

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ **V PRAZE**

Fakulta elektrotechnická
Katedra elektrotechnologie



Diplomová práce

Technicko-ekonomické posouzení návrhu systému FVE
pro rodinný dům

Technical and economic evaluation of the design of a PV
system for a family house

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management
Studijní obor: Technologické systémy
Vedoucí práce: Ing. Michaela Makešová
Vypracoval: Bc. Petr Chalupa

Praha 2022

ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Chalupa** Jméno: **Petr** Osobní číslo: **466169**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektrotechnologie**
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**
Specializace: **Technologické systémy**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Technicko-ekonomické posouzení návrhu systému FVE pro rodinný dům

Název diplomové práce anglicky:

Technical and economic evaluation of the design of a PV system for a family

Pokyny pro vypracování:

1. Analýza prostředí v ČR se zaměřením na FVE pro domácnosti
2. Návrh technického řešení FVE pro vybraný rodinný dům
3. Optimalizace systému včetně využití akumulace
4. Technicko-ekonomické zhodnocení navrženého řešení

Seznam doporučené literatury:

1. ŘEHÁNEK, Jaroslav. Tepelně-technické a energetické vlastnosti budov. Praha: Grada, 2002. ISBN 80-7169-582-3.
2. PETRÁŠ, Dušan. Vytápění rodinných a bytových domů. Bratislava: Jaga, 2005. Vytápění. ISBN 80-8076-020-9.
3. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Antonio Luque, Steven Hegedus, ISBN: 978-0-470-72169-8

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Michaela Makešová, katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **12.02.2021**

Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2022**

Ing. Michaela Makešová
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

Čestné prohlášení

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

V Praze dne

Podpis

Poděkování

Rád bych poděkoval celé své rodině, která mě v průběhu studií na vysoké škole vždy podporovala a dodávala mi motivaci. Dále bych rád poděkoval Ing. Michaele Makešové za pomoc s formováním zadání, celkové vedení práce a rychlé reakce při potřebě řešení určitých problémů. Také bych rád poděkoval svým spolupracovníkům, díky kterým jsem se do daného oboru FVE na rodinný dům (RD) vůbec dostal. A nakonec bych rád poděkoval i všem svým kamarádům a známým za případné rady ohledně technických i jiných záležitostí.

Abstrakt

Práce pojednává o optimalizaci výběru FVE na RD. Je vyhotoven výpočetní model, který umožní na základě určitých vstupů vyhodnotit ekonomickou výhodnost daného řešení. Pomocí iteračního výpočtu je pak zvolena FVE s ideálními parametry. Jakožto kritérium výběru je možné volit ze 3 ekonomických parametrů. Optimalizace se zaměřuje především na 3 parametry: velikost instalovaného výkonu, kapacitu baterie a dobu ohřevu TUV pomocí FVE. Dále je provedeno porovnání jednotlivých technologií nejčastěji používaných na ČR trhu. Jsou uvažovány různé scénáře vývoje inflace, cen elektřiny a zemního plynu a na tyto faktory jsou i poté i provedeny citlivostní analýzy. Práce je zakončena technickým návrhem daného systému.

Klíčová slova

Výběr FVE na RD, výběr fotovoltaiky na rodinný dům, optimalizační výpočet, optimalizace výkonu FVE, optimální návrh FVE, ekonomické parametry FVE, hodnocení FVE jako investice, technický návrh FVE, porovnání FVE pro RD

Abstract

The thesis deals with the optimization of the selection of PV on the house. A computational model is created, which allows to evaluate the economic feasibility of the solution on the basis of certain inputs. Using iterative calculation, the PV plant with ideal parameters is then selected. As a selection criterion, it is possible to choose from 3 economic parameters. The optimization focuses mainly on 3 parameters: the size of the installed capacity, the battery capacity and the DHW heating time using the PV plant. Furthermore, a comparison of individual technologies most often used on the Czech market is performed. Various scenarios of inflation, electricity and natural gas prices are considered, and sensitivity analyzes are still performed on these factors. The work ends with the technical design of the system.

Keywords

selection of PV for family house, selection of photovoltaics for family house, optimization calculation, optimization of PV power plant, optimal design of PV plant, economic parameters of PV plant, evaluation of PV plant as investment, technical design of PV plant, comparison of PV plant for family house

Seznam zkratek

- FVE – Fotovoltaický elektrárna
- RD – Rodinný dům
- TUV – Teplá užitková voda
- BAT – Fyzická baterie
- EMR – Elektroměrový rozvaděč
- OM – odběrné místo
- NT – Nízký tarif
- VT – Vysoký tarif
- Dxyd – Daný distribuční tarif
- VB – Virtuální baterie E.ONu nebo služba virtuální banky obecně
- EPS – Elektřina pro soláry od ČEZu
- EE – Elektrická energie
- ZP – Zemní plyn
- ČR – Česká republika
- BE – Bohemia Energy
- NZÚ – Nová zelená úsporám
- MPO – Ministerstvo průmyslu a obchodu
- LPG – Load Profile Generator – software
- SAM – Symulation Advisory Model – software
- TDD – Typizovaný diagram dodávky
- CB – Centrální banka
- BMS – Řídicí systém baterie (*Battery management system*)
- AC – Střídavý proud (*Alternating Current*)
- DC – Stejnoseměrný proud (*Direct current*)
- DoD – Hloubka vybití (*Depth of discharge*)
- NPV – Čistá současná hodnota (*Net present value*)
- IRR – Vnitřní výnosové procento (*Internal Rate of Return*)
- RCF – Roční ekvivalentní cash flow
- PP – Doba návratnosti – diskontovaná (*Paybac Period*)

Obsah

1.	Úvod.....	9
2.	Analýza prostředí FVE na RD v ČR.....	11
2.1.	Historicky vývoj v ČR.....	11
2.1.1.	Začátky - minulost.....	11
2.1.2.	Rozvoj - současnost.....	11
2.1.3.	Výhled – budoucnost.....	12
2.2.	Dotační politika	12
2.2.1.	Rodinné domy – NZÚ	12
2.3.	Technologie	15
2.3.1.	Asymetrický vs. symetrický střídač, popis typů měření	15
2.3.2.	Provedení měniče – transformátorové a beztransformátorové.....	16
2.3.3.	Lokalita výrobců, délka záruk, rozlišení kvality systémů	16
2.3.4.	Způsob akumulace – BAT, TUV, BAT + TUV	17
2.3.5.	Koncept VB.....	17
2.4.	Faktory ovlivňující cenu EE	18
2.4.1.	Emisní povolenky.....	18
2.4.2.	Emisní cíle a uhlíková neutralita	19
2.4.3.	Geopolitická situace a vývoje energetiky v Evropě	20
2.4.4.	Vliv faktorů na růst ceny v ČR a analýza roku 2021	22
2.4.5.	Vliv růstu cen výhodnosti FVE.....	23
2.5.	Dotazníkové šetření	24
3.	Diagram spotřeba/výroba a z toho plynoucí výpočetní model.....	25
3.1.	Základní úvaha a daný RD	25
3.2.	Diagram spotřeby	26
3.2.1.	TDD.....	26
3.2.2.	LPG a SAM makro.....	30
3.3.	Diagram výroby a výpočet v programu SAM	33
3.4.	Ekonomický výpočetní model	34
3.4.1.	Popis výpočetního modelu	34
3.4.2.	Přijaté předpoklady	36
4.	Optimalizace systému včetně využití akumulace.....	39
4.1.	Volba systému	39
4.2.	Základní úvaha	40
4.3.	Představení variant	41
4.3.1.	Varianta s orientací panelů na jih.....	41

4.3.2.	Duální sklon – východ/západ	42
4.3.3.	Ohřev TUV	44
4.3.4.	Velikost baterie.....	44
4.4.	Kritéria výběru a omezující podmínky	44
4.4.1.	Kritéria výběru.....	44
4.4.2.	Omezující podmínky	45
4.5.	Uvažované scénáře	45
4.5.1.	Scénář č. 1– optimistický	45
4.5.2.	Scénář č. 2 – realistický.....	46
4.5.3.	Scénář č. 3 – negativistický	47
4.5.4.	Bonusový scénář č. 1 – EPS od ČEZu.....	47
4.5.5.	Bonusový scénář č. 2 - Větší zdražení plynu.....	47
4.5.6.	Bonusový scénář č. 3 – Půjčka	48
4.6.	Klasifikace NPV a RCF	48
5.	Výsledky optimalizačního výpočtu	49
5.1.	Poměr mezi celkovou výrobou a spotřebou.....	49
5.2.	Volba kapacity baterie	50
5.3.	Optimalizace instalovaného výkonu	52
5.3.1.	NPV a RCF.....	54
5.3.2.	IRR	55
5.3.3.	PP.....	55
5.3.4.	Realistický scénáře č. 2 – referenční	56
5.3.5.	Porovnání VB od E.ONu a EPS od ČEZu.....	59
5.3.6.	Scénář s drahým plynem.....	60
5.3.7.	Půjčka	60
6.	Výběr optimální varianty, citlivostní analýzy	62
6.1.	Optimální FVE pro daný RD	62
6.2.	Citlivostní analýzy	63
6.2.1.	Diskont	63
6.2.2.	Vývoj ceny EE a ZP	63
6.2.3.	Rozdílové NPV	64
6.2.4.	Rozdílové RCF	66
6.2.5.	IRR	67
6.2.6.	PP.....	68
7.	Návrh technického řešení FVE pro vybraný rodinný dům.....	70
7.1.	Popis technických parametrů daného RD	70
7.2.	Časový průběh projektu	72

7.3.	Žádost u PRE Distribuce, a.s.	72
7.3.1.	Jednopolové schéma.....	74
7.3.2.	Katastrální mapa.....	75
7.3.3.	Požadavky na EMR.....	75
7.4.	Popis technického návrhu systému.....	76
7.4.1.	Výběr optimální technologie.....	76
7.4.2.	Kabeláž a propojení.....	77
7.4.3.	Vybavení FVR.....	80
7.4.4.	Montážní systém a uzemnění.....	81
7.5.	Žádost o dotaci.....	82
8.	Věci k diskusi.....	84
8.1.	Změna tarifní struktury a porovnání VB vs. výkup.....	84
8.2.	Vývoj cen a inflace, bezpečnostní politika.....	85
8.3.	Fázové měření.....	85
8.4.	Výsledky u tarifu D57d.....	86
8.5.	Návrh „kalkulačky“ a další modelové případy.....	86
8.6.	Orientace východ/západ a sklon panelů.....	88
8.7.	Dimenzování měniče a baterie.....	89
9.	Závěr.....	90
	Zdroje.....	92
	Seznam obrázků.....	95
	Seznam tabulek.....	96
	Seznam grafů.....	97

1. Úvod

Zadání této práce vznikalo převážně z mé vlastní iniciativy. Chtěl jsem vyvinout určitý výpočetní model, který mi umožní nalézt nejlepší řešení FVE pro danou domácnost. Ve své profesní činnosti jsem se věnoval již cca rok návrhům fotovoltaiky pro rodinné domy. Běžnou praxí v oboru bylo se nad návrhem příliš nezamýšlet a spíš doporučovat větší a dražší systémy, jelikož z toho plynul vyšší finanční zisk. Já jsem se touto cestou vydávat nechtěl. Bohužel jsem měl k dispozici jen základní výpočetní model, který jsem vyvinul v rámci semestrální práce. Tento neumožňoval zahrnutí všech potřebných parametrů a nepracoval ani s dostatečně přesnými vstupy. Výstup tohoto základního modelu nebyl tedy úplně spolehlivý. Z tohoto důvodu jsem se rozhodl v rámci diplomové práce vyhotovit robustní model, který by měl brát v potaz co nejvíce vstupů, a to s danou přesností. Z daných výstupů by pak mělo být možné provést iterační výpočet a dle kritérií dané domácnosti vybrat nejoptimálnější řešení FVE.

Na začátku jsem měl také plán celý proces optimalizace výběru FVE na RD zautomatizovat. Záměrem bylo vyhotovit webovou aplikaci, kterou by mohla využívat široká veřejnost. Zde by byl uživatel vyzván k zadání určitých parametrů svého domu a domácnosti a výstupem by bylo doporučení optimálního systému. Vzhledem k tomu, že by se jednalo o službu pro laickou veřejnost, tak by bylo nutné pracovat se zjednodušenými vstupy a přesnost výpočtu by tedy nebyla tak vysoká jako u modelu navrhnutému v rámci této diplomové práce. Výhodou by nicméně bylo, že k vypracování doporučení by nebylo třeba odborného pracovníka, což by pro domácnosti výrazně zlevnilo celý proces výběru. V průběhu psaní práce jsem však došel k závěru, že vývoj takového softwaru by dalece přesáhl rozsah této práce. Nicméně rád bych se mu v budoucnu věnoval, např. v rámci doktorandského studia.

V první fázi práce je popsána současná situace na energetickém trhu v ČR. Nejdříve je v rychlosti sumarizován vývoj FVE v ČR. Pokračuje se na popis minulého i současného dotačního systému pro RD. Krátce se věnuji i finanční podpoře pro větší projekty. Následně jsou popsány technologie, které se v ČR na trhu s RD nejčastěji objevují. Stejně tak je krátce věnována pozornost firmám působícím na daném trhu. Ke konci kapitoly se zamyslím převážně nad geopolitickými a makroekonomickými faktory ovlivňujícími, jak celoevropský, tak český energetický trh. Je provedena i jednoduchá analýza vývoje cen EE a ZP. Poslední podkapitola je pak věnována dotazníkovému šetření. To jsem provedl mezi domácnostmi, které si již FVE pořídily.

V další kapitole je podrobně rozebrán postup získávání vstupů do výpočetního modelu a dále je tento model podrobně popsán. Ohledně diagramu spotřeby je popsán prvotní postup výpočtu z TDD. Ten by se mohl hodit pro uvažovanou webovou „kalkulačku“, v této práci ale použit není, jelikož by neposkytl požadovanou přesnost. Je tedy použit druhý způsob získání odběrového diagramu, a to pomocí LPG (Load Profile Generator). Nakonec je zmíněn fakt, že se stále jedná o simulaci a bylo by nejlepší mít přímo reálná data, buďto z chytrých elektroměrů nebo z podobných zařízení. Kapitola pokračuje popisem získání výrobního diagramu. Ten je získáván pomocí softwaru SAM. Je popsáno nastavení pro daný RD a také přesně specifikováno jaké výstupní data se používají dále v analýze. Tato část práce je zakončena podrobným popisem výpočetního modelu. Ten je koncipován v programu MS Excel.

Další část práce je věnována převážně popisu uvažovaných variant a scénářů. Nejdříve je provedeno porovnání nejrozšířenějších výrobců jednotlivých komponent používaných na

ČR trhu. U vybraného systému je pak uveden výčet možných variant velikostí instalovaného výkonu a kapacity baterie. Následuje představení daného modelového RD a jeho parametrů. Dle těchto parametrů jsou poté určeny omezující podmínky výběru systému. Poté představuji možné varianty rozložení a orientace systému. Kapitola je ukončena podrobným popsáním uvažovaných scénářů. Základní 3 scénáře se liší ve vstupních cenách zemního plynu a elektrické energie.

