřiny mohla být

¹¹⁸ Možnost přiznání investiční podpory v době vypracování práce dle autora není, avšak nejsou doposud známy konkrétní podmínky budoucích výzev OP TAK, viz podkapitola 3.3.1.2 na straně 104.

natolik vyšší oproti ceně zemního plynu. Při zvýšení ceny elektřiny o 300 % a zemního plynu o 0 % by průměrná cena elektřiny za zimních měsíce byla zhruba 6x vyšší, než je průměrná cena zemního plynu pro stejné období.

V rámci citlivostních analýz na plošné zvýšení ceny elektřiny a zemního plynu lze sledovat změny čisté současné hodnoty pro rozdílný růst cen těchto komodit. Přiložené tabulky výsledků indikují výraznější citlivost projektu na růst ceny zemního plynu než na růst ceny elektřiny. I při mnohonásobně vyšší ceně elektrické energie vzhledem k zemnímu plynu nedosahuje projekt ekonomické efektivnosti. Na základě výsledků vytvořených modelů a ekonomických citlivostních analýz vybraných vstupů ekonomického modelu je v závěru práce Společnosti adresováno závěrečné doporučení k projektu KJ.

Tabulka 3.14 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a míře investiční dotace ¹¹⁹

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Míra investiční dotace vzhledem k celkovým investičním výdajům [%] a její peněžní částka [tis. Kč]										
		0 % 0,0	5 % 118,2	10 % 236,4	15 % 354,7	20 % 472,9	25 % 591,1	30 % 709,3	35 % 827,5	40 % 945,8	45 % 1064,0	50 % 1182,2
Průměrná roční cena el. energie na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]	64,74 0 %	-3593,4	-3479,7	-3366,1	-3252,4	-3138,7	-3025,0	-2911,4	-2797,7	-2684,0	-2570,3	-2456,7
	74,45 15 %	-3450,6	-3337,0	-3223,3	-3109,6	-2995,9	-2882,3	-2768,6	-2654,9	-2541,3	-2427,6	-2313,9
	84,17 30 %	-3307,9	-3194,2	-3080,5	-2966,9	-2853,2	-2739,5	-2625,8	-2512,2	-2398,5	-2284,8	-2171,1
	93,88 45 %	-3165,1	-3051,4	-2937,8	-2824,1	-2710,4	-2596,7	-2483,1	-2369,4	-2255,7	-2142,1	-2028,4
	103,59 60 %	-3022,3	-2908,7	-2795,0	-2681,3	-2567,7	-2454,0	-2340,3	-2226,6	-2113,0	-1999,3	-1885,6
	113,30 75 %	-2879,6	-2765,9	-2652,2	-2538,6	-2424,9	-2311,2	-2197,5	-2083,9	-1970,2	-1856,5	-1742,8
	123,01 90 %	-2736,8	-2623,1	-2509,5	-2395,8	-2282,1	-2168,4	-2054,8	-1941,1	-1827,4	-1713,8	-1600,1
	132,72 105 %	-2594,0	-2480,4	-2366,7	-2253,0	-2139,4	-2025,7	-1912,0	-1798,3	-1684,7	-1571,0	-1457,3
	142,44 120 %	-2451,3	-2337,6	-2223,9	-2110,3	-1996,6	-1882,9	-1769,2	-1655,6	-1541,9	-1428,2	-1314,6
	152,15 135 %	-2308,5	-2194,8	-2081,2	-1967,5	-1853,8	-1740,2	-1626,5	-1512,8	-1399,1	-1285,5	-1171,8
	161,86 150 %	-2165,8	-2052,1	-1938,4	-1824,7	-1711,1	-1597,4	-1483,7	-1370,0	-1256,4	-1142,7	-1029,0
	171,57 165 %	-2023,0	-1909,3	-1795,6	-1682,0	-1568,3	-1454,6	-1340,9	-1227,3	-1113,6	-999,9	-886,3
	181,28 180 %	-1880,2	-1766,5	-1652,9	-1539,2	-1425,5	-1311,9	-1198,2	-1084,5	-970,8	-857,2	-743,5
	190,99 195 %	-1737,5	-1623,8	-1510,1	-1396,4	-1282,8	-1169,1	-1055,4	-941,7	-828,1	-714,4	-600,7
	200,70 210 %	-1594,7	-1481,0	-1367,3	-1253,7	-1140,0	-1026,3	-912,7	-799,0	-685,3	-571,6	-458,0
	210,42 225 %	-1451,9	-1338,3	-1224,6	-1110,9	-997,2	-883,6	-769,9	-656,2	-542,5	-428,9	-315,2
220,13 240 %	-1309,2	-1195,5	-1081,8	-968,1	-854,5	-740,8	-627,1	-513,4	-399,8	-286,1	-172,4	
229,84 255 %	-1166,4	-1052,7	-939,0	-825,4	-711,7	-598,0	-484,4	-370,7	-257,0	-143,3	-29,7	
239,55 270 %	-1023,6	-910,0	-796,3	-682,6	-568,9	-455,3	-341,6	-227,9	-114,2	-0,6	113,1	
249,26 285 %	-880,9	-767,2	-653,5	-539,8	-426,2	-312,5	-198,8	-85,2	28,5	142,2	255,9	
258,97 300 %	-738,1	-624,4	-510,8	-397,1	-283,4	-169,7	-56,1	57,6	171,3	285,0	398,6	

¹¹⁹ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.15 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a výši provozní podpory ¹²⁰