V kapitole č. 5 se již věnuji přímo optimalizačnímu výpočtu. Je popsán proces iterace a změna určitých faktorů u každého kroku výpočtu. Podrobněji se zde zaměřuji na vysvětlení toho, jak byl tvořen odběrový profil EE na ohřev TUV. Je uveden předpoklad o tom, jaký poměr mezi celkovou roční spotřebou EE a výrobou FVE bude optimální. Dále je popsán a odůvodněn fakt, proč nemá smysl zvyšovat spotřebu EE nad hodnotu výroby FVE. Dále je také uvedeno, jaké množství spotřeby ZP na ohřev TUV má smysl vytěšňovat pomocí zvýšením spotřeby EE. V neposlední řadě je ověřena i úvaha, že vůbec má ekonomický smysl pomocí EE z FVE ohřívat vodu, místo toho, aby ohřev zůstal pouze pomocí plynu. Optimalizace je poté zaměřena na kapacitu bateriového úložiště a velikost instalovaného výkonu. U obou parametrů je vyhledáno optimum dle ekonomického faktoru, který si zvolí daná domácnost. Ve výpočtu je možné volit ze 3 parametrů – NPV/RCF, IRR či PP. V této části práce jsou také prezentovány výsledky optimalizačního výpočtu se všemi 4 výše zmíněnými ekonomickými parametry. Tento proces je proveden pro všechny scénáře.

V následující části práce se věnuji citlivostním analýzám. Je vybrán jeden referenční scénář a optimální systém. Pro něj jsou pak spočítány citlivostní analýzy pro všechny 4 ekonomické parametry. Celkově je uvažováno se změnou 3 vstupních hodnot. První z nich je diskont, druhou pak vývoj cen EE a poslední je změna cen ZP. Hodnoty jsou prezentovány jak v tabulkách, tak v grafické podobě.

V další kapitole už se přesouváme k technickému návrhu dané FVE. Nejdříve je podrobněji popsán daný RD. Z naměřených rozměrů je vyhotoven 3D model. Pokračuje se podrobným procesním diagramem, který vysvětluje časový postup jednotlivých kroků při realizaci FVE. V další části se zabývám připojením výroby do sítě PREDi. Je vysvětlen celý proces a jsou uvedeny dokumenty, které je nutné přiložit k žádosti o připojení, za zmínku stojí převážně vypracování jednopólového schématu. Dále jsou popsány nároky na EMR. Poté následuje podrobný popis veškeré kabeláže a ověření jejího dimenzování. Zabývám se také rozmístěním panelů a výběrem optimálního montážního systému. V dané sekci se zmiňuji i o uzemnění systému. Poté je podrobně popsáno vybavení fotovoltaického rozvaděče i včetně fotodokumentace z reálné instalace, které jsem se účastnil. Tato kapitola je poté zakončena popisem postupu podání a vyplacení dotace.

V poslední kapitole se krátce věnuji diskusi nad vstupními parametry. Daný model a z něj pramenící doporučení optimální varianty totiž vždy závisí na vstupních datech, která jsou platná k době vyhotovení analýzy. Tyto faktory se ale v čase mohou měnit, a proto navazují úvahami, jak by se celý výpočetní model změnil, pokud by k daným změnám došlo. Je zde stručně také shrnuto doporučení, jak se před případnou změnou určitých parametrů alespoň částečně ochránit. Dále jsou rozebrány určité modelové případy, kterými bych se chtěl do budoucna dále zabývat, ale do této práce se již nevměstnaly.

2. Analýza prostředí FVE na RD v ČR

2.1. Historicky vývoj v ČR

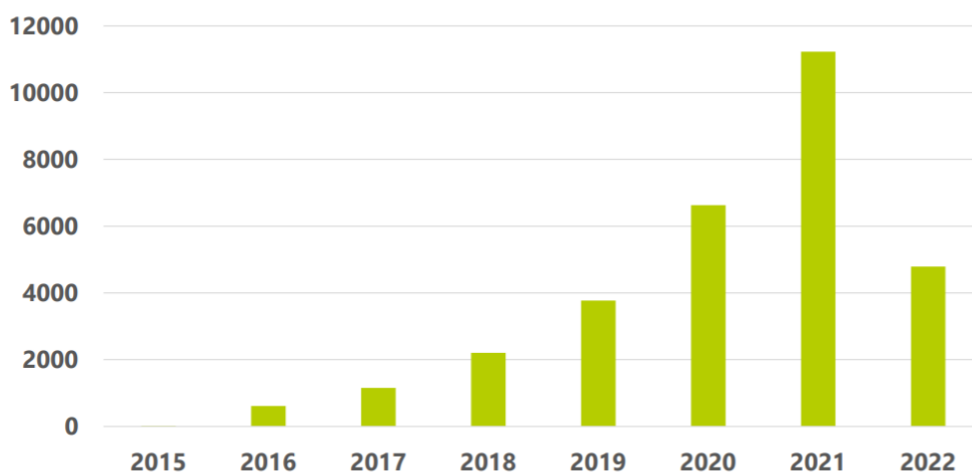
2.1.1. Začátky - minulost

K prvnímu rozvoji solárních elektráren začalo docházet zhruba od roku 2004 a pokračoval až do ukončení státní podpory v roce 2013. V této době se stavěly převážně velké solární parky, které díky chybně nastavené dotační politice zatěžují státní rozpočet ČR dodnes. Nicméně v této době vznikaly i menší instalace na RD. Tyto FVE jsou dnes již cca 10 let staré a valná většina z nich stále funguje a díky podpoře pomocí VC/ZB by již měly mít splaceny původní investici a od té doby šetří náklady daným majitelům.

2.1.2. Rozvoj - současnost

Po roce 2013 byla ukončena veškerá státní podpora a trh s FVE se v ČR téměř zastavil. [1] K oživení začalo docházet až kolem let 2016 – 2017. Dopomohl k tomu dotační program NZÚ a snižující se náklady na FV komponenty. Postupem času docházelo ke stále výraznějšímu nárůstu počtu instalací. Rozvoj trochu zpomalil příchod pandemie COVID-19, nicméně i přes tento faktor dochází v současné situaci k nebývalému růstu počtu instalací. V minulém roce byly dokonce některé firmy nuceny přestat přijímat objednávky, jelikož čelily nebývalému nárůstu poptávky. Dvě hlavní příčiny byly: za prvé růst cen silové elektřiny na trzích (EE), který byl pro některé ještě urychlen pádem Bohemia Energy. Druhým zásadním faktorem byla změna dotační politiky programu NZÚ.

Počty přijatých žádostí na FVE



údaje k 7. 3. 2022

Obrázek 1- Vývoj žádostí o dotaci na FVE na RD – Zdroj dat: NZÚ [2]

2.1.3. Výhled – budoucnost

Co se týče budoucího vývoje FVE v ČR, tak dle mého názoru je zde velký potenciál k dalšímu růstu. Důvodů je k tomu hned několik. Asi tím nejhlavnějším je současná geopolitická situace. Válka na Ukrajině, rostoucí ceny zdrojů a po-pandemické oživení poptávky vyhnalo ceny energií o stovky procent. Pokud se situace nestabilizuje, tak si pravděpodobně budeme muset zvykat na relativně dražší ceny energií, než na jaké jsme byli z minulosti zvyklí. Ruku v ruce s tím jde politika tzv. „Green dealu“ EU. Odklon od fosilních paliv bude vyžadovat výkonovou náhradu. Dlouhodobá podpora jádra je nejistá [3]. S ohledem na současný vývoj bude plyn pravděpodobně velmi drahou alternativou. Na odklonu od uhlí panuje napříč Evropou shoda. Jako jediná alternativní varianta se jeví OZE. Tudíž bude pravděpodobně docházet k budování dalších VE a FVE zdrojů v celé Evropě. ČR se navíc zavázala, že zvýší podíl výroby z OZE [4] na 22% do roku 2030 a jelikož FVE je téměř jedinou možností pro naši zeměpisnou šířku, tak lze očekávat, že v blízké budoucnosti bude pokračovat nárůst dalších instalací.

2.2. Dotační politika

2.2.1. Rodinné domy – NZÚ

Jedná se o program na podporu energeticky efektivních opatření v RD. Program byl spuštěn v roce 2014 a následně několikrát upravován. Předposlední znění bylo z května 2020. V rámci programu NZÚ jsou podporována různá opatření na snížení energetické náročnosti RD a BD. Můžeme jmenovat např. podporu na zateplení, pořízení nového zdroje vytápění a nabíjecí stanice na elektromobily a - pro tuto práci nejdůležitější - podpora FVE. Technické parametry na jednotlivé prvky systému byly definovány v tzv. „Závazných podmínkách pro žadatele“, komponenty byly certifikovány a ověření probíhalo pomocí tzv. SVT kodu. Byly stanoveny např. minimální účinnosti panelů a měničů. Dále musela provádět montáž pouze osoba s danou certifikací „Montér fotovoltaických systémů“ Tyto podmínky se v nové úpravě téměř nezměnily. Výše podpory se odvíjela podle následující tabulky a byla rozdělena do 6 podoblastí, tzv C.3.X. Obyvatelé 3 zvýhodněných krajů dostali ještě o 10% více. Jednalo se o strukturálně zasažené kraje a to Karlovarský, Ústecký a Moravskoslezský. [5]

C.3.4	FV systém bez akumulace elektrické energie s tepelným využitím přebytků a celkovým využitelným ziskem $\geq 1\ 700\ \text{kWh}\cdot\text{rok}^{-1}$	55 000
C.3.5	FV systém s akumulací elektrické energie a celkovým využitelným ziskem $\geq 1\ 700\ \text{kWh}\cdot\text{rok}^{-1}$	70 000
C.3.6	FV systém s akumulací elektrické energie a celkovým využitelným ziskem $\geq 3\ 000\ \text{kWh}\cdot\text{rok}^{-1}$	100 000
C.3.7	FV systém s akumulací elektrické energie a celkovým využitelným ziskem $\geq 4\ 000\ \text{kWh}\cdot\text{rok}^{-1}$	150 000
C.3.8	FV systém efektivně spolupracující se systémem vytápění a přípravy teplé vody s tepelným čerpadlem	150 000
C.3.9	FV systém bez akumulace elektrické energie s tepelným využitím přebytků a celkovým využitelným ziskem $\geq 3\ 000\ \text{kWh}\cdot\text{rok}^{-1}$	80 000

Tabulka 1 - Struktura podpory FVE z programu NZÚ do října 2021 - [5]

Sledovaný parametr	Označení [Jednotky]	C.3.4	C.3.5	C.3.6	C.3.7	C.3.8	C.3.9
Celkový využitelný zisk	$Q_{FV,u}$ [kWh.rok ⁻¹]	≥ 1 700	≥ 1 700	≥ 3 000	≥ 4 000	≥ 3 000 (1f) ≥ 4 000 (3f)	≥ 3 000
Minimální míra využití vyrobené elektřiny pro krytí spotřeby v místě výroby	[%]	70	70	70	70	70	70
Akumulace přebytků energie do teplé vody	-	Povinná	Možná	Možná	Možná	Povinná	Povinná
Minimální objem zásobníku teplé vody nebo akumulární nádrže	[l]	120	-	-	-	600	200
Akumulace přebytků energie do elektrických akumulátorů	-	Možná	Povinná	Povinná	Povinná	Možná	Možná
Minimální měrná kapacita akumulátorů	[kWh-kWp ⁻¹]	-	1,75/1,25	1,75/1,25	1,75/1,25	-	-

Tabulka 2 - Požadované technické parametry v jednotlivých podoblastech podpory - [5]

Nejdůležitější podmínkou pro získání dotace bylo v minulém dotačním období to, aby se v daném RD spotřebovalo minimálně 70% roční výroby, tedy aby přetoky do DS netvořily více než 30%. Důvod byl ekonomický, v dané době se prostě příliš nevyplácelo posílat EE do sítě. Tímto požadavkem bylo celkem úspěšně limitováno pořizování systémů s větším instalovaným výkonem. Systémy tedy byly dimenzovány především na vlastní spotřebu uživatele, která ve většině případů není v období výroby FVE tak velká. Často se proto pořizovaly systémy pouze s akumulací do vody, převážně pak 1f. Podíl 3f hybridních systémů byl rozhodně menší než dnes. Ověřování dodržení dané podmínky bylo zajišťováno odborným posudkem, který zpracovával energetický specialista. Rozsah daného dokumentu byl větší než při současných podmínkách.

K výraznější změně podmínek došlo k 12.10.2021. Název programu se prezentuje jako „Nová zelená úsporám 2030“, současné podmínky by ale měly být platné prozatím do roku 2025. Program měl původně startovat až od 1.1.2022, nicméně jakožto součást předvolební kampaně bylo zahájení přesunuto již na říjen 2021. To sebou neslo relativně turbulentní období konce ladění podmínek. Vzhledem k tomu se očekávala i určitá úprava „Závazných podmínek pro žadatele“ již na v březnu 2022. K tomu také došlo, nicméně v trochu jiné formě, než se předpokládalo. Hlavní změnou bylo ukončení podpory plynových kotlů. Další úpravy mohou následovat určitě dříve než v roce 2025, důvodem může být například výměna politické garnitury.

Nejdůležitější inovace oproti původnímu programu:

- Podpora až na dvě dobíjecí stanice na E-car – 2x30 000 Kč
- Integrace programu Dešťovka a části Kotlíkových dotací do programu NZÚ
- Podpora BD po celé ČR
- Bonus při současné realizaci více opatření - 10 000 Kč/opatření
- Pokud je uplatněn bonus, tak možnost získat až 60% způsobilých výdajů
- Online podání žádosti v programu AIS

Systém vyplácení dotace na FVE se oproti minulému období v celku změnil. Nově se dotace vypočítává ze tří faktorů. Typ měniče, výkon FVE v kWp a kapacita baterie v kWh. Podrobně můžete pozorovat v tabulce č. 3. Porovnání výše dotace při shodných parametrech systému je pak možné nalézt v tabulce č. 4 a č.5.

Finanční struktura nových dotací	
Klasický střídač - základ 2kWp	40 000 Kč
Hybridní střídač - základ 2kWp	60 000 Kč
Na každý další kWp	10 000 Kč
Na každou kWh	10 000 Kč
Maximální dotace	200 000 Kč
Odborný posudek	5 000 Kč
Max. podíl dotace - bez bonusu	50%
Max. podíl dotace - s bonusem	60%

Tabulka 3 - Struktura výpočtu dotace na FVE, NZÚ od října 2021 - vlastní tvorba

S baterií			
Panely	Baterie	Dotace	
kWp	kWh	Nové	Staré
3.6	4.5	126 000 Kč	105 000 Kč
3.6	5.8	139 000 Kč	105 000 Kč
3.6	6.2	143 000 Kč	105 000 Kč
4	6.2	147 000 Kč	155 000 Kč
4	9.3	165 000 Kč	155 000 Kč
4.5	9.3	180 000 Kč	155 000 Kč
4.9	6.2	156 000 Kč	155 000 Kč
4.9	9.3	187 000 Kč	155 000 Kč
5.4	9.3	192 000 Kč	155 000 Kč
5.4	11.6	205 000 Kč	155 000 Kč
6.2	6.2	169 000 Kč	155 000 Kč
6.3	9.3	201 000 Kč	155 000 Kč
6.3	11.6	205 000 Kč	155 000 Kč
7.2	9.3	205 000 Kč	155 000 Kč
> 7kWp a 9kWh		205 000 Kč	155 000 Kč

Tabulka 4 - Příklad výpočtu dotace, hybridní měnič a baterie - vlastní tvorba

Bez baterie			
Panely	Klasický	Hybridní	Nezáleží
kWp	Nové	Nové	Staré
2	40 000 Kč	60 000 Kč	60 000 Kč
3	50 000 Kč	70 000 Kč	60 000 Kč
4	60 000 Kč	80 000 Kč	85 000 Kč
5	70 000 Kč	90 000 Kč	85 000 Kč
6	80 000 Kč	100 000 Kč	85 000 Kč
7	90 000 Kč	110 000 Kč	85 000 Kč
8	100 000 Kč	120 000 Kč	85 000 Kč
9	110 000 Kč	130 000 Kč	85 000 Kč
10	120 000 Kč	140 000 Kč	85 000 Kč

Tabulka 5 - Příklad výpočtu dotace na jednotlivé systémy bez baterie - vlastní tvorba

Co se týče podmínek dotace, tak zde se jako hlavní změna jeví uvolnění pravidla 70/30. Toto má za následek to, že je možné pořídit libovolně velkou FVE nehlédě na spotřebu RD. Tím pádem je možné pokrýt celou roční spotřebu díky službě některé z Virtuálních Bank. Tomuto fenoménu se bude věnovat podrobněji následující kapitola/y. Důvodem uvolnění této podmínky je důvod o co možná největší zvýšení instalovaného výkonu. V minulém období bylo cílem podpory především co největší vlastní spotřeba. Další změnou je tzv. stupňování podle dle kWp a kWh. Toto přináší větší volnost při návrhu systému a je tak možné klientovi navrhnout opravdu to nejlepší řešení na míru. Odpadlo také generování energetického posudku, který byl nahrazen pouze technickou zprávou, která se jeví být jednodušší na zpracování. Většina ostatních podmínek zůstala téměř nezměněna.

2.3. Technologie

2.3.1. Asymetrický vs. symetrický střídač, popis typů měření

Nejprve si uvedeme popis rozdílu jednotlivých technologií a poté přistoupíme k vysvětlení proč je tato skutečnost právě v ČR u RD tak důležitá. Symetrii či asymetrii řešíme u 3f měničů. Symetrickým měničem se rozumí takový měnič, který je schopný dodávat na každou fázi v daném okamžiku vždy pouze stejný výkon. Asymetrický měnič oproti tomu je schopný dodávat na jednotlivé fáze v daný okamžik rozdílné výkony. Tato funkce se hodí v převážně v takových 3f rozvodných soustavách, kde jsou téměř výhradně zastoupeny 1f spotřebiče. Ty jsou „rozházeny“ na dané fáze a většinou mají odběr v rozdílném čase. To je přesně případ RD. Zde tedy asymetrický měnič je schopen maximalizovat využití vyrobené energie a minimalizovat odběr ze sítě.

Asymetrické měniče jsou, ale co se týče Evropy, celkem specifickým ČR. Resp. v ČR jsou téměř nutností a mají naprosto dominantní podíl na trhu. Důvodem je tzv. měření po fázích. Jedná se o opak součtového měření. Při měření po fázích se na distribučním elektroměru měří chod proudu na každé fázi zvlášť. Tedy je možné měřit odběr na jedné fázi a například dodávku na třetí fázi s tím, že přes L2 neteče zrovna žádný výkon. Oproti tomu u součtového měření se měří pouze součet okamžitých proudů všemi třemi fázemi.

Rozdíl se dobře pochopí z daného příkladu. Mějme odběr na $L1 = 3\text{kW}$, $L2 = L3 = 0$. Výroba FVE jsou 3kW . V případě asymetrického měniče není teoreticky problém a všechny výkon se pošle na $L1$ a ze sítě se neodebere nic. Naopak se symetrickým měničem se na $L1$ pošle pouze 1kW a zároveň se musí dokoupit další 2kW ze sítě, na druhou stranu se na $L2$ a $L3$ posílá shodně 1kW do sítě. Což je v podmínkách ČR značně neekonomické, jelikož výkupní cena je menší než nákupní. V případně součtového měření by sice fyzikální toky energie byly stejné, ale zúčtování by pro klienta bylo shodné jako s asymetrickým měničem. Důvodem, proč je tento typ pro zákazníky nežádoucí je ten, že asymetrické měniče mají historicky větší poruchovost a ztráty. Firma Solar Edge, který je považovaná za špičku v oboru, dokonce kvůli těmto nepřijemnostem přerušila vývoj asymetrických měničů.

2.3.2. Provedení měniče – transformátorové a beztransformátorové

Dalším technickým faktorem ovlivňujícím je typ měniče z pohledu konstrukce. Rozlišujeme dva zásadní typy, s transformátorem a beztransformátorové. Podrobnější vysvětlení rozdílů je možné nalézt v mé bakalářské práci [6]. Na trhu ČR se v převážné míře používají beztransformátorové měniče. Mezi zástupce těch s transformátorem patří převážně Victron a poté ještě Studer Inoncent. Tyto měniče se používají často v takzvaných ostrovních systémech, kde mohou nabídnout díky svým konstrukčním prvkům určité výhody. Hlavním důvodem je galvanické oddělení od sítě, to může přinést určité výhody, viz znovu moje bakalářská práce. Bohužel je zde však tento fakt vykoupen vyšší cenou. Ohledně kvality a životnosti daných technologií se občas vedou rozsáhlé diskuse, skutečnost jsem nemohl posoudit, jelikož nemám k dispozici žádná relevantní data.

2.3.3. Lokalita výrobců, délka záruk, rozlišení kvality systémů

Pokud se podíváme na lokalitu výrobců měničů, tak valná většina z nich pochází z Číny. Obecně v návaznosti na minulou podkapitolu, výrobci symetrických měničů mají povětšinou původ v Evropě. Zde můžeme jmenovat např. již zmiňovaný německý SolarEdge, rakouský Fronius, dále pak německé výrobce SMA či Kaco. Oproti tomu výrobci asymetrických měničů, objevující se na českém trhu jsou, jak již bylo řečeno, výhradně z Číny. Mezi hlavní bychom mohli zahrnout GoodWe, Solax, Growatt, Wattsonic či InfiniSolar. Dále se budeme věnovat z výše uvedených důvodů pouze asymetrickým měničům asijské výroby, které tvoří na ČR trhu přes 95%.

Co se týče záruk, tak se prvně budeme věnovat střídačům. Zde bývají zpravidla dva typy standartních záruk pro střídače nabízené na českém trhu. Buďto 5 či 10 let. Podle tohoto kritéria tedy můžeme rozlišovat relativní kvalitu asymetrických měničů. Zavedeme předpoklad, že výrobce sám nejlépe ví, jaká bude životnost a poruchovost jeho výrobků. Pokud by špatně tyto faktory odhadnul, tak by mohl v budoucnu velmi trpět na záručních opravách. Pozor by si měl zákazník dát na záruku 20 let, kterou nabízejí jednotlivé dodavatelské firmy. Výrobce totiž povětšinou nabízí pouze 5letou záruku a zbytek je pouze záruka dodavatelské firmy, která tu také nemusí těch zbylých 15let vydržet. Případně ještě může být zajímavý fenomén záruky 5 + 5 let, který se někdy může vydávat za záruku 10ti letou. Prvních 5let je klasická záruka se vším všudy, dalších 5let je výrobce pouze povinen doručit náhradní díl.

Ohledně záruk u baterií můžeme rozlišovat dva základní parametry a dále pak výrobní technologii neboli použitou sloučeninu. Prvním je předpokládaný počet cyklů. Po daném počtu cyklů garantuje výrobce, že by neměla kapacita baterie klesnout pod 80% počáteční

kapacity. Čím větší číslo tím lepší. Nejčastěji rozlišujeme baterie o počtu cyklů mezi 4000 až 6000. Objevují se i výrobci uvádějící 8000, 10000 nebo 12000 cyklů. Zde je třeba být obezřetný, jelikož s garancí u počtu cyklů to není tak lehké. Součástí záruky je totiž také doba 10let. Po té se již na cykly nehledí. Záleží, která ze skutečností nastane dříve. Jedná se totiž o stejnou záruku jako u aut 120 000 km nebo 7 let. Druhým důležitým faktorem je pak DoD (Depth of Discharge, jedná se údaj o hloubce vybíjecího a nabíjecího cyklu, procentuální hodnota je vztažena k celkové kapacitě baterie – 100%). Nejčastěji se setkáváme s hodnotou 90% a ta se bere obecně jako referenční, při které by se měly dané produkty srovnávat. Občas se ale vyskytne, že někdo uvádí i hodnoty pro 80% DoD, potom samozřejmě bude i počet cyklů vyšší. Baterie dostává obrazně řečeno „méně zabrat“ a zvládne tak větší počet cyklů. V neposlední řadě můžeme porovnávat sloučeninu použitého elektrolytu. Rozhodně nejčastěji používanou je LFP neboli LiFePO_4 . Druhou variantou může být NMC neboli NiMnCd . Dle [7] by měla dosahovat vyšší životnosti LFP. NMC se navíc považují za relativně více nebezpečnou technologii.

Jako poslední hlavní komponenta systému nám zbývají fotovoltaické panely. V ČR se v současné době používají výhradně monokrystalické panely. Ohledně dalších technologií výroby jsou dnes běžné half-cell panely s technologií PERC. Převládají jasně klasické panely nad fullblack variantami. Trošku specifickým ČR je používání 450Wp panelů, s kterými je těžší manipulace. Hlavně pokud má daný panel vynést jeden člověk po žebříku na střechu. Důvodem proč se přestaly používat maloformátové panely, bude pravděpodobně marketingová kampaň. Ohledně původu výrobců, tak většina pochází znovu z Asie. K výběru by snad jen dalo říci, že je výhodnější volit některého z velkých a zaběhlých výrobců. Mezi ty bychom mohli řadit např. JinkoSolar, JASolar, Longi či Canadian Solar.

2.3.4. Způsob akumulace – BAT, TUV, BAT + TUV

Pokud se budeme bavit o způsobech akumulace EE, která je v ČR kvůli výše zmíněnému fázovému měření vcelku důležitá, tak zde jsou celkově 3 varianty. První z nich je akumulace do baterií (BAT). V současné době při nových podmínkách dotací NZÚ se tento typ stal jednoznačně nejdominantnějším. Druhým způsobem, který byl velmi populárním při minulých dotacích, je akumulace do teplé vody, v naprosté míře pomocí boileru a elektrické spirály. V současné době vzhledem k podpoře baterií, tuto variantu volí minimum zákazníků. Nicméně pro určitý typ klientů může být tento systém ve spojení s větším instalovaným výkonem nejvýhodnější. Tuto skutečnost se budeme zabývat dále v práci. Poslední možností je kombinace dvou zmíněných. Tedy jak baterie, tak ohřev TUV. Důvodem je minimalizace přetoků do DS, které jsou, jak již bylo zmíněno, vždy méně výhodné, než pokud se daná energie spotřebuje přímo v nemovitosti.

2.3.5. Koncept VB

V této podkapitole částečně navážeme na tu předchozí. Rád bych vysvětlil koncept tzv. virtuálních bank. Tato služba je velice důležitá pro tuto práci. Chtěl jsem navrhnout takový software, který by byl schopný spočítat výhodnost investice pro jakýkoliv typ RD. S konceptem virtuálního úložiště přišla jako první firma E.ON. Jedná se v podstatě o alternativu k prodeji přebytků. Uživatel přímo neprodává vyrobenou elektřinu v reálném čase, ale místo toho si jí svým způsobem ukládá do virtuální baterie. To znamená, že v době přebytku jí posílá do sítě a v době nedostatku si jí ze sítě zpět odebírá. Naspořená elektřina je při zpětném odběru zpoplatněna, a to ve výši regulované variabilní složky ceny EE. Což není úplně přesný termín, jelikož zákazníka by toto dle ceníků dodavatelů

mohl zmást. K poplatku za distribuci je nutné připočíst ještě daň z elektřiny, systémové služby, a hlavně podporu na obnovitelné zdroje (POZE). [8]

Jak je tedy možné vydedukovat, že tato služba může být pro některé RD zajímavá. Bude velmi záležet na daném distribučním tarifu. Dále v minulosti regulovaná část ceny tvořila celkem velké procento nehledě na tarif. V současné době razantního růstu silové části se však začíná koncept VB jevit výhodněji. Důvodem je také to, že donedávna nabízel tuto službu pouze E.ON a to jen klientům, kteří si FVE koupili od něj. V současné době má stejnou politiku Yellow Energy se svým smluvním partnerem na výstavbu FVE. Nicméně ČEZ nabízí tuto službu také, a to bez omezení. Tedy o danou službu si může zažádat kdokoli, kdo má pořízenou FVE do 10kWp v režimu mikrozdroje a nezáleží na realizátorovi. Specifikem VB od E.ONu jsou platby za danou službu. Účtuje se podle celých MWh. V rozmezí uvažovaném v této práci, 1-4MWh, pak každá MWh úložiště stojí 588Kč/rok. Cena za MWh z VB se tedy mění, viz. následující příklad. Cena bude nižší, pokud pošleme a zpět odebereme např. 2,9MWh oproti 2,1MWh. V obou případech jsme totiž v pásnu 2-3MWh.

Vzhledem k výše popsanému principu fungování VB bylo v určitých variantách přistoupeno k optimalizaci. Např. uvažujme, že přebytek v prvním roce byl 3,1MWh a v 4. roce jsme se již dostali na přetok pod 3MWh. V daném případě jsme první tři roky nepřešli do pásma 3-4MWh za 199Kč/měsíčně ale zůstali jsme v pásnu 2-3MWh a zbytek přebytků byl poslán do sítě zadarmo. V rámci celé doby života investice to ale snížilo náklady za poplatky na VB.

2.4. Faktory ovlivňující cenu EE

Zcela zásadní pro hodnocení celého projektu je cena elektrické energie, její aktuální i budoucí. Situace v dnešní době (jaro 2022) je velmi dynamická, co se týče cen energií a hodnocení projektu na vstupech a jejich vývoji do značné míry závisí.

2.4.1. Emisní povolenky

Jedním z hlavních faktorů, který v poslední době ovlivňoval růst cen EE v EU, je systém EU ETS, tzv. emisní povolenky. Vztahuje se na emise těchto tří plynů: CO₂, N₂O, PFCs. Pro nás bude důležité především CO₂, jelikož za jeho vypouštění musí znečišťovatel odvádět poplatek v podobě emisní povolenky, proto se budeme dále věnovat pouze jemu. Do systému ETS jsou zahrnutí výrobci elektřiny a tepla, dále pak také průmyslové sektory s velkou energetickou náročností. Princip je takový, že pokud chce daný subjekt vypustit jednu tunu CO₂, tak musí mít jednu povolenku, kterou „zaplatí“ za vypouštění daného škodlivého plynu do ovzduší. Zisky z prodeje povolenek jsou následně přerozdělovány jednotlivým členským státům. V ČR prostředky zpravuje např. MŽP a MPO. Peníze jsou využívány pro energetické úspory, třeba i v rámci programu NZÚ. U výroben elektřiny, kde se ke generaci energie používá spalovací proces, má vliv na variabilní náklady i cena emisních povolenek, což je při současné ceně povolenek značně znevýhodňuje. To je i cíl celého systému, vytlačit emisní zdroje, převážně tedy uhlí z energetického mixu. Bohužel emisní zdroje stále tvoří značnou část evropského energetického mixu, a proto růst cen povolenek má za následek růst cen EE a to nemalý.