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Výše provozní podpory kombinované výroby elektřiny a tepla [Kč.MWh ⁻¹] pro rok 2022 stanovena cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu č. 6/2021 na 1177,0 Kč.MWh ⁻¹												
		0,0	500,0	1000,0	1500,0	2000,0	2500,0	3000,0	3500,0	4000,0	4500,0	5000,0	5500,0	6000,0
Průměrná roční cena el. energie na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]	64,74 0 %	-3593,4	-3325,4	-3057,3	-2789,3	-2521,2	-2253,2	-1985,1	-1717,1	-1449,1	-1181,0	-913,0	-644,9	-376,9
	74,45 15 %	-3450,6	-3182,6	-2914,6	-2646,5	-2378,5	-2110,4	-1842,4	-1574,3	-1306,3	-1038,2	-770,2	-502,2	-234,1
	84,17 30 %	-3307,9	-3039,8	-2771,8	-2503,7	-2235,7	-1967,7	-1699,6	-1431,6	-1163,5	-895,5	-627,4	-359,4	-91,4
	93,88 45 %	-3165,1	-2897,1	-2629,0	-2361,0	-2092,9	-1824,9	-1556,8	-1288,8	-1020,8	-752,7	-484,7	-216,6	51,4
	103,59 60 %	-3022,3	-2754,3	-2486,3	-2218,2	-1950,2	-1682,1	-1414,1	-1146,0	-878,0	-610,0	-341,9	-73,9	194,2
	113,30 75 %	-2879,6	-2611,5	-2343,5	-2075,4	-1807,4	-1539,4	-1271,3	-1003,3	-735,2	-467,2	-199,1	68,9	336,9
	123,01 90 %	-2736,8	-2468,8	-2200,7	-1932,7	-1664,6	-1396,6	-1128,6	-860,5	-592,5	-324,4	-56,4	211,7	479,7
	132,72 105 %	-2594,0	-2326,0	-2058,0	-1789,9	-1521,9	-1253,8	-985,8	-717,7	-449,7	-181,7	86,4	354,4	622,5
	142,44 120 %	-2451,3	-2183,2	-1915,2	-1647,2	-1379,1	-1111,1	-843,0	-575,0	-306,9	-38,9	229,2	497,2	765,2
	152,15 135 %	-2308,5	-2040,5	-1772,4	-1504,4	-1236,3	-968,3	-700,3	-432,2	-164,2	103,9	371,9	640,0	908,0
	161,86 150 %	-2165,8	-1897,7	-1629,7	-1361,6	-1093,6	-825,5	-557,5	-289,4	-21,4	246,6	514,7	782,7	1050,8
	171,57 165 %	-2023,0	-1754,9	-1486,9	-1218,9	-950,8	-682,8	-414,7	-146,7	121,4	389,4	657,4	925,5	1193,5
	181,28 180 %	-1880,2	-1612,2	-1344,1	-1076,1	-808,0	-540,0	-272,0	-3,9	264,1	532,2	800,2	1068,3	1336,3
	190,99 195 %	-1737,5	-1469,4	-1201,4	-933,3	-665,3	-397,2	-129,2	138,8	406,9	674,9	943,0	1211,0	1479,1
	200,70 210 %	-1594,7	-1326,6	-1058,6	-790,6	-522,5	-254,5	13,6	281,6	549,7	817,7	1085,7	1353,8	1621,8
	210,42 225 %	-1451,9	-1183,9	-915,8	-647,8	-379,8	-111,7	156,3	424,4	692,4	960,5	1228,5	1496,6	1764,6
220,13 240 %	-1309,2	-1041,1	-773,1	-505,0	-237,0	31,1	299,1	567,1	835,2	1103,2	1371,3	1639,3	1907,4	
229,84 255 %	-1166,4	-898,3	-630,3	-362,3	-94,2	173,8	441,9	709,9	978,0	1246,0	1514,0	1782,1	2050,1	
239,55 270 %	-1023,6	-755,6	-487,5	-219,5	48,5	316,6	584,6	852,7	1120,7	1388,8	1656,8	1924,8	2192,9	
249,26 285 %	-880,9	-612,8	-344,8	-76,7	191,3	459,4	727,4	995,4	1263,5	1531,5	1799,6	2067,6	2335,7	
258,97 300 %	-738,1	-470,1	-202,0	66,0	334,1	602,1	870,2	1138,2	1406,2	1674,3	1942,3	2210,4	2478,4	

¹²⁰ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.16 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a zemního plynu (bez provozní podpory) ¹²¹