Emisní povolenky se začaly obchodovat v roce 2005. Jejich cena v té době nebyla příliš výrazná, v prvních pár letech se pohybovala kolem 20 EUR/tCO₂eq. Prvním problémem bylo to, že počet vydávaných povolenek byl větší než ten, jenž se rovnal tunám vypouštěných plynů. Tím pádem došlo v letech 2007 k propadu ceny povolenky téměř

k 0 EUR. Poté následovalo první revidování systému. Tuto skutečnost dopředu předpověděli někteří investoři. [9]

Poté systém celkem fungoval a znovu se propadl k nízkým hodnotám v roce 2013 a následně ještě jednou v roce 2017. Od té doby trh rostl téměř exponenciálně. Chvilí dokonce atakoval hodnotu 90 EUR a to na přelomu let 2021/2022. Od té doby lehce pokles a v půlce března 2022 se obchodovala povolenka zhruba 75 EUR/tCO₂eq [10]



Graf 1 - Vývoj ceny emisních povolenek –[10]

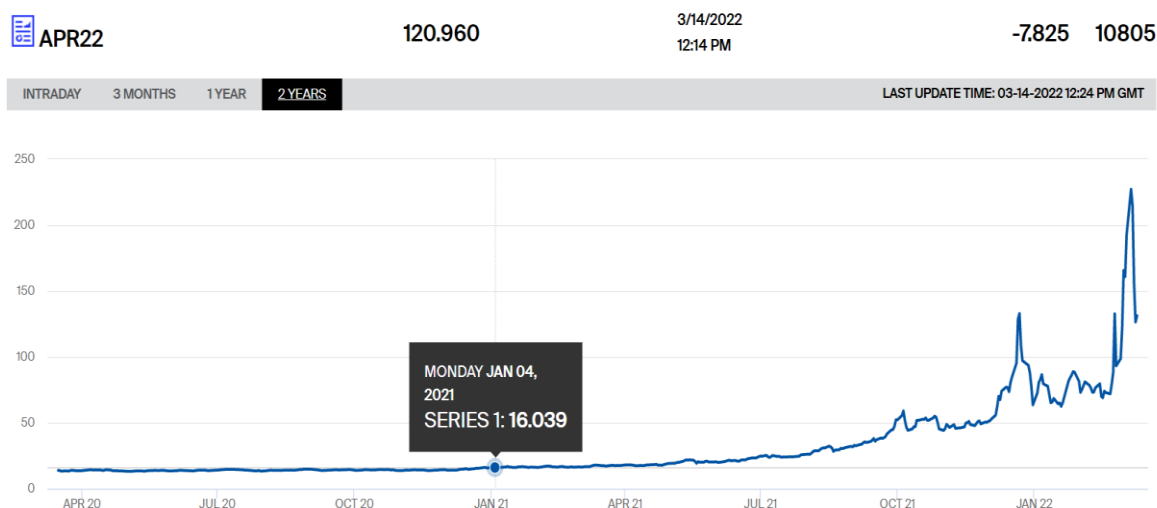
2.4.2. Emisní cíle a uhlíková neutralita

Velice zajímavý vliv mohou mít na podobu evropské energetiky emisní cíle. EU se zavázala do roku 2030 omezit emise skleníkových plynů o min 55% vzhledem k roku 1990. Zvýšila také plán na to, aby min 40% spotřebované energie pocházelo z OZE. Celkově EU směřuje k cíli dosažení uhlíkové neutrality do roku 2050. [11] [12] Pro splnění tohoto cíle bude nutná masivní výstavba nových zdrojů. Z velké části se předpokládá realizace všech možných typů OZE. Mezi přechodné zdroje byly dle taxonomie EU zařazeny dva zdroje, a to jádro a plyn. Jaderná energetika je investičně náročná, plyn je v současné době provozně nejdražším zdrojem. Samozřejmě se jedná o bezprecedentní růst a není vůbec jisté, jak se bude cena plynu v budoucnu vyvíjet. Nová výstavba nicméně bude určitě nákladná, což pravděpodobně nedovolí ceně elektřiny klesat. Ruku v ruce s tím jde předčasné odstavení uhelných a jaderných zdrojů. Hlavně u těch později jmenovaných půjdou náklady spojené s předčasným ukončením do opravdu velkých částek. Kromě výstavby nových zdrojů bude nutné vystavit i nové přenosové sítě. Případně předdimenzovat ty stávající, jelikož ty jsou navrženy na soustavu, v které je velký podíl stabilně dodávajících zdrojů. Oproti tomu energetika založená na OZE bude mít pravděpodobně větší nárazové výkony, nutnost akumulace a chytré řízení sítě. Případně se bude muset integrovat používání smartgrids. K tomu bude zapotřebí budovat velké množství kapacitních úložišť. Ty budou ať už ve formě baterií či možná

vodíku. Všechny tyto investice budou pravděpodobně znamenat to, že cena elektřiny v příštích pár desetiletích v reálných cenách klesat nebude. Více o tomto v kapitole zaměřené na ekonomický model.

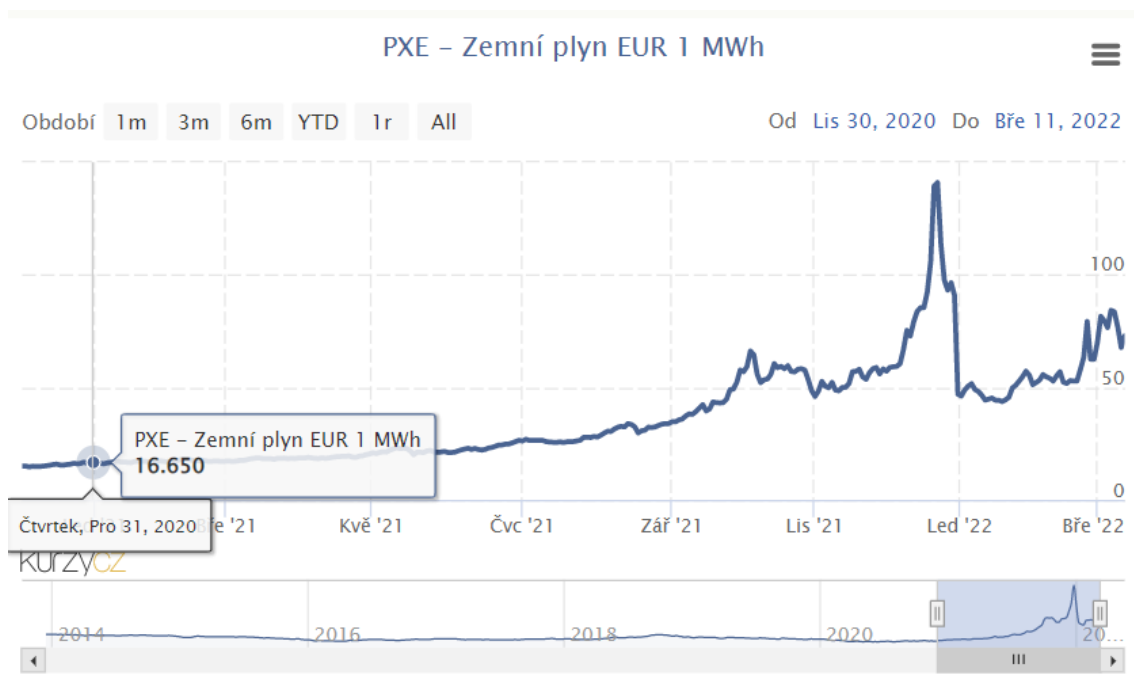
2.4.3. Geopolitická situace a vývoje energetiky v Evropě

Energetická situace se v rámci roku 2021 zajímavě vyvíjela. Měli na to vliv různé faktory, některé z nich si zde zkusíme rozebrat. Jakožto první se můžeme věnovat jaderné energetice. Zde hrála například zajímavou roli pozice Německa, které pokračuje ve svém plánu na odstavení jaderných reaktorů. Opravdu tomu tak učinilo ke konci roku 2021. Investoři pravděpodobně zakomponovali výpadek této dodávky do ceny energii již v průběhu roku 2021[13]. Dalším příkladem může být výpadek určité části reaktorů ve Francii. Důležité upozornit, že jaderné elektrárny dodávají elektřinu v základním zatížení. Další událostí, jež stojí za zmínku, je slabá úroveň větru na severu Evropy. To mělo za následek menší výrobu z velkých off-shore větrných parků. Tyto tvořily v poslední době celkem významné části dodávky elektrické energie v daných regionech, z nichž můžeme jmenovat např. Nizozemsko, Velkou Británii či Dánsko. [14] Důvodem toho, proč cena eskalovala na podzim 2021, může být pravděpodobně i to, že došlo k sezónní změně počasí a slunné léto vystřídal zatažený podzim. Tím pádem vypadl další zdroj. To byly velké solární parky v severozápadní Evropě.



Graf 2- Vývoj ceny ZP v Evropě za poslední dva roky - [15]

Velmi významným faktorem ovlivňujícím cenu energií v Evropě byla v roce 2021 také geopolitická situace. Jedná se především o eskalaci vztahů mezi západem a Ruskem. Ten nakonec vyústil v otevřený vojenský konflikt na Ukrajině v únoru 2022 a ještě více zamával a ztížil předpověď vývoje cen energetických komodit. Tato skutečnost bude mít vliv především na ceny plynu, ty ale v Evropě alespoň v poslední době celkem výrazně korelují s cenami elektřiny.



Graf 3- Vývoj cen dlouhodobých kontraktů ZP na PXE - [16]



Graf 4- Vývoj cen dlouhodobých kontraktů EE na PXE - [17]

I pokud by se v dohledné době ukončil konflikt na Ukrajině nelze předpokládat, že se ceny plynu vrátí hned na své původní úroveň. Situace se vyostřovala již cca 8let a je možné, že následky Ruské invaze zanechají velmi zhoršené vztahy mezi západem a Ruskem. Zprovoznění plynovodu NordStream2 bylo pozastaveno a je otázkou, zdali se ještě někdy otevře. I když by byl nákup ruského plynu tou nejekonomičtější variantou pro Evropu, tak se obávám, že z politických důvodů dojde k určitému bojkotu nákupů, což bude znamenat, že budeme muset danou spotřebu nahradit nějakým jiným typem plynu,

který bude ale dražší. Můžeme tedy očekávat, že pokud se situace s plynem výrazně nezlepší, tak zůstane i cena elektřiny v Evropě na vysokých úrovních.

Vidíme tedy, že některé faktory byly pouze sezónního charakteru, a tedy je pravděpodobné, že příští rok odezní, jiné budou pravděpodobně dlouhodobějšího charakteru a jen těžko se bude předpovídat přesný vývoj.

2.4.4. Vliv faktorů na růst ceny v ČR a analýza roku 2021

Skutečnosti uvedené v předchozích podkapitolách měly vliv na vývoj cen v celé Evropě, a jelikož náš trh je částečně svázán s tím evropským, tak se dané faktory promítly i na trhu v ČR. V následujících odstavcích se podíváme na faktory, které dále ovlivnily situaci pouze v ČR a dále pak také na možný výhled cen pro následující roky.

Českým specifikem byl pád největšího alternativního dodavatele energií, Bohemia Energy. Ten ukončil činnost na podzim roku 2021 a zanechal téměř 900 000 domácností v režimu DPI, a to jak s elektřinou, tak s plynem. Tato událost vyvolala šok na českém energetickém trhu. Valná většina klientů byla kvůli režimu DPI nucena platit ceny, které byly vyšší než spotové. Což bylo pro většinu z nich o 100% více, než měli předtím zafixováno.

Tato skutečnost může vést dle mého názoru k vytvoření téměř oligopolu na trhu s energiemi. Domnívám se, že většina malooběratelů, kteří odebírali nebo stále odebírají energie od menších alternativních dodavatelů, nebudou chtít znovu riskovat podobný osud, který potkal klienty BE. Důsledkem pak může být a pravděpodobně i bude zvyšování marží dodavatelů. To vyžene cenu výše nad cenu silové elektřiny prodávané na burze.

Důležité pro odhad budoucí ceny je podívat se na dlouhodobé kontrakty. Spotové ceny tato práce zkoumá jen okrajově, protože na ty se většinou malooběratelé nesetkávají. Výjimku tvořilo právě dané DPI, které se ale dle mého již nebude v takhle velké míře opakovat. Pojďme si tedy analyzovat baseload futures na PXE. Při pohledu na data ze začátku roku 2021 tak můžeme pozorovat, že cena se pohybovala kolem hranice 50EUR/MWh. Oproti tomu začátkem března 2022 se obchodovalo za 175 EUR/MWh, což činí nárůst zhruba 350%. Pro zajímavost, maximální cena dosahovala v prosinci 2021 i nad hranici 300 EUR/MWh, což je nárůst o 600%. Důležité je ale zaměřit se na budoucí futures. Ty na rok 2023 se po Ruské invazi obchodují nad hranicí 170 EUR/MWh. Pro rok 2024 jsem nad hladině 100 EUR/MWh, roky 2025 a 2026 pak těsně pod touto hladinou. [18]

Z výše uvedeného vyplývá, že cena za silovou elektřinu se již pravděpodobně nedostane pod hladinu 100 EUR/MWh, alespoň ne v příštích pár letech. Je také dobré upozornit, že se jedná o baseload, spotové ceny letos dosahovaly i nad hranici 500 EUR/MWh. Pro naši analýzu jsou ale důležité dlouhodobé kontrakty. Můžeme tedy předpokládat, že pokud se situace nějak významně nezmění, cena silové elektřiny se prozatím ustálí kolem hodnoty 100 EUR/MWh.

EEX-PXE Czech Power Futures - Baseload						
Name	Last Price	Last Volume	Settlement Price	Volume Exchange	Volume Trade Registration	Open Interest
Cal-23	-	-	170,600	-	-	579
Cal-24	-	-	118,970	-	-	373
Cal-25	-	-	94,750	-	-	173
Cal-26	-	-	93,000	-	-	8

Tabulka 6 - Ceny a objemy dlouhodobých futures z PXE - [18]

Cena pro koncové uživatele a v našem případě maloobtěratele je dána více faktory. Jak již bylo zmíněno výše, tak dodavatelé energií pravděpodobně v příštích letech budou moci zvýšit svoje marže. Což znamená, že cena se bude pohybovat určitě nad cenou dlouhodobých kontraktů a pravděpodobně o víc, než jsme byli zvyklí v minulosti. O kolik, to je velmi těžké předpovídat. Můžeme se pouze podívat na standardní ceníky největších dodavatelů z období, kdy byla delší dobu cena na burze relativně konstantní a pohybovala se kolem 40 EUR/MWh. Tedy březen až listopad 2020, kdy cena za silovou elektřinu byla v referenčním ceníku ČEZu cca 1700 Kč/MWh bez daně a 2000 Kč s daní. Kurz koruny byl v dané době kolem 27Kč. Z čehož vyplývá, že ČEZ prodával každou kWh s marží kolem 750–1000 Kč/MWh. Jedná se o velmi hrubý odhad, přesné informace o maržích energetických gigantů nebyly veřejně přístupné. [19] Dalším zásadním faktorem může být vliv politiky ČNB. Ten se také dá odhadovat jen stěží. Budeme-li ale brát rozsah mezi 25-27 CZK/EUR, tak si myslím, že neuděláme výraznou chybu. [20] Zvýše uvedeného se dá usuzovat, že pokud se cena dlouhodobých kontraktů nedostane pod 100 EUR/MWh a kurz koruny zůstane někde na hranici 26 CZK/EUR, tak se pohybujeme pro silovou složku na úrovni cca 2 600 Kč/MWh. Připočteme-li k tomu zvýšenou marží velkých dodavatelů, řekněme 900 Kč/MWh, tak se dostáváme k finální hodnotě 3 500 Kč/MWh. Toto by byla koncová cena pro maloobtěratele v příštích pár letech.

2.4.5. Vliv růstu cen výhodnosti FVE

Dále se budeme věnovat tomu, jak se všechny tyto výše uvedené skutečnosti promítly na výhodnost investice do FVE. Budeme mít tři hlavní faktory, které dle mého názoru vedly k velkému růstu zájmu o FVE v druhé půlce roku 2021 a následně se k nim přidal jeden další jev, který udržel a možná ještě zvýšil zájem obyvatelstva o vlastní FVE. Dopředu mohu předeslat, že na jaře 2021 ještě činila průměrná návratnost kolem 12-15let, přičemž dnes se můžeme s dobře navrženým systémem v klidu dostat pod hranici 10let, často až i k 8 rokům. Což samozřejmě výrazně zvýšilo zájem o FVE.

Prvním a asi nejvýraznějším je skokové zdražení ceny elektřiny v posledním roce a půl. Zvýšení cen bylo v řádu stovek procent a velmi velký počet lidí tento fakt vyděsil. Druhým popudem pak byly jednoznačné nové dotace, které se spustily na podzim roku 2021. O jejich podobě se již vědělo na konci léta. Jelikož dotace poskytly větší volnost a zároveň větší finanční podporu, tak hodně lidí, kteří s pořízením FVE vyčkávali, se nakonec rozhodli jít do pořízení vlastní domácí elektrárny. Poslední významným faktorem v roce 2021 bylo oživení ekonomiky a s tím spojená vysoká míra inflace. Takto vysoký růst tu dlouho nebyl a dle mého názoru a zkušeností vyděsil určitou část populace a přiměl je k investování volných prostředků. V neposlední řadě jsme tu pak měli eskalující konflikt mezi Ruskem a Ukrajinou, který nakonec vyústil až v ozbrojené střetnutí. V návaznosti na toto začala určitá část obyvatelstva hledat možnosti, jak se alespoň částečně energeticky zabezpečit.

2.5. Dotazníkové šetření

Některé informace a názory v této kapitole vychází z mé vlastní zkušenosti. Poslední rok a půl jsem působil jakožto konzultant pro optimální výběr FVE pro klienty, kteří mají RD. Tyto informace jsem se tedy rozhodl ověřit si pomocí krátkého dotazníku, směřovaného na lidi, kteří si FVE v poslední době pořídili. Bohužel jsem se nedostal k tomu, abych tento dotazník připravil dříve než před podzimem 2021. Myslím, že po této době se chování určité části domácností vcelku změnilo. Jsem si vědom, toho že tento dotazník je jen pouze velmi zjednodušenou verzí. Nicméně nejedná se o jádro mé diplomové práce a spíše jsem chtěl nějakým způsobem podložit mé dosavadní zkušenosti. Dotazník je tvořen velmi jednoduchou metodikou a odpovědi se podařilo získat pouze od malého počtu respondentů.

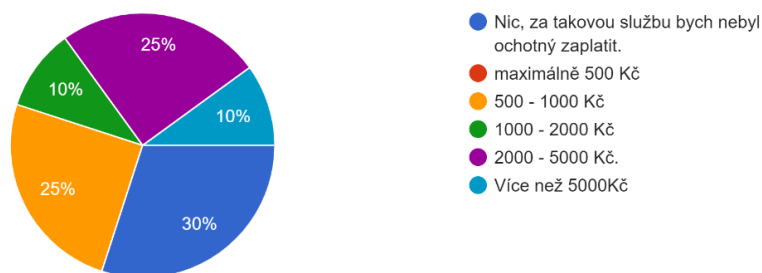
V průzkumu jsem poskytl možnost volby nejdůležitějšího ekonomického ukazatele. Odpovědi se různí, a proto jsem navrhl výpočetní model tak, aby poskytl všechny tyto údaje. Každá domácnost tedy bude schopná provést optimalizaci na základě vybraného parametru. Nejčastější volba padla na celkové snížení nákladů, tedy RCF. Tento parametr preferovalo přesně 50% respondentů, druhým významným faktorem byl roční výnos investice, IRR, s 35%. Jak je tedy možné pozorovat z daných výsledků, lidé se spíše zaměřují na maximalizaci úspor i při faktu, že počáteční investice bude větší a její výnos nebude dosahovat možného maxima. Tento rozhodovací proces zvolila i naše modelová domácnost.

Dalším zajímavým výsledkem šetření bylo zjištění, že lidé by podrobnou ekonomickou analýzu ocenili (70%), ale většina z nich by za ní nebyla ochotná zaplatit potřebnou částku (75%). Vzhledem ke komplexnosti výpočtu byla určena minimální cena na 2 000 Kč. S tím, že dle mého odhadu bude časová náročnost vysoká a i částka 2 000 Kč nebude dostatečná. Zde tedy přichází v úvahu analýza modelových domů a vytvoření tabelovaných hodnot. Čemuž bych se v budoucnosti rád věnoval.

V neposlední řadě se došlo k závěru, že jsou zde i neekonomické faktory, díky kterým lidé pořizují FVE. Tyto se nebudu snažit zakomponovat do své ekonomické analýzy. Zkusil jsem se ale zeptat, kolik by byli lidé ochotni zaplatit navíc, pokud by daný produkt splňoval jejich nefinanční požadavky. Nejvíce odpovědí bylo u varianty 0 – 10000 Kč a to přesněji 50%. Jde tedy usoudit, že většina respondentů vyhledává ekonomicky nejefektivnější řešení.

Kolik byste byli ochotni zaplatit pokud by se jednalo o komplexní poradenství? K ekonomické analýze by byla přidána i osobní konzultace a výběr optimálních parametrů FVE.

20 odpovědí



Graf 5- Ochota zaplatit za přesnou ekonomickou analýzu - vlastní tvorba

3. Diagram spotřeba/výroba a z toho plynoucí výpočetní model

3.1. Základní úvaha a daný RD

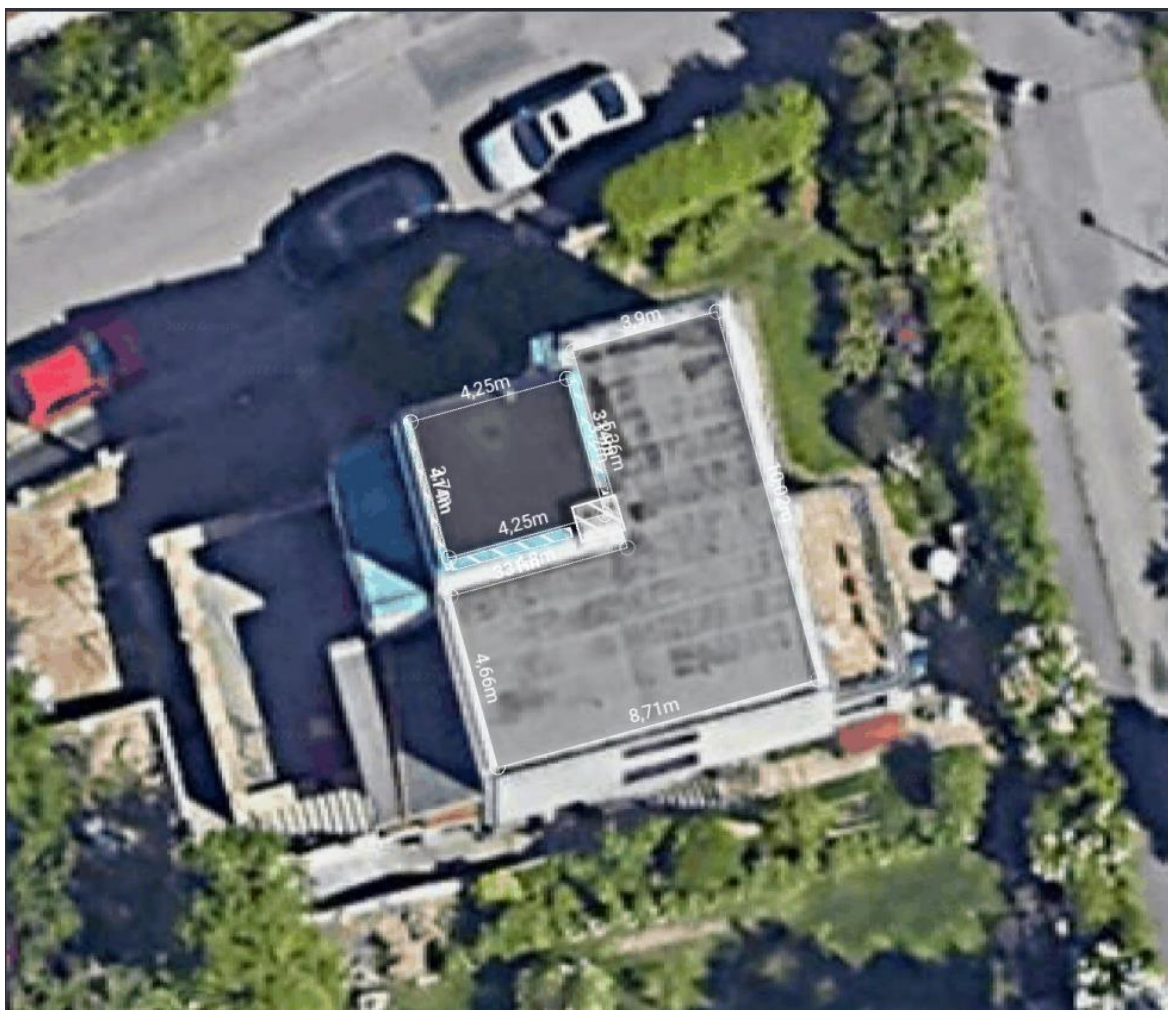
Zadáním práce bylo vybrat optimální fotovoltaický systém pro konkrétní rodinný dům. Výpočetní model je navržen tak, aby splňoval tyto požadavky, je tedy uzpůsoben přímo pro daný dům. Nicméně výpočetní model jsem navrhoval tak, aby ho s mírnou modifikací bylo možné použít na jakýkoli dům v ČR. Důležitou roli zde hraje zdroj vytápění. Daný model je vyhotoven pro čistě plynovou domácnost. Po určitých úpravách by ho bylo možné použít i na ostatní typy vytápění a ohřevu TUV. Toto bylo i primárním cílem práce, aby bylo možné daný postup výpočtu aplikovat na téměř každý dům.

Jako vzorový dům byla vybrána stavba na adrese Jihovýchodní IV 966/10, 104 00 Praha 4 – Chodov. Jedná se o dvoupatrový dům z 20. let minulého století. V současné době byla dokončena ještě přístavba. Doposud objekt obýval jeden pár v pokročilém věku. Nemovitost je vytápěna plynovým kotlem. Ohřev TUV je prozatím také realizován pouze plynem. Spotřeba elektřiny domu doposud tvořila cca 3000 kWh za rok. Odběr je v tarifu D02d s jističem 25A. Vaření je realizováno na plyn. Trouba je elektrická.

V nedávné minulosti byla dokončena přístavba. V ní bude žít druhý pár, a to naopak v produktivním věku. Vaření bude elektrické. Vzhledem k těmto skutečnostem můžeme předpokládat, že druhý pár bude v domě trávit méně času a vzhledem k tomu bude mít i menší spotřebu. Naproti tomu bude mít elektrické varnou desku, která nemá malý příkon. Dáme-li tyto dvě skutečnosti dohromady, lze předpokládat, že spotřeba v přístavbě bude zhruba stejná jako v původní části RD, tedy 3000 kWh. Rozvod TUV bude společný pro obě části domu.

Celkově se tedy dostáváme na celkovou spotřebu celého domu 6000 kWh/rok. Případným přidáním ohřevu TUV bude možné celkovou spotřebu EE domácnosti zvyšovat. Současně s tím bude dosaženo snižování spotřeby plynu, jelikož ten nebude použit na ohřev TUV.

Domácnost uvažuje o pořízení FVE. Ráda by vybrala optimální variantu dodávky energií. Nejdříve bude navrhnut výpočetní model, který bude schopný vypočítat vícero ekonomických ukazatelů. Domácnost si pak vybere na základě, jakého z nich chce provést optimalizaci. Prvotním nápadem bylo navrhnout takový FV systém, který bude akumulovat jak do baterie, tak do TUV. To by přineslo minimalizace přetoků do DS a zároveň by bylo možné přejít na výhodnější tarif D26d. Na základě toho byl sestaven výpočetní model. Samozřejmě byla prověřena i možnost akumulace pouze do baterie.



Obrázek 2 - Rozměry střechy RD změřené pomocí softwaru SolarEdge Designer - vlastní tvorba

3.2. Diagram spotřeby

3.2.1. TDD

Pro výpočet ekonomické efektivity bylo nutné získat jak data o spotřebě, tak data o výrobě. Těžší část určitě představovala spotřeba. Vzhledem k tomu, že se jedná o měření typu C tak máme pouze souhrnnou roční hodnotu spotřeby. Pro zajištění dostatečné přesnosti výpočtu by bylo potřeba získat alespoň hodinová data o spotřebě. Vzhledem k tomu jsme přistoupili k přepočtu pomocí TDD. Jelikož se jedná o čistě plynovou domácnost s tarifem D02d, tak pro nás byl směrodatný TDD4. Ten by nám po přepočtení dal hodinová data. Postup výpočtu byl následující. [21]

$$O_h = O_r \cdot \frac{r_h}{\sum_{i=1}^{8760} r_h}$$

kde:

O_h je hodnota odběru v dané hodině

O_r je hodnota ročního odběru zákazníka

r_h je hodnota TDD4 v dané hodině

Jako referenční hodnota spotřeby byla použita spotřeba z roku 2019, důvodem je pandemie Covidu-19. Vzhledem k této skutečnosti jsem chtěl použít diagram spotřeby z předpandemického období. Poslední dva roky měly totiž výrazně jiný profil spotřeby vlivem lockdownů a všech možných opatření. Předpokládám, že do budoucna se denní režim obyvatelstva vrátí do normálu, a proto jsem zvolil data z období před covidem.