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Průměrná roční cena zemního plynu na vnitrodenním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]																	
		28,93 0 %	33,27 15 %	37,61 30 %	41,95 45 %	46,29 60 %	50,63 75 %	54,97 90 %	59,31 105 %	63,65 120 %	67,99 135 %	72,33 150 %	76,67 165 %	81,01 180 %	85,35 195 %	89,69 210 %	94,03 225 %	98,37 240 %	102,71 255 %
Průměrná roční cena el. energie na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]	64,74 0 %	-3593,4	-3822,3	-4051,1	-4280,0	-4508,8	-4737,7	-4966,5	-5195,4	-5424,2	-5653,1	-5881,9	-6110,8	-6339,6	-6568,5	-6797,3	-7026,2	-7255,0	-7483,9
	74,45 15 %	-3450,6	-3679,5	-3908,3	-4137,2	-4366,0	-4594,9	-4823,7	-5052,6	-5281,4	-5510,3	-5739,1	-5968,0	-6196,8	-6425,7	-6654,5	-6883,4	-7112,2	-7341,1
	84,17 30 %	-3307,9	-3536,7	-3765,6	-3994,4	-4223,3	-4452,1	-4681,0	-4909,8	-5138,7	-5367,5	-5596,4	-5825,2	-6054,1	-6282,9	-6511,8	-6740,6	-6969,5	-7198,3
	93,88 45 %	-3165,1	-3394,0	-3622,8	-3851,7	-4080,5	-4309,4	-4538,2	-4767,1	-4995,9	-5224,8	-5453,6	-5682,5	-5911,3	-6140,2	-6369,0	-6597,9	-6826,7	-7055,6
	103,59 60 %	-3022,3	-3251,2	-3480,0	-3708,9	-3937,7	-4166,6	-4395,4	-4624,3	-4853,1	-5082,0	-5310,8	-5539,7	-5768,6	-5997,4	-6226,3	-6455,1	-6684,0	-6912,8
	113,30 75 %	-2879,6	-3108,4	-3337,3	-3566,1	-3795,0	-4023,8	-4252,7	-4481,5	-4710,4	-4939,2	-5168,1	-5396,9	-5625,8	-5854,6	-6083,5	-6312,3	-6541,2	-6770,0
	123,01 90 %	-2736,8	-2965,7	-3194,5	-3423,4	-3652,2	-3881,1	-4109,9	-4338,8	-4567,6	-4796,5	-5025,3	-5254,2	-5483,0	-5711,9	-5940,7	-6169,6	-6398,4	-6627,3
	132,72 105 %	-2594,0	-2822,9	-3051,7	-3280,6	-3509,4	-3738,3	-3967,2	-4196,0	-4424,9	-4653,7	-4882,6	-5111,4	-5340,3	-5569,1	-5798,0	-6026,8	-6255,7	-6484,5
	142,44 120 %	-2451,3	-2680,1	-2909,0	-3137,8	-3366,7	-3595,5	-3824,4	-4053,2	-4282,1	-4510,9	-4739,8	-4968,6	-5197,5	-5426,3	-5655,2	-5884,0	-6112,9	-6341,7
	152,15 135 %	-2308,5	-2537,4	-2766,2	-2995,1	-3223,9	-3452,8	-3681,6	-3910,5	-4139,3	-4368,2	-4597,0	-4825,9	-5054,7	-5283,6	-5512,4	-5741,3	-5970,1	-6199,0
	161,86 150 %	-2165,8	-2394,6	-2623,5	-2852,3	-3081,2	-3310,0	-3538,9	-3767,7	-3996,6	-4225,4	-4454,3	-4683,1	-4912,0	-5140,8	-5369,7	-5598,5	-5827,4	-6056,2
	171,57 165 %	-2023,0	-2251,8	-2480,7	-2709,5	-2938,4	-3167,2	-3396,1	-3624,9	-3853,8	-4082,6	-4311,5	-4540,3	-4769,2	-4998,0	-5226,9	-5455,7	-5684,6	-5913,4
	181,28 180 %	-1880,2	-2109,1	-2337,9	-2566,8	-2795,6	-3024,5	-3253,3	-3482,2	-3711,0	-3939,9	-4168,7	-4397,6	-4626,4	-4855,3	-5084,1	-5313,0	-5541,8	-5770,7
	190,99 195 %	-1737,5	-1966,3	-2195,2	-2424,0	-2652,9	-2881,7	-3110,6	-3339,4	-3568,3	-3797,1	-4026,0	-4254,8	-4483,7	-4712,5	-4941,4	-5170,2	-5399,1	-5627,9
	200,70 210 %	-1594,7	-1823,5	-2052,4	-2281,2	-2510,1	-2738,9	-2967,8	-3196,6	-3425,5	-3654,3	-3883,2	-4112,0	-4340,9	-4569,7	-4798,6	-5027,4	-5256,3	-5485,1
	210,42 225 %	-1451,9	-1680,8	-1909,6	-2138,5	-2367,3	-2596,2	-2825,0	-3053,9	-3282,7	-3511,6	-3740,4	-3969,3	-4198,1	-4427,0	-4655,8	-4884,7	-5113,5	-5342,4
	220,13 240 %	-1309,2	-1538,0	-1766,9	-1995,7	-2224,6	-2453,4	-2682,3	-2911,1	-3140,0	-3368,8	-3597,7	-3826,5	-4055,4	-4284,2	-4513,1	-4741,9	-4970,8	-5199,6
229,84 255 %	-1166,4	-1395,2	-1624,1	-1852,9	-2081,8	-2310,6	-2539,5	-2768,3	-2997,2	-3226,0	-3454,9	-3683,7	-3912,6	-4141,5	-4370,3	-4599,2	-4828,0	-5056,9	
239,55 270 %	-1023,6	-1252,5	-1481,3	-1710,2	-1939,0	-2167,9	-2396,7	-2625,6	-2854,4	-3083,3	-3312,1	-3541,0	-3769,8	-3998,7	-4227,5	-4456,4	-4685,2	-4914,1	
249,26 285 %	-880,9	-1109,7	-1338,6	-1567,4	-1796,3	-2025,1	-2254,0	-2482,8	-2711,7	-2940,5	-3169,4	-3398,2	-3627,1	-3855,9	-4084,8	-4313,6	-4542,5	-4771,3	
258,97 300 %	-738,1	-966,9	-1195,8	-1424,6	-1653,5	-1882,3	-2111,2	-2340,1	-2568,9	-2797,8	-3026,6	-3255,5	-3484,3	-3713,2	-3942,0	-4170,9	-4399,7	-4628,6	

¹²¹ Vytvořeno autorem.