Vzhledem k tomu, že chceme uvažovat i ohřev TUV, tak musíme ještě zakomponovat do diagramu spotřeby tento faktor. Budeme uvažovat měsíce duben až září, kdy FVE vyrobí dostatečné množství energie na to, aby pokryla i ohřev TUV. Množství denní spotřeby TUV bylo odhadnuto na 40 l/osobu/den, pro 4 osoby tedy $V = 160$ l, dále byl uvažován ohřev o 45°C a měrná tepelná kapacita vody $c_{\text{vody}} = 0.00116 \text{ kWh} / \text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C}$. [22] [23]

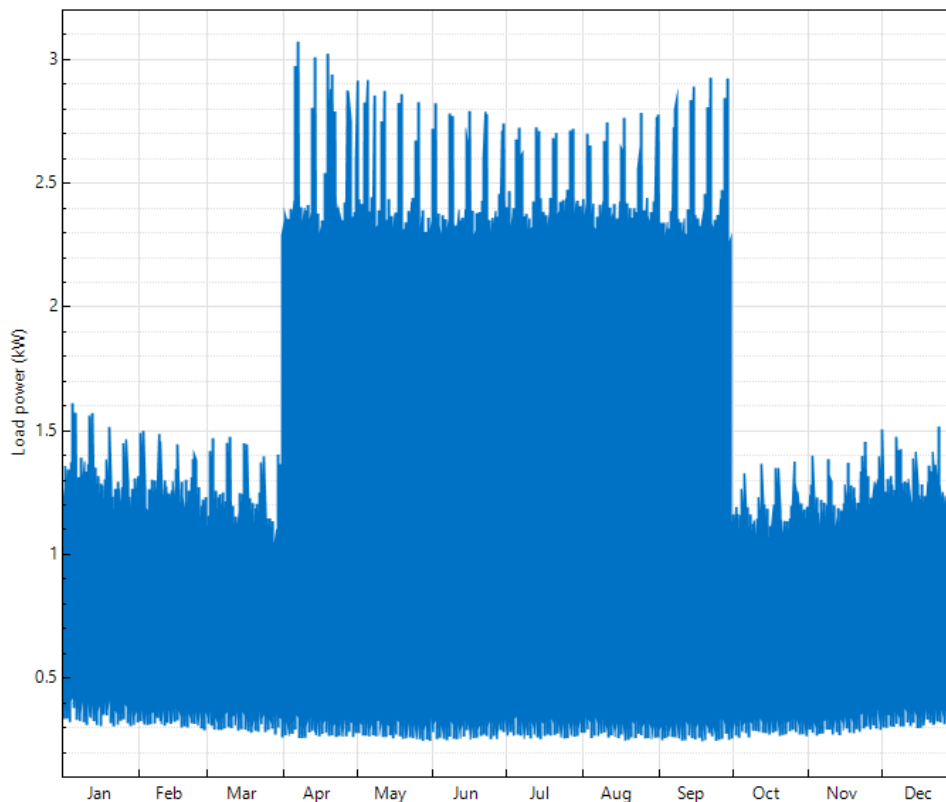
$$E = c_{\text{vody}} \cdot V \cdot \Delta t = 0,00116 \cdot (4 \cdot 40) \cdot 45 = 8,35 \text{ kWh}$$

Denní spotřeba energie na ohřev TUV nám tedy vychází na 8,35kWh. Ztráty při výměně tepla byly zanedbané, stejně tak ztráty únikem tepla. V dalším kroku jsme určili výkon topné spirály. Vybrán byl klasický boiler z Dražic, jehož patrona má nominální výkon 2,2kW. Patrona bude v režimu s FVE fungovat jinak než v klasický elektrický boiler. Nebude odebírat stále konstantní nominální výkon, ale bude fungovat v režimu proměnného výkonu. K tomu nám dopomůže nějaké řídicí PLC, pravděpodobně Green Bono či Watt Router. V tomto případě budou do TUV, potažmo patrony, posílány pouze přebytky z FVE. Výrobu FVE mohou ovlivňovat např. procházející mraky oproti tomu spotřebu např. zapnutí spotřebičů v domácnosti. Tím pádem se budou přebytky v čase měnit. Není tedy možné říct, že patrona bude zatížena stále stejným výkonem. Druhým faktorem bylo zvolení času nahřívání TUV. Tento byl zvolen na dopolední a časné odpolední hodiny. V této době je možné předpokládat menší aktivitu v domě a tím pádem vcelku dostatečný výkon pro nahřívání boileru. V daném modelu bylo zvoleno časové okno, kdy dojde k primárnímu nahřívání TUV před nabíjením baterie. Resp. je zde v daném časovém okně zvýšena spotřeba o 0,75% výkon topné patrony. Tento poměr byl zvolen s ohledem na předpoklad již dostatečné výroby a zároveň menší spotřeby v dopoledních hodinách. Za daných podmínek se bude voda ohřívat cca 5 hod. V modelu je počítáno s celými hodinami, vzhledem k tomu je poté nutné provést korekci, aby se celkové energetické toky rovnaly. Tato je provedeno dále v ekonomickém modelu jakožto rozdíl reálné energie použité na ohřátí vody a té uvažované v upraveném diagramu spotřeby.

Pro obecné použití je možné stejně jako u ohřevu vody přidat ještě další dodatečnou spotřebu a tím dále upravovat denní diagram spotřeby. Jakožto významné byly zvoleny dva další spotřebiče a to klimatizace (AC) a bazén. Tyto dva již nejdou řídit pomocí GB či WR jelikož se nejedná o odporovou zátěž. V modelu je možné uvažovat se zjednodušením pomocí spínání dle časového relé. Dané dva spotřebiče se provozují výhradně v letních měsících, tudíž by se mělo ekonomicky vyplatit je napájet z FVE. U daného modelového domu však tyto spotřebiče nejsou a nebudou tedy zahrnuty do analýzy. Nicméně model je připraven, pokud by se počítalo s jiným domem, tyto dva faktory zahrnout. Model umožňuje u všech těchto 3 dodatečných spotřebičů zadávat výkon a délku trvání zátěže. Dále je pak možné modulovat, v jaké časy by měly být spotřebiče spuštěny a v jakém období roku jsou v provozu. Aby daný model počítal, pokud možno nejpřesněji, doporučuji alespoň ohřev TUV nechávat na hodiny od cca 9hod. Vyvarujeme se tak teoretickému častému vybíjení baterie do boileru. K tomu by docházelo ve výpočetním systému SAM, který bude dále použit k výpočtu rozdílu výroby a spotřeby. Provedeme tedy prioritizaci nahřívání TUV před nabíjením baterie. V reálu toto opravdu nastavit jde, např. u použitého střídače Solax X3 Hybrid 8.0D čtvrté

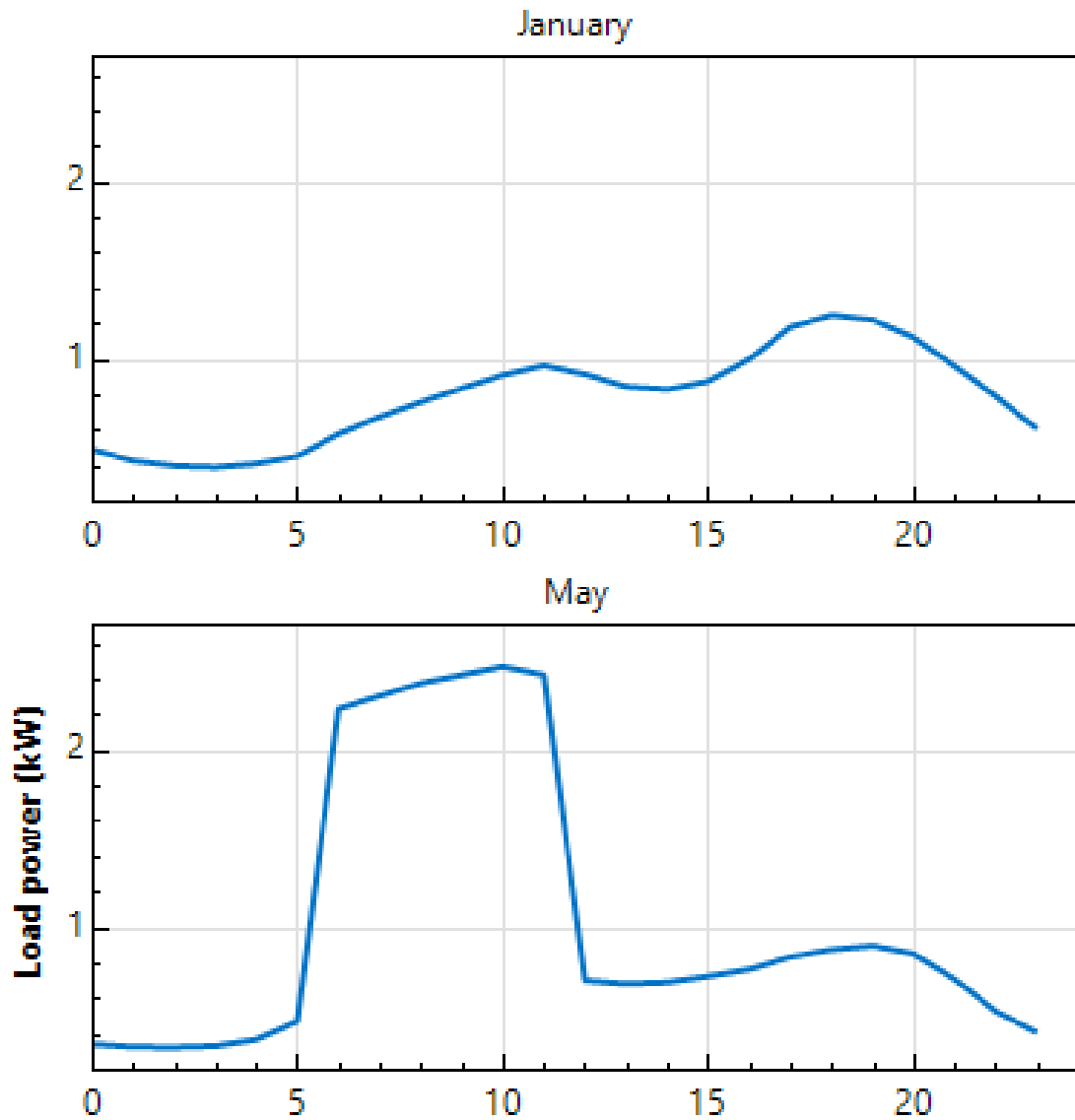
generace. Nicméně v praxi se toto nastavení běžně nepoužívá a já bych ho také nedoporučil. Lepší je spíše dát prioritu nabíjení baterie nad ohřevem TUV. Důvodem je to, že z EE naakumulované v baterii můžeme spustit jakoukoliv zátěž, tedy i patronu na ohřev TUV. S ohřátou vodou už ale nic jiného neuděláme. Pro potřeby ekonomického výpočtu a správného fungování modelu a simulace ale byla zvolena opačná prioritizace.

Při vytváření modelu byla snaha o takovou koncepci, aby se daný postup výpočtu dal aplikovat i u ostatních typů domácností. Proběhla tedy analýza TDD5 a TDD7. U TDD5 rozlišujeme dle regionů, pravděpodobně z důvodu rozdílných časů spínání HDO. Pro potřeby této práce byla analyzována oblast Praha a Střední Čechy. Jako kontrolní den byl vybrán 12.1.2019, zde můžeme pozorovat špičky spotřeby v ranních hodinách, což by odpovídalo nahřívání boilerů. Zvolena byla celková spotřeba 5500kWh/rok, 3000 kWh jakožto základní spotřebu domácnosti a 2500 kWh na ohřev TUV. Pokud bychom předpokládali 160l boiler a daný čas nahřívání, vychází nám výkon patrony cca 2,1kW což vcelku přesně odpovídá klasické 1f nejpoužívanější patroně. Nicméně odběry EE se při daných hodnotách ročního odběru neslučují s odběry v přepočteném TDD. Pokud bychom chtěli tento výkon odečítat od spotřeby, tak bychom se dostali do záporných hodnot. Vzhledem k tomu bych tedy tento postup nedoporučoval a do budoucna bych se zamyslel nad jiným přístupem pro tyto typy domácností. Důvodem, proč nejde uvažovat reálný výkon patrony, tedy cca 2,2kW vychází přímo z definice TDD. Data jsou zde průměrována a nejedná se o okamžité výkony. U TDD7 pravděpodobně nemá smysl přikročit k úpravě odběrového diagramu. Zatím nejsou technická řešení, která by uměla zajistit levnou a zároveň efektivní komunikaci mezi TČ a FVE. Použití WR nedává příliš smysl, jelikož v období výroby FVE dosahuje TČ relativně dobrého COP, dnes i kolem 4, a ohřev pomocí el. patrony se tedy jeví jako neekonomický.



Graf 6 - Odběrový diagram vycházející z TDD upravený o ohřev TUV od března do září - vlastní tvorba

Celkově se při tomto postupu určení diagramu spotřeby jedná vždy jen o odhad. Pro přesnější analýzu, by bylo potřeba jednak přesného měření na daném RD, k tomu by pomohl buďto chytrý elektroměr s měřením typu A či B nebo přípravek typu VisonQ, který je schopný zaznamenávat odběr domácnosti s až minutovým časovým krokem. Za druhé by také byla nutná změna návyků domácnosti jako např. sprchování ráno, aby docházelo k nahřívání boileru v uvažované hodině. Dále by bylo nutné zařadit časové spínače na spotřebiče typu filtrace a ohřev bazénu a klimatizace.