Tabulka 3.17 – Citlivostní analýza NPV na výši průměrné roční ceny el. energie a zemního plynu (s provozní podporou) ¹²²

Vypočtené hodnoty NPV na konci doby hodnocení [tis. Kč]		Průměrná roční cena zemního plynu na vnitrodenním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]																	
		28,93 0 %	33,27 15 %	37,61 30 %	41,95 45 %	46,29 60 %	50,63 75 %	54,97 90 %	59,31 105 %	63,65 120 %	67,99 135 %	72,33 150 %	76,67 165 %	81,01 180 %	85,35 195 %	89,69 210 %	94,03 225 %	98,37 240 %	102,71 255 %
Průměrná roční cena el. energie na denním trhu ČR [EUR.MWh ⁻¹] a její navýšení oproti v modelu použité ceně [%]	64,74 0 %	-2962,4	-3191,3	-3420,1	-3649,0	-3877,8	-4106,7	-4335,5	-4564,4	-4793,2	-5022,1	-5250,9	-5479,8	-5708,6	-5937,5	-6166,3	-6395,2	-6624,0	-6852,9
	74,45 15 %	-2819,7	-3048,5	-3277,4	-3506,2	-3735,1	-3963,9	-4192,8	-4421,6	-4650,5	-4879,3	-5108,2	-5337,0	-5565,9	-5794,7	-6023,6	-6252,4	-6481,3	-6710,1
	84,17 30 %	-2676,9	-2905,8	-3134,6	-3363,5	-3592,3	-3821,2	-4050,0	-4278,9	-4507,7	-4736,6	-4965,4	-5194,3	-5423,1	-5652,0	-5880,8	-6109,7	-6338,5	-6567,4
	93,88 45 %	-2534,1	-2763,0	-2991,8	-3220,7	-3449,5	-3678,4	-3907,2	-4136,1	-4364,9	-4593,8	-4822,6	-5051,5	-5280,3	-5509,2	-5738,0	-5966,9	-6195,7	-6424,6
	103,59 60 %	-2391,4	-2620,2	-2849,1	-3077,9	-3306,8	-3535,6	-3764,5	-3993,3	-4222,2	-4451,0	-4679,9	-4908,7	-5137,6	-5366,4	-5595,3	-5824,1	-6053,0	-6281,8
	113,30 75 %	-2248,6	-2477,5	-2706,3	-2935,2	-3164,0	-3392,9	-3621,7	-3850,6	-4079,4	-4308,3	-4537,1	-4766,0	-4994,8	-5223,7	-5452,5	-5681,4	-5910,2	-6139,1
	123,01 90 %	-2105,8	-2334,7	-2563,5	-2792,4	-3021,2	-3250,1	-3478,9	-3707,8	-3936,6	-4165,5	-4394,3	-4623,2	-4852,0	-5080,9	-5309,7	-5538,6	-5767,4	-5996,3
	132,72 105 %	-1963,1	-2191,9	-2420,8	-2649,6	-2878,5	-3107,3	-3336,2	-3565,0	-3793,9	-4022,7	-4251,6	-4480,4	-4709,3	-4938,1	-5167,0	-5395,8	-5624,7	-5853,5
	142,44 120 %	-1820,3	-2049,2	-2278,0	-2506,9	-2735,7	-2964,6	-3193,4	-3422,3	-3651,1	-3880,0	-4108,8	-4337,7	-4566,5	-4795,4	-5024,2	-5253,1	-5481,9	-5710,8
	152,15 135 %	-1677,5	-1906,4	-2135,2	-2364,1	-2592,9	-2821,8	-3050,6	-3279,5	-3508,3	-3737,2	-3966,0	-4194,9	-4423,7	-4652,6	-4881,5	-5110,3	-5339,2	-5568,0
	161,86 150 %	-1534,8	-1763,6	-1992,5	-2221,3	-2450,2	-2679,0	-2907,9	-3136,7	-3365,6	-3594,4	-3823,3	-4052,1	-4281,0	-4509,8	-4738,7	-4967,5	-5196,4	-5425,2
	171,57 165 %	-1392,0	-1620,9	-1849,7	-2078,6	-2307,4	-2536,3	-2765,1	-2994,0	-3222,8	-3451,7	-3680,5	-3909,4	-4138,2	-4367,1	-4595,9	-4824,8	-5053,6	-5282,5
	181,28 180 %	-1249,2	-1478,1	-1706,9	-1935,8	-2164,6	-2393,5	-2622,3	-2851,2	-3080,1	-3308,9	-3537,8	-3766,6	-3995,5	-4224,3	-4453,2	-4682,0	-4910,9	-5139,7
	190,99 195 %	-1106,5	-1335,3	-1564,2	-1793,0	-2021,9	-2250,7	-2479,6	-2708,4	-2937,3	-3166,1	-3395,0	-3623,8	-3852,7	-4081,5	-4310,4	-4539,2	-4768,1	-4996,9
	200,70 210 %	-963,7	-1192,6	-1421,4	-1650,3	-1879,1	-2108,0	-2336,8	-2565,7	-2794,5	-3023,4	-3252,2	-3481,1	-3709,9	-3938,8	-4167,6	-4396,5	-4625,3	-4854,2
	210,42 225 %	-820,9	-1049,8	-1278,7	-1507,5	-1736,4	-1965,2	-2194,1	-2422,9	-2651,8	-2880,6	-3109,5	-3338,3	-3567,2	-3796,0	-4024,9	-4253,7	-4482,6	-4711,4
	220,13 240 %	-678,2	-907,0	-1135,9	-1364,7	-1593,6	-1822,4	-2051,3	-2280,1	-2509,0	-2737,8	-2966,7	-3195,5	-3424,4	-3653,2	-3882,1	-4110,9	-4339,8	-4568,6
	229,84 255 %	-535,4	-764,3	-993,1	-1222,0	-1450,8	-1679,7	-1908,5	-2137,4	-2366,2	-2595,1	-2823,9	-3052,8	-3281,6	-3510,5	-3739,3	-3968,2	-4197,0	-4425,9
239,55 270 %	-392,7	-621,5	-850,4	-1079,2	-1308,1	-1536,9	-1765,8	-1994,6	-2223,5	-2452,3	-2681,2	-2910,0	-3138,9	-3367,7	-3596,6	-3825,4	-4054,3	-4283,1	
249,26 285 %	-249,9	-478,7	-707,6	-936,4	-1165,3	-1394,1	-1623,0	-1851,8	-2080,7	-2309,5	-2538,4	-2767,2	-2996,1	-3224,9	-3453,8	-3682,6	-3911,5	-4140,3	
258,97 300 %	-107,1	-336,0	-564,8	-793,7	-1022,5	-1251,4	-1480,2	-1709,1	-1937,9	-2166,8	-2395,6	-2624,5	-2853,3	-3082,2	-3311,0	-3539,9	-3768,7	-3997,6	

¹²² Vytvořeno autorem.

ZÁVĚR

Autorem zkoumaný průmyslový areál je příkladem středně velkého výrobního podniku s ideálními podmínkami pro pořízení vlastního zdroje energie. Zkoumaný areál spotřebovává velké množství elektrické energie dodávané z distribuční soustavy pomocí připojení na hladině vysokého napětí, průběh odběru elektřiny z DS je v pracovních dnech roku téměř kontinuální. Jako energeticky úsporné opatření bylo v diplomové práci navrženo realizovat fotovoltaickou elektrárnu nebo pořídit kogenerační jednotku. Pro hodnocení navržených opatření byly autorem práce vytvořeny výpočtové modely pro simulaci provozu zmíněných energetických zdrojů v prostředí průmyslového areálu, na jejichž základě bylo dále provedeno hodnocení ekonomické efektivity. Obě navrhovaná řešení vlastního zdroje nebudou mít vliv na hodnotu sjednáváného rezervovaného příkonu elektrické energie.

I přes to, že areál disponuje značnými střešními plochami stávajících budov, realizace fotovoltaické instalace se na nich jeví jako neproveditelná, a to kvůli technickým omezením stávajících střešních konstrukcí či částečnému zastínění těchto střešních ploch. Instalace byla proto Společnosti doporučena na střeše plánovaného objektu příjmového terminálu v jižní části areálu. Vzhledem k hodinovému odběru elektřiny během běžného provozu areálu je však potenciál této střešní instalace nízký. Zvýšení potenciálu poskytuje možnost realizovat FVE ve formě zastřešení stávajícího parkoviště či pozemní instalace na nevyužívaném prostoru v jižní části areálu. Možnost realizace společné elektrárny využívající zastřešení parkoviště i střechy budoucího objektu je technicky náročná, u obou případů však lze očekávat finanční podporu pomocí investiční dotace. Z hlediska investičních výdajů efektivnější pozemní instalace, byť na pozemku průmyslového areálu, není v ČR ze strany státu podporována. Autorem vytvořený ekonomický model blíže zkoumá variantu realizace FVE na střeše objektu příjmového terminálu (SO 23). Výsledky modelových výpočtů indikují, že realizace elektrárny nebude mít příznivý ekonomický efekt při použití vlastního kapitálu a bez přiznání investiční dotace. Autorem stanovené roční hodnoty finančních úspor jsou příliš nízké v návaznosti na pořizování elektrické energie přímo na denním trhu s elektřinou. Dle autora se jedná z technické hlediska o velmi vhodnou lokalitu k realizaci větší fotovoltaické instalace, kvůli nízké ceně dodávané elektřiny a nemožnosti plně využít technického potenciálu se však navrhované úsporné opatření bez investiční podpory nachází pod hranicí ekonomické efektivity.

Možnosti využití kogenerační jednotky v rámci areálu jsou omezeny stávající decentralní koncepcí systému vytápění jednotlivých objektů. V rámci práce bylo zkoumáno možné využití kogenerační jednotky pro tepelné potřeby objektu administrativní přístavby (SO 02). Předpokladem bylo využití KJ v topné sezóně, stávající zdroje tepla (plynové kotle) by zůstaly zachovány. Kogenerační jednotku by bylo nutné umístit do nového objektu v blízkosti stávající kotelny, která je dispozičně zcela obsazena. Potřeba vybudovat zcela nový objekt a realizovat propojení se stávajícími sítěmi technického vybavení znamená vyšší celkové investiční výdaje. Záměr pořízení kogenerační jednotky na zemní plyn jako dalšího zdroje tepla, nemá v současné době nárok na investiční podporu, kombinovaná výroba elektřiny a tepla je však podporována pomocí provozní podpory ve formě zelených bonusů. Autorem vytvořený model simulující provoz kogenerační jednotky indikuje nízké roční využití nového zdroje a ekonomicky ztrátový provoz. Vypočtená roční finanční úspora je podle použitých předpokladů nižší než samotné palivové výdaje. Výsledky modelových výpočtů indikují, že případné pořízení kogenerační jednotky bude mít nepříznivý ekonomický efekt, a to i v případě zohlednění současné provozní podpory nebo výrazně vyšší ceny elektřiny oproti ceně zemního plynu. Pořízení kogenerační jednotky proto nebylo Společnosti doporučeno.

Závěrečné shrnutí a doporučení k záměru realizace fotovoltaické elektrárny adresované obchodní Společnosti:

Jako neoptimálnější se jeví umístění fotovoltaické elektrárny na střeše plánovaného příjmového terminálu SO 23. Jedná se o jedinou střešní plochu v areálu, která bude poskytovat prostor pro realizaci větší elektrárny a zároveň zde nebude hrozit její částečné zastínění.