Graf 7 - Průběh okamžité denní spotřeby EE daného RD, vycházející z upraveného TDD - vlastní tvorba

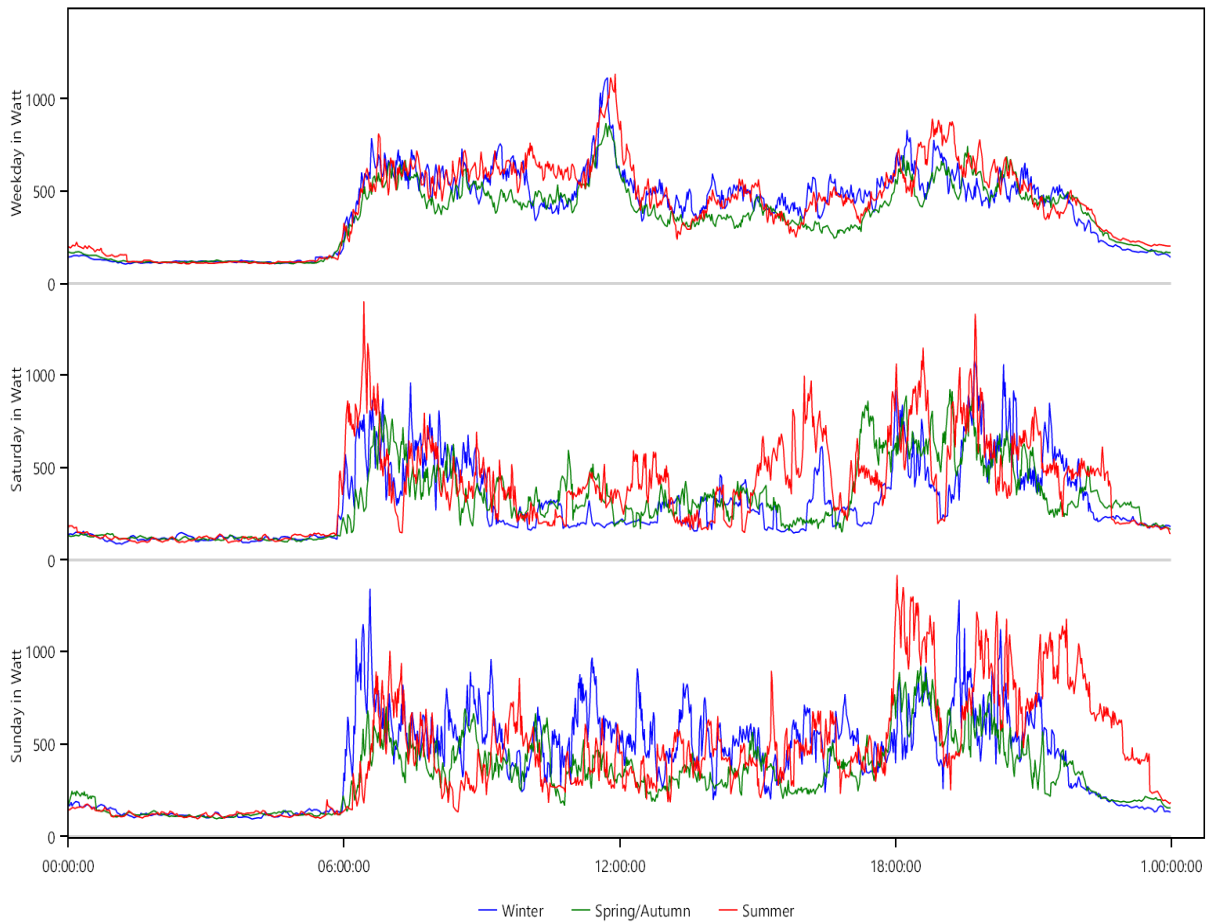
3.2.2. LPG a SAM makro

Druhou možností získání odběrového diagramu domácnosti bylo použití softwaru LoadProfileGenerator.de a makra programu SAM. Tento přístup umožnil modelování v menším časovém kroku, až 1 min, a proto byl nakonec v diplomové práci použit právě tento postup. Co se týče původního záměru o vyhotovení jednoduchého výpočetního modelu – „kalkulačky“, tak zde by tento postup vyhotovení odběrového digramu nebylo možné aplikovat, jelikož analýzu musí provádět kvalifikovaný pracovník s patřičnými znalostmi. Časová náročnost je v řádu nižších jednotek hodin, pokud je tedy již připraven výpočetní a optimalizační model. Z dotazníku vyplynulo, že značná část domácností by za tuto analýzu nebyla ochotna zaplatit potřebnou částku. Proto bych v budoucnu přistupoval spíše k vytvoření referenčních domů a jejich spotřeb a vytvořil „tabulkové hodnoty“ ekonomických parametrů investice.

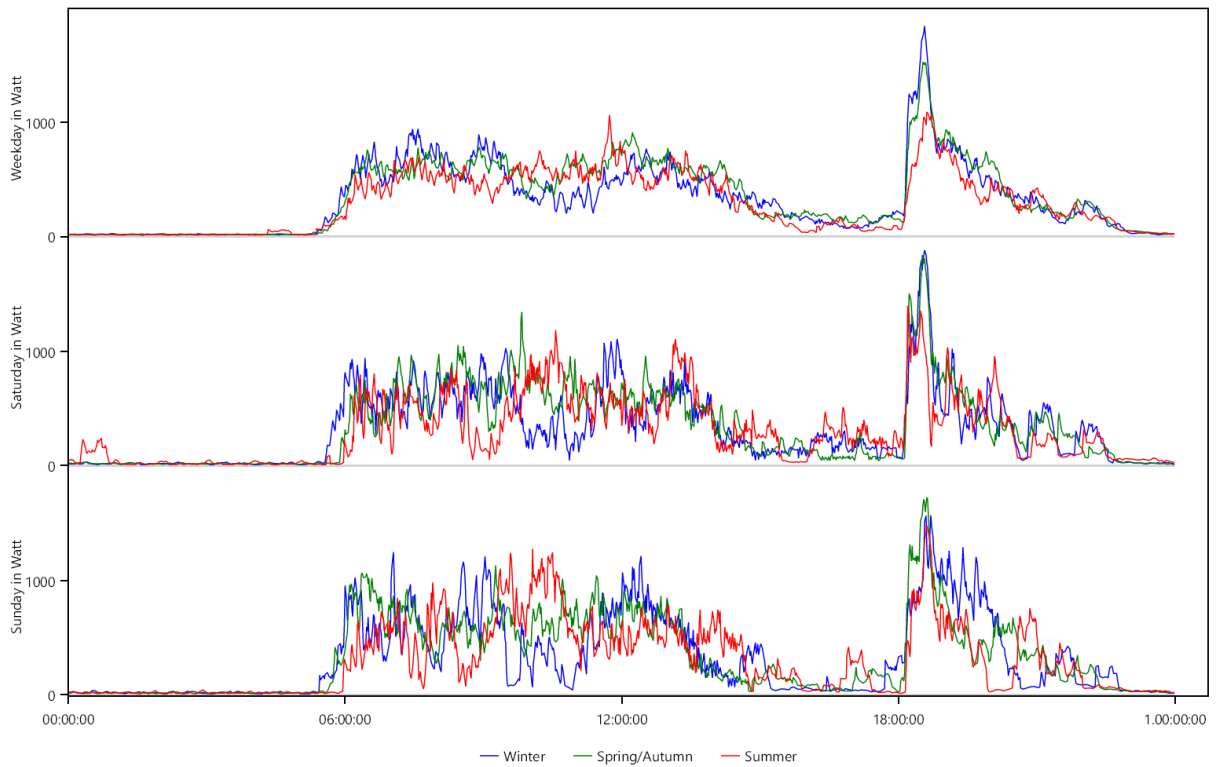
LPG je software umožňující modelování odběrových diagramů domácností. Vznikl jako disertační práce studenta Technické univerzity Chemnitz. Software umožňuje vybrat z již předdefinovaných vzorových domácností nebo si i celkově namodelovat svojí vlastní domácnost. Je možné upravovat téměř vše od věku po životní styl a koníčky jednotlivých členů. Software je založen na poznacích z behaviorální psychologie, uvažuje tedy chování členů domácnosti a touhy uspokojování jejich potřeb. Na základě tohoto chování je pak generován odběrový diagram, v našem případě nás bude zajímat elektřina. [24]

Rozdíly oproti profilu získanému z TDD jsou značné. Prvním zásadním rozdílem je časový krok, v LPF je možné zvolit až časový krok 1min. Oproti tomu u TDD jsme odkázáni pouze na hodinová data. Proč je toto důležité můžeme ilustrovat na příkladu zapnutí varné konvice, tato zátěž bude trvat v řádu jednotek minut ale její výkon je vzhledem k ostatním zátěžím v domácnosti celkem značný, cca 2kW. To nám tedy vytvoří celkem výraznou výkonovou špičku. Vzhledem k tomu, že se v daném případě jedná o dvě nezávislé domácnosti s dvojnásobným počtem spotřebičů, je tento fakt ještě podstatnější. Jedná se o jedno OM, tedy je zde pouze jeden společný elektroměr. Oproti tomuto odběru se staví energie dodávaná fotovoltaikou, v případě malého výkonu baterie nebo v případě vybité baterie a nedostatečné výroby přímo z FVE se poté čerpá energie ze sítě. Toto chování bychom na hodinových datech nebyli schopni rozlišit. U TDD jsou data o spotřebě zprůměrovaná a tím pádem nevidíme výkonové špičky a můžeme pracovat jen s průměrným hodinovým odběrem.

V LPG byly namodelovány dvě vzorové domácnosti. První z nich byl mladý pár v aktivním věku, navštěvující v pracovních dnech zaměstnání. Druhou domácností byl pár v důchodu. Nebyla provedena modelace jedné domácnosti s 4 členy, jelikož v reálu se jedná o dvě oddělené bytové jednotky s dvojnásobným zastoupením významných spotřebičů. Primární data byla získána z minutového odběru energie v kWh. Byly sečteny hodnoty pro obě domácnosti. U softwaru nešlo nastavit požadovanou roční spotřebu energie, kterou my ale u jedné jednotky známe a u druhé jsme odhadli. V práci se pracuje se základní spotřebou EE v hodnotě 6000 kWh/rok. LPG nám dal součtovou hodnotu 6939 kWh/rok. Provedl jsem tedy znormování dat z LPG, tak aby odpovídaly dané spotřebě 6000 kWh. Posledním krokem byl přepočítání z minutových dat o odběru v kWh na minutová data o příkonu v kW. Pro tuto hodnotu byla data v kWh vynásobena 60, což odpovídá počtu minut v jedné hodině. Tímto postupem jsme tedy získali výsledný profil spotřeby daného domu v kWh s minutovým krokem. Tento byl použit v další části práce pro makro v softwaru SAM.

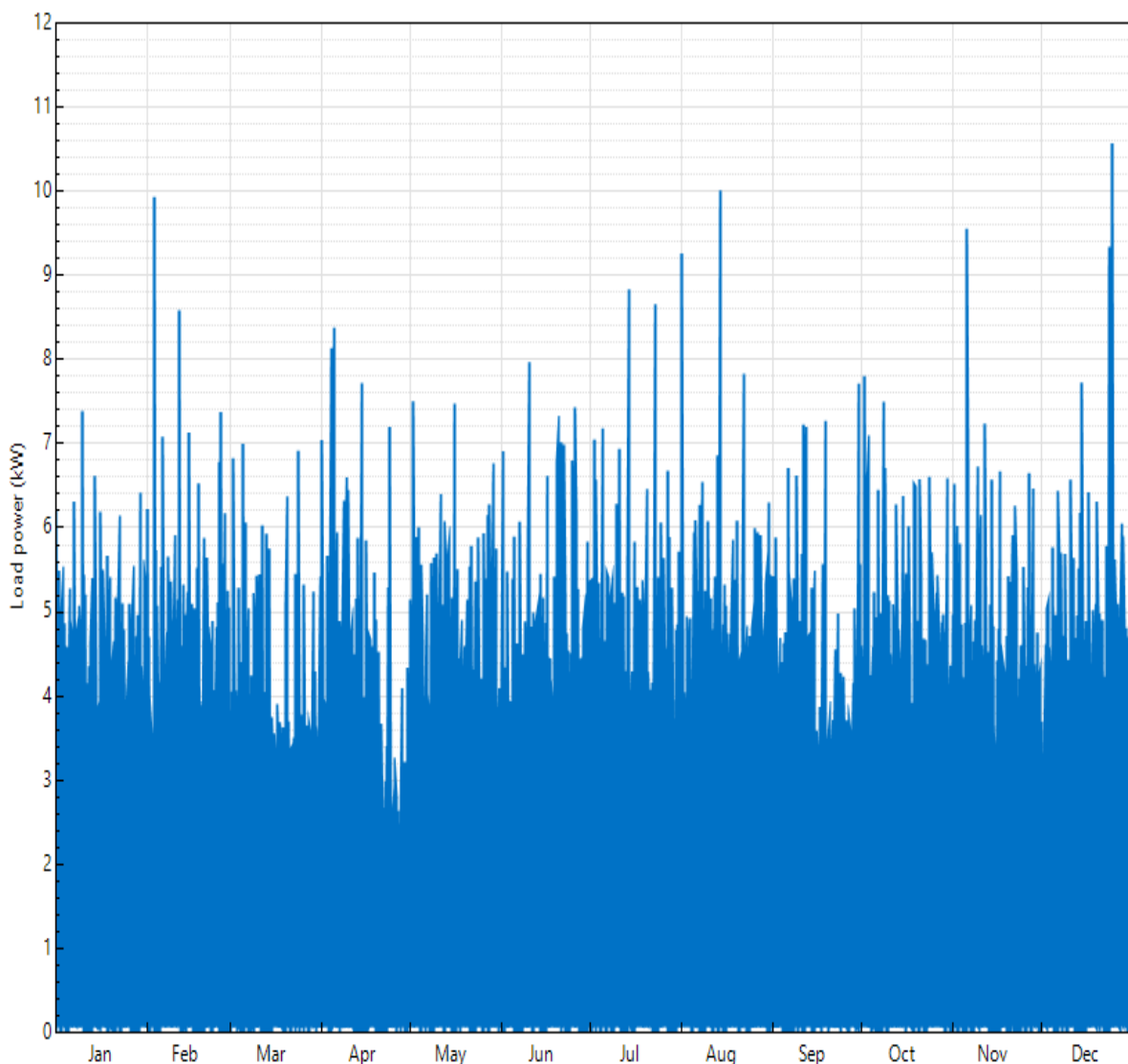


Graf 8- Průběh okamžité spotřeby EE ve všední a víkendové dny - mladý pár - vlastní tvorba

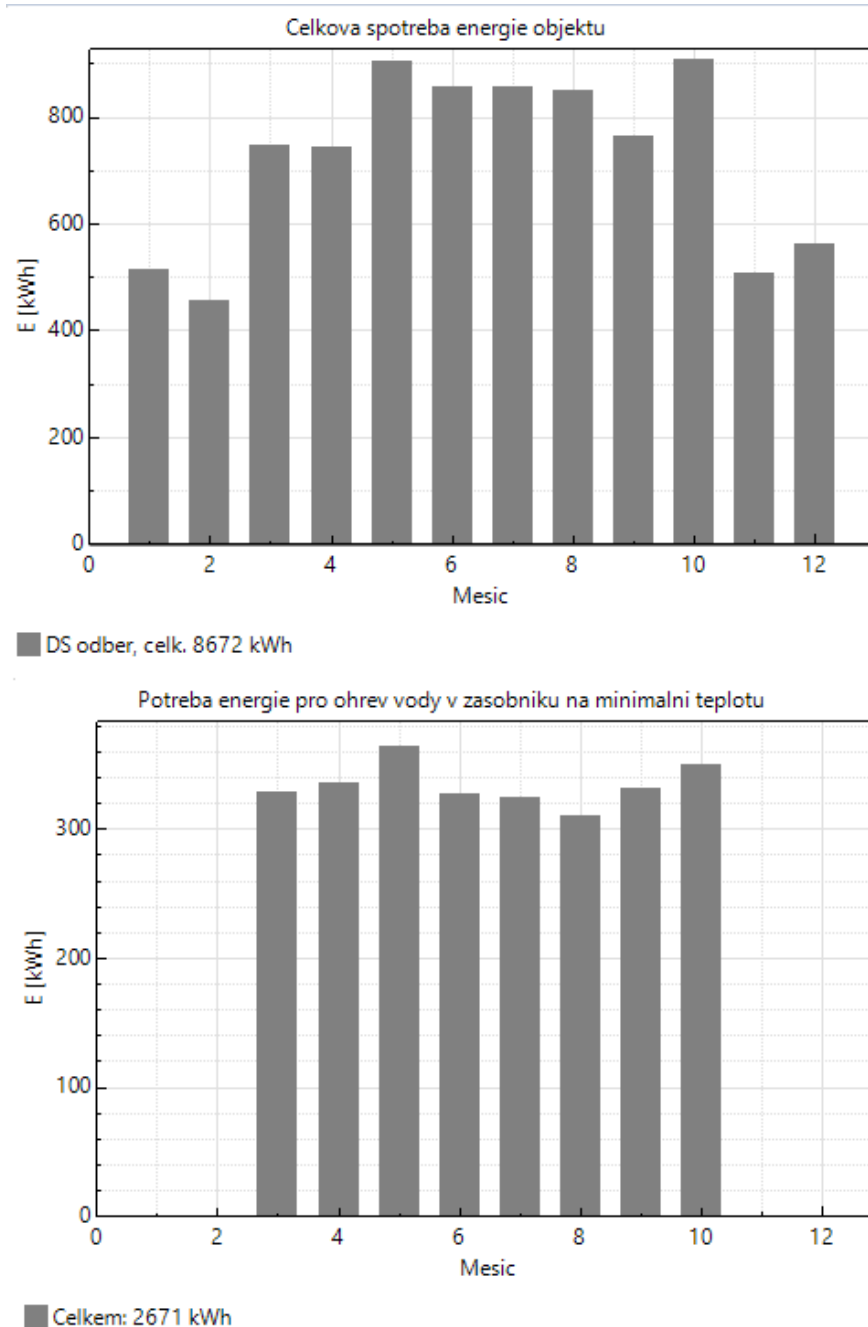


Graf 9 - Průběh okamžité spotřeby EE ve všední a víkendové dny - pár v důchodu - vlastní tvorba