Perspektivní variantou může být i zastřešení parkovacích stání v jižní části areálu (jižně od administrativní budovy SO 02), je zde však možné částečné zastínění z východního směru od objektu obloukové haly SO 26. Zmíněná část parkoviště poskytuje podobný potenciál z hlediska instalovaného výkonu jako varianta FVE na střeše SO 23 (tedy 80 a více kWp), v porovnání s ní však nelze umístit elektrická zařízení (střídače, elektrické ochrany) do stávajících stavebních objektů. Vzhledem k velmi příznivému diagramu odběru elektrické energie z distribuční soustavy autor doporučuje snažit se o co nejvyšší možný instalovaný výkon elektrárny, v ideálním případě tedy provést jak variantu elektrárny na střeše SO 23, tak elektrárnu ve formě zastřešení jižní části parkoviště. Ve zmíněném případě bude umožněno dosáhnout nižších měrných investičních výdajů než v případě realizace pouze jedné z variant. V rámci zkoumaného areálu, nelze tyto varianty technicky jednoduše propojit, jelikož technicky neoptimálnější řešení vyvedení výkonu vede u obou variant jinou trasou. V případě zastřešení parkoviště skrze stávající kabel nízkého napětí ve stávající trafostanici 22/0,4 kV a v případě FVE na střeše SO 23 kabelovým žlabem v objektu lisovny SO 01a. Při požadavku provést obě varianty se společným vyvedením výkonu, a tedy i s potenciálně nižšími investičními výdaji, by bylo nutné pro část technologie obou elektráren vyhradit vnitřní prostor u západní strany objektu příjmového terminálu. Koncipovat obě elektrárny jako vzájemně nezávislé autor považuje za nevhodné, protože každá elektrárna by musela mít vlastní frekvenční a napěťovou ochranu a vlastní systém monitoringu. Téměř veškerá vyrobená elektřina z FVE by byla využívána v rámci spotřeby areálu, míru lokální spotřeby autorem vytvořený model indikuje vyšší než 90 % u instalovaného výkonu do 330 kWp.

Na obě zmíněné varianty lze očekávat přiznání dotace ze všech dostupných dotačních programů (OP TAK a NPO, v případě vypsání další výzvy i z Modernizačního fondu). Vytvořený model pro výpočet vybraných ekonomických kritérií indikuje, že navržený projekt FVE na střeše příjmového terminálu nebude ekonomicky efektivní při vysoké hodnotě reálného diskontu. Pozitivní ekonomický výsledek rovněž provedené výpočty neindikují bez přiznání investiční podpory. Autor proto Společnosti doporučuje realizaci FVE provést pouze při současném splnění následujících podmínek:

- Použití cizího kapitálu na realizaci FVE s reálnou úrokovou sazbou 4 % nebo nižší.
- Zajištění investiční podpory ve výši minimálně 25 % z celkových investičních výdajů.

Celkové měrné investičních výdaje by rovněž neměly přesáhnout 28 tis. Kč.kWp⁻¹, je proto vhodné finální rozhodnutí vázat i na vývoj trhu v roce 2022 a zároveň na výsledky předběžných nabídek realizačních firem. Jelikož je ekonomická efektivita natolik nejistá a výše úspory se odvíjí od budoucího vývoje cen na denním trhu s elektřinou, Společnost pravděpodobně nebude moci využít metodu EPC¹²³ (Energy Performance Contracting), protože kontraktor by o takový projekt neměl zájem.

Potenciál na snížené měrných investičních výdajů poskytuje alternativní varianta realizace FVE ve formě pozemní instalace situované v prostoru jižně od stávající protihlukové stěny za

¹²³ Metoda EPC představuje způsob financování energeticky úsporných projektů, při kterých zákazník splácí investici postupně až z dosažených energetických úspor, na počátečním financování investice se nepodílí.

objektem šrotiště a skladem odpadů. Při využití většiny dostupné zatravněné plochy s ohledem na eliminaci možného zastínění (plocha cca 0,3 ha) lze realizovat FVE s výkonem vyšším než 300 kWp¹²⁴, i u takové instalace se dá stále počítat s vysokou mírou lokální spotřeby vyrobené elektřiny (vyšší než 85 %). Avšak i při výrazném snížení měrných investičních výdajů nelze na základě provedených výpočtů předpokládat při vysokém reálném diskontu ekonomickou efektivnost bez přiznání dotační podpory. Ze zmíněných dotačních programů by zmíněné variantě pozemní instalace byla přiznána podpora pravděpodobně jen z Modernizačního fondu, programu Nové obnovitelné zdroje v energetice (RES+), zda budou však vypsány další výzvy tohoto programu není známo, autor diplomové práce to nepředpokládá.

Závěrečné shrnutí a doporučení k záměru pořízení kogenerační jednotky adresované obchodní společnosti:

V rámci záměru využití kombinované výroby elektřiny a tepla byla zkoumána možnost pořízení kogenerační jednotky spalující zemní plyn. Kvůli stávající decentrální koncepci vytápění jednotlivých objektů areálu je dle autora vhodné využít kogenerační jednotku pouze pro tepelné potřeby objektu administrativní přístavby (SO 02), které jsou ve stávajícím stavu zajišťovány pomocí dvou plynových kotlů umístěných v místnosti plynové kotelny SO 02. Kogenerační jednotka by byla určena výhradně pro provoz v topné sezóně, primárně pro pokrytí tepelných potřeb vytápění a vzduchotechniky, stávající zdroje tepla by byly zachovány. Místnost stávající plynové kotelny v administrativní přístavbě nedisponuje prostorovou rezervou, kogenerační jednotka by proto musela být umístěna ve venkovním prostoru v blízkosti stávající kotelny. Autor identifikoval vhodný prostor situovaný severně od stávající nákladní váhy, mezi stávajícím oplocením a vnitroareálovou komunikací. Nejen pro minimalizaci hlukové zátěže bude nutné umístit kogenerační jednotku do nového stavebního objektu, tento nový objekt bude nutné napojit na areálový rozvod plynu a elektřiny, vyvedení tepelného výkonu do stávající kotelny bude nutné realizovat pomocí nové výkopové trasy. Vyvedení elektrického výkonu je vhodné provést přímo do objektu výrobní haly, nebo do plánované trafostanice 22/0,4 kV, která se bude nacházet východně od uvažovaného objektu s kogenerační jednotkou.

Kvůli nízké uvažované potřebě tepelné energie je z technického hlediska žádoucí pořízení kogenerační jednotky s co nejmenším tepelným výkonem. V rámci této práce bylo uvažováno pořízení kogenerační jednotky se jmenovitým tepelným výkonem 58,1 kW a jmenovitým elektrickým výkonem 30 kW, jedná se o prakticky nejmenší kogenerační jednotku nabízenou vybraným výrobcem. I přes nízký instalovaný tepelný výkon provedené výpočty indikují nízké využití vybrané kogenerační jednotky v průběhu roku (pouze 1428 h). Vytvořené modely indikují, že případná roční finanční úspora bude nižší než předpokládané roční palivové výdaje. Samotný provoz kogenerační jednotky tedy bude podle použitých předpokladů ztrátový.

Vytvořené ekonomické hodnocení dokládá výrazně nepříznivý ekonomický efekt záměru. Finanční úspora vzniklá vlastní výrobou elektrické energie je převýšena výdaji na palivo, následně je nutné do toků hotovosti zahrnout i výdaje na údržbu a revize. Projekt se jeví jako ztrátový i v případě předpokladu stabilní provozní podpory ve formě zelených bonusů ve výši přiznané pro rok 2022. V době vypracování práce rovněž není pro zamýšlený projekt k dispozici žádná investiční podpora. Citlivostní analýzy indikují, že zkoumaný záměr se blíží ekonomické návratnosti pouze za situace velmi vysokých cen elektrické energie a současně velmi nízkých cen zemního plynu, cena elektřiny je však v dnešní době ovlivňována zejména cenou zemního plynu a cena obou komodit je nyní silně provázána. Autor navržené pořízení kogenerační jednotky vzhledem ke zmíněným výsledkům Společnosti v současné době nedoporučuje.

¹²⁴ Pozemní fotovoltaické elektrárny s instalovaným výkonem 1 MWp přibližně zabírá plochu 1 ha.

SEZNAM POUŽITÉ LITERATURY

- [1] Anonymizovaná obchodní společnost, Interní dokumentace.
- [2] BECHNÍK, Bronislav. Optimální orientace a sklon fotovoltaických panelů. *TZB-info* [online]. 23. 6. 2014 [cit. 2021-01-05]. ISSN 1801-4399. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/114865-optimalni-orientace-a-sklon-fotovoltaickych-panelu>
- [3] BENDA, Vítězslav. *Konstrukce a technologie modulů z krystalického křemíku* [přednáška]. Praha: Fakulta elektrotechnická ČVUT, 2020. Předmět Aplikace solárních systémů (B1M13ASS).
- [4] BENDA, Vítězslav. *Provozní podmínky fotovoltaických systémů* [přednáška]. Praha: Fakulta elektrotechnická ČVUT, 2018. Předmět Systémy pro využití sluneční energie (A1B13SVS).
- [5] CANADIAN SOLAR INC. *Limited warranty statement: photovoltaic KU-MS module products* [online]. 2020 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/PV_Ku-MS_Module_Warranty_en.pdf
- [6] CANADIAN SOLAR INC. PV Module Product Datasheet: CS3L-375MS [online]. 2020 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: https://www.canadiansolar.com/au/wp-content/uploads/sites/2/2020/06/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3L-MS_BF_v5.59_AU.pdf
- [7] *Coal Exit Tracker: Phase-out plans* [online]. EUROPE BEYOND COAL. *Beyond-coal.eu* [online]. Berlin [cit. 2021-11-21]. Dostupné z: <https://beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/>
- [8] ČEZ DISTRIBUCE, A. S. *Připojovací podmínky pro výrobní elektrárny: pro připojení k distribuční soustavě ČEZ Distribuce, a. s.* Dostupné také z: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/ceny-a-podminky/pripojovaci-podminky>. Platné od 1. 8. 2020.
- [9] ČEZ ENERGO, S. R. O. *O kogeneraci: Model kogenerační jednotky* [online]. ČEZ, A. S. [cit. 2021-12-15]. Dostupné z: <https://www.cezenergo.cz/cs/o-kogeneraci/model-kogenerace>
- [10] ČR. Nařízení vlády č. 272/2011 Sb., o ochraně zdraví před nepříznivými účinky hluku a vibrací. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2011, částka 97. ISSN 1211-1244.
- [11] ČR. Vyhláška č. 140/2021 Sb., o energetickém auditu. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2021, částka 55. ISSN 1211-1244
- [12] ČR. Vyhláška č. 359/2020 Sb., o měření elektriny. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2020, částka 146. ISSN 1211-1244
- [13] ČR. Vyhláška č. 480/2012 Sb., o energetickém auditu a energetickém posudku. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2012, částka 182. ISSN 1211-1244
- [14] ČR. Zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2012, částka 59. ISSN 1211-1244.
- [15] ČR. Zákon č. 201/2012 Sb., o ochraně ovzduší. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2012, částka 69. ISSN 1211-1244.

- [16] ČR. Zákon č. 261/2007 Sb., o stabilizaci veřejných rozpočtů. In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2007, částka 85. ISSN 1211-1244.
- [17] ČR. Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon). In: *Sbírka zákonů České republiky*. 2000, částka 131. ISSN 1211-1244.
- [18] ENERGOSTAT. ČR: Cena elektřiny na denním trhu. In: *Oenergetice.cz* [online]. 5. 12. 2021 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/energostat>
- [19] ERÚ. *Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 6/2021* [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-08]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/cs/poze/cenova-rozhodnuti>
- [20] ERÚ. *Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 7/2021* [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-03]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/plyn/cenova-rozhodnuti>
- [21] ERÚ. *Energetický regulační věstník: Cenové rozhodnutí č. 8/2021* [online]. Jihlava, 2021, 21 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://www.eru.cz/elektrina/cenova-rozhodnuti>
- [22] EU SCIENCE HUB. PVGIS: Data sources and calculation methods. *The European Commission's science and knowledge service* [online]. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods>
- [23] EU SCIENCE HUB. PVGIS: Interactive tools – Hourly radiation data. [online]. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR
- [24] EU SCIENCE HUB. PVGIS: Interactive tools - TMY [online]. [cit. 2021-12-04]. Dostupné z: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY
- [25] EU SCIENCE HUB. PVGIS: TMY generator. *The European Commission's science and knowledge service* [online]. [cit. 2021-12-04]. Dostupné z: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/tmy>
- [26] KARAFIÁT, Josef a kolektiv. ORTEP, S. R. O. *Sborník technických řešení zdrojů s kombinovanou výrobou elektřiny a tepla*. Praha, 2006, s. 43, 66 s. Dostupné také z: <https://www.mpo-efekt.cz/dokument/15.pdf>
- [27] KRBEK, Jaroslav a Bohumil POLESNÝ. *Kogenerační jednotky - zřizování a provoz*. Praha: GAS, 2007. GAS. ISBN 978-80-7328-151-9.
- [28] MATUŠKA, Tomáš. *Zjednodušený bilanční výpočet ročních přínosů fotovoltaických instalací* [online]. 7. 3. 2016 [cit. 2021-11-05]. ISSN 1801-4399. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/13878-zjednoduseny-bilancni-vypocet-rocnich-prinosu-fotovoltaickych-instalaci>
- [29] MPO. *Programový dokument: OP TAK (2021-2027)* [online]. Praha, 2021, 150 s. [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://www.agentura-api.org/wp-content/uploads/2021/10/programovy-dokument-op-tak-2021-2027-verze-zari-2021.pdf>
- [30] *Návrh nového územního plánu anonymizovaného města*. 2017. Volně přístupný z veřejných zdrojů.
- [31] NEČESANÝ, Jakub. OTE, A. S. Vývoj na trhu s elektřinou a plynem (nejen) v ČR [online]. Luhačovice, 2018 [cit. 2021-12-04]. Dostupné z: <https://tot.s9.cdn-upgates.com/k/k5a6b1e33bba65-09-necesany.pdf>

- [32] OTE, A. S. *Roční zprávy o trhu s plynem* [online]. Verze 2 (pro rok 2021 i verze 0). [cit. 2021-12-16]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocni-zprava>
- [33] OTE, A. S. *Roční zprávy o trhu s elektřinou* [online]. Verze 2 (pro rok 2021 i verze 0). [cit. 2021-12-16]. Dostupné z: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/rocni-zprava>
- [34] PISKÁČEK, Jan. MPO. *Národní plán obnovy: Vybrané aktivity z oblasti energetiky* [online]. Brno, 2021 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: https://www.mpo.cz/assets/cz/podnikani/dotace-a-podpora-podnikani/optak-2021-2027/aktualni-informace/2021/11/NPO-prezentace_BRNO-MSV.pdf
- [35] PROFIT SOLAR S. R. O. Pravidelná údržba a servis. In: *Profitsolar.cz* [online]. 2017. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <http://www.profitsolar.cz/sluzby/pravidelna-udrzba-a-servis/>
- [36] Přehled trhů: emisní povolenky. In: *Oenergetice.cz* [online]. 5. 12. 2021 [cit. 2021-12-05]. Dostupné z: <https://oenergetice.cz/>
- [37] PVEASY. Standard 60 cell vs 120 half-cut cell panel [online]. 2018 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.pveasy.com.au/blog/2018/7/panels-with-half-cut-cells>
- [38] SEZNAM.CZ, A. S., TOPGIS, S. R. O. *Letecká mapa* [online]. 14. 10. 2019 [cit. 2021-9-27]. Dostupné z: <https://mapy.cz>
- [39] SFŽP ČR. *Modernizační fond: Analýza projektových záměrů podaných v předregistraci programu RES+* [online]. 2021 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.sfzp.cz/dokumenty/detail/?id=2442>
- [40] SFŽP ČR. *Modernizační fond: Podmínky pro poskytování podpory z programu RES+* [online]. Praha, 2021 [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://www.sfzp.cz/dokumenty/detail/?id=2344>
- [41] SOLARTEC S. R. O. Nosná konstrukce FVE na ZČU, kde konstrukce prochází hydroizolační vrstvou. EKOWATT. Fotovoltaika [online]. [cit. 2021-11-05]. Dostupné z: <https://fotovoltaika.ekowatt.cz/nevyhody-fotovoltaiky-umistene-na-budovach.php>
- [42] TEDOM, A. S. *TEDOM Micro 30* [online]. [cit. 2021-12-15]. Dostupné z: <https://www.tedom.com/cs/kogeneracni-jednotky/micro/>
- [43] TEDOM, A. S. *Technická dokumentace: Kogenerační jednotka Micro 30*. Verze 2021. Technická specifikace – datový list, plán údržby, technické instrukce, rozměrový výkres.
- [44] ÚNMZ. ČSN 06 0210. *Výpočet tepelných ztrát budov při ústředním vytápění*. 1994.
- [45] ÚNMZ. ČSN 33 1500. *Elektrotechnické předpisy: Revize elektrických zařízení*. 1991.
- [46] ÚNMZ. ČSN 73 6005. *Prostorové uspořádání vedení technického vybavení*. 2020.
- [47] ÚNMZ. ČSN EN 15316-4-3. *Energetická náročnost budov: Metoda výpočtu potřeb energie a účinností soustav*. 2019. Část 4-3: Výroba tepla, solární tepelné a fotovoltaické soustavy, Modul M3-8-3, M8-8-3, M11-8-3.
- [48] ZILVAR, Jiří. Jaký je nejlepší sklon a orientace fotovoltaických panelů pro solární pole? *TZB-info* [online]. 26. 8. 2021 [cit. 2021-11-05]. ISSN 1801-4399. Dostupné z: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/22703-jaky-je-nejlepsi-sklon-a-orientace-fotovoltaickych-panelu-pro-solarni-pole>