Druhým krokem bylo přidat k diagramu základní spotřeby EE energii, která se využívá na ohřev TUV. K tomu jsem využil makra v programu SAM. Makro B vytvořil před rokem Ing. Jan Drápela v rámci své diplomové práce. [25] Původně bylo možné, aby ohřev TUV probíhal pouze celý rok. Já jsem poté makro upravil tak, aby šlo nastavit, v jakých měsících se bude voda v boileru ohřívat. Toto bylo nutné pro možnost ekonomické optimalizace systému. V makru je možné tedy nově nastavovat v jakých měsících se TUV ohřívá pomocí elektřiny a kdy zůstává ohřev pomocí plynu. Dále byla provedena taková úprava, aby makro správně počítalo roční spotřebu EE, pokud se zadají minutová data o výkonu z LPG. Pomocí dat z LPG a Makra B byly vytvořeny profily EE, kde se postupně nastavovaly požadované měsíce, při kterých se TUV ohřívá pomocí EE. Každý měsíc zvedl spotřebu o cca 300kWh. Podrobněji přesně v použitých krocích v podkapitole zaměřené na optimalizační proces.



Graf 10 - Průběh okamžité spotřeby EE - vyhotovený pomocí LPG a Makra B - vlastní tvorba



Graf 11 - Měsíční diagram spotřeby EE - ohřev TUV nastaven na březen až říjen - vlastní tvorba + Makro B [26]

3.3. Diagram výroby a výpočet v programu SAM

Druhým krokem pro výpočet je získání diagramu výroby dané FVE. Ten budeme modelovat v simulačním programu SAM (Systém Advisory Model). [26] Jedná se o open-source, který vyvíjí NREL (National Renewable Energy Laboratory) financované americkým ministerstvem energetiky. Tento systém umí modelovat výrobu v různých časových krocích. My v naší simulaci použijeme hodinový krok. Meteorologická data budou využita ze zdroje PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) spadajícím pod EU a poskytující přesná data pro evropský region. Použita budou data z TMY PVGIS-SARAH2: 2005-2020. [27] Datový soubor stáhneme v souboru .epw,

který jde snadno importovat do SAMu. Tento soubor vybereme v záložce *Location and Resources*

Budeme pracovat s verzí 2020.2.29. Panely uvažované pro daný dům nebyly v nabídce softwaru. Důvodem je, že tento výpočetní model je specializován převážně na americký trh. SAM nicméně poskytuje možnost si dle základních údajů z datasheetu namodelovat svůj vlastní panel. Záložka *Module > Simply Efficiency Module Model*. Námi uvažovaný bude panel firmy Longi LR4-72HPH 450Wp. Stejný postup uděláme se střídačem. Zde budeme uvažovat Solax X3 Hybrid 4. generace. Stejně jako u panelů si dle údajů v datasheetu namodelujeme daný měnič. Záložka *Inverter > Inverter Datasheet*. Další částí systému, kterou budeme modelovat bude baterie. Zde budeme používat dvě varianty, a to Solax Triple Power 3,1kWh a 5,8kWh. Z následujících budeme provádět kombinace při optimalizačním výpočtu. Vždy jde kombinovat pouze baterie stejného typu, teď nejčastěji 3x3,1 anebo 2x5,8kWh. Údaje znovu zadáme dle daných datasheetů. Záložka *Battery Storage*. Stejný postup bude aplikován na výkon systému, zde se budeme pohybovat v záložce *System Design* a budeme upravovat počet stringů, panelů a dále pak jejich orientaci a sklon. Ztráty systému byly ponechány dle defaultního nastavení a odpovídají cca 15%. Záložka *Losses. Lifetime degradation* byl zvolen dle datasheetu panelů na 0,55%/rok. Posledním nastavovaným parametrem je záložka *Electric Load* zde vložíme profil spotřeby vygenerovaný ve výpočetním modelu a popsany v předchozí kapitole. [28 – 31]

Výpočetní program poté porovná jednotlivá data o výrobě a spotřebě s daným časovým krokem, našem případně hodinovým. Výsledkem je simulace, která poskytuje veškerá potřebná data pro ekonomický model. My budeme využívat 4 hodnoty, vše jakožto hodnoty roční. Bude se jednat o celkovou vyrobenou energii – *Energy*, energii dodanou do sítě = přebytky – *Annual Energy exported to the Grid*, energii odebranou ze sítě - *Annual Energy imported from the Grid* a energii využitou z baterie – *Battery Annual Energy Discharged*. Nutno upozornit, že výpočetní program nezohledňuje podmínky fázového měření. Této problematice se okrajově věnoval Ing. Drápela, nicméně bylo vyhodnoceno, že implementace této funkce do programu SAM by vydalo na samostatnou diplomovou práci. Tudíž prozatím se musíme spokojit s výpočetním softwarem, který máme k dispozici a spíše můžeme doufat, že se legislativní podmínky v ČR změní a sjednotí se se zbytkem Evropy.

3.4. Ekonomický výpočetní model

3.4.1. Popis výpočetního modelu

Daný výpočetní model byl sestaven v programu MS Excel. Výstupy programu jsou převážně tyto ekonomické parametry: NPV, IRR, RCF a PP. Model je plně programovatelný, veškeré vstupy je tedy možné měnit dle libosti uživatele a s ohledem na danou domácnost. Záměrem a primárním cílem práce bylo, aby se daný výpočetní postup dal použít u širšího okruhu domácností. Model je koncipován na porovnání dvou výdajových NPV.

První varianta je bez pořízení FVE. Uvažujeme standardní provoz domácnosti s nákupem veškeré elektřiny ze sítě. Distribuční tarif zůstává D02d a tomu odpovídá i výše regulovaných variabilních plateb. Fixní poplatky jsou vypočteny dle hodnoty hlavního jističe, 25A, a dle dalších fixních poplatků. Data byla čerpána z cenového rozhodnutí ERÚ na rok 2022. [32] TUV je nadále ohřívána pouze plynem. Není tedy uvažováno

žádné zvýšení spotřeby a ta zůstává na 6000kč/kWh. Doba života investice, a tedy doba porovnání je počítána na 30 let a nejsou zde uvažovány žádné reinvestice.

Druhou variantou je výdajové NPV s pořízením FVE. V daný časový interval je uvažován ohřev TUV pomocí FVE. Tento interval je možné měnit a tato proměnná bude jedním z parametrů uvažované optimalizace. Množství EE potřebné na ohřev TUV je získáváno z mnou upraveného Makra B a je zadáváno jako jeden ze vstupů modelu. Základní spotřeba EE je uvažována shodně s první variantou na 6000 kWh/rok. Při zvýšení spotřeby EE vlivem ohřevu TUV se uvažuje současné snížení spotřeby plynu. Vstupy pro *Výdajové NPV s FVE* jsou: počáteční investice, náklady na pravidelnou údržbu a revize, reinvestice v 15. roce, elektřina odebraná ze sítě, elektřina odebraná z VB. Jako poslední je vstup s minusovým znaménkem, tedy nikoli náklad ale naopak úspora za nespotřebovaný plyn. Zde se jedná o cenu samotné FVE a případně dodatečné prvotní náklady. V případě našeho modelového domu jde o nový boiler a řídicí PLC a dále pak o vymístění EMR. Druhým vstupem jsou pak provozní náklady, v modelu byla zvolena revize jednou za 4 roky, cena revize byla odhadnuta na 4 000 Kč. Třetím faktorem je reinvestice do nového měniče a baterie, ty jsou v modelu uvažovány v 15. roce života investice. Dle [33][34] byl proveden odhad poklesu ceny jak u měniče, tak u baterie. U měniče je uvažován pokles na 85% současné ceny, u baterie se pak jedná o hodnotu 46%. U reinvestice je uvažována i výměna PLC v hodnotě 8 000 Kč a dále pak práce spojená s touto výměnou, 10 000 Kč. Dalším vstupem je pak fixní náklad, ten je stejný jako u varianty *Výdajové NPV bez FVE* a odvíjí se od velikosti jističe a ostatních fixních regulovaných plateb. Dalším důležitým vstupem je *Úspora za plyn*. Tu vypočítáme z množství EE na ohřev TUV. V podstatě vytěsňujeme spotřebu plynu vůči spotřebě EE. Ve výsledku nám tedy stoupne spotřeba EE a zároveň klesne spotřeba plynu. Uvažujeme účinnost plynového kotle na 92%, nejedná se totiž ještě o nový kondenzační plynový kotel. Výslednou úsporu získáme jakožto násobek ceny za plyn a množství. Daná hodnota bude se znaménkem minus, jelikož toto množství plynu nemusíme odkoupit od obchodníka a šetříme tím tedy výdaje.

Do ekonomického výpočtu nám ze simulačního programu SAM vstupují 4 hodnoty, viz minulá podkapitola. Mnou navržený model pak využívá tyto výstupy pro výpočet dvou základních hodnot. V obou případech se jedná o elektřinu, kterou je nutné dokoupit ze sítě. Rozlišujeme však množství elektřiny „čerpané“ z virtuální banky a množství klasicky odebrané ze sítě po vyprázdnění VB. K tomuto nám slouží právě hodnoty ze systému SAM. Z údajů o celkové výrobě a přebytkách určíme rozdílem množství tzv. „samospotřeby“, tedy o kolik méně musíme fyzicky odebrat ze sítě. Tato samospotřeba se dále rozděluje na přímou spotřebu a spotřebu krytou z fyzické baterie. K tomuto výpočtu nám poslouží hodnota 4 Battery anual energy discharged. Posledním krokem je výpočet toho, kolik energie musíme ze sítě odebrat po vyčerpání VB. K tomu se dopracujeme následujícím způsobem: celková spotřeba – samospotřeba nám dá množství EE fyzicky odebrané ze sítě, od toho pak odečteme množství přebytků, hodnota 2, a vyjde nám kolik reálně musíme dočerpat ze sítě za plnou cenu.

Hodnoty vystupující ze SAMu	Hodnoty použité v mém modelu	
<i>Total energy produced</i>	<i>Výroba</i>	[kWh]
<i>Energy exported to grid</i>	<i>Přetok do sítě</i>	[kWh]
<i>Energy imported from grid</i>	Použita pro mezivýpočet	[kWh]
<i>Battery energy discharged</i>	<i>Spotřeba z baterie</i>	[kWh]

Tabulka 7 - Hodnoty získané z programu SAM a jejich reprezentace ve výpočetním modelu – vlastní tvorba

$$\text{Samospotřeba} = \text{Výroba} - \text{Přetok do sítě}$$

$$\text{Přímá spotřeba} = \text{Samospotřeba} - \text{Spotřeba z baterie}$$

$$\text{Spotřeba ze sítě bez FVE} = \text{Spotřeba základ} + \text{Spotřeba TUV}$$

$$\text{Spotřeba ze sítě s FVE} = \text{Spotřeba ze sítě bez FVE} - \text{Samospotřeba}$$

$$\text{Spotřeba ze sítě po vyčerpání VB} = \text{Spotřeba ze sítě s FVE} - \text{Přetok do sítě}$$

Výše uvedené hodnoty jsou v kWh. Finanční toky získáme přenásobením jednotkovými cenami. Při pořízení elektrického boileru má domácnost nárok zažádat o změnu distribuční sazby. Uvažujeme tedy snížení distribuční sazby z D02d na D26d. Toto je výhodné především pro koncept virtuální banky, jelikož u ní velmi záleží na variabilní regulované části ceny. Z důvodu dvousazbového distribučního tarifu bylo nutné rozlišit regulované variabilní ceny v VT a NT. Tyto byly znovu získány z dat ERÚ. Výsledná cena EE je složená ze dvou hodnot, silové elektřiny – neregulovaná část a „distribuce“ – regulovaná část. Součtem těchto dvou hodnot dostaneme jednotkovou cenu pro oba tarify. Poté ještě musíme zahrnout 21% DPH. Důvodem tohoto rozdělení je, že odběr EE z VB není zatížen cenou silové elektřiny. V daném případě totiž domácnost platí pouze regulovanou část a obchodní část jí účtována není. Proto je velmi důležité rozlišit, kolik přebytků domácnost do sítě dodala a jaké množství EE si tedy potom odebere za sníženou cenu. Důležité je ještě započítat poplatek za službu VB. U dané domácnosti je uvažováno o VB od firmy E.ON, v době realizace byl platný ceník VB takový, že do přetoku 5 MWh ročně se účtovalo vždy 49Kč/měsíc za MWh. Tudíž každá MWh z VB byla zatížena cca 0,6 Kč. Celoroční poměr mezi NT a VT byl zvolen 1:3. Jedná se o kvalifikovaný odhad, který bude pravděpodobně vystihovat chování domácnosti s FVE. Tento poměr pak zajišťuje jednotkovou cenu za distribuci na hodnotě 1,17 Kč/kWh bez DPH a na 1,41 Kč/kWh s DPH. Spolu s platbou za VB ve výši 0,6 Kč/kWh se dostáváme na hodnotu kolem 2,01 Kč/kWh, což bude zajímavé na porovnání s jednotkovou cenou plynu. Po vyčerpání kapacity VB se zbytek EE odebírá v normálním režimu, tedy jako kdyby domácnost žádnou FVE neměla. Platí se tedy jak obchodní, tak silová část.

Fixní poplatky jsou uvažovány u obou variant shodné, stejně tak cena silové elektřiny. Dále je v modelu samozřejmě počítáno s časovou hodnotou peněz. Je uvažován růst cen EE, ZP, diskontování, inflace i OC. Tyto faktory a jejich volba bude podrobněji popsána v následující podkapitole. Dále je v modelu počítáno i klasické investiční NPV, z kterého získáváme hodnoty PP a IRR.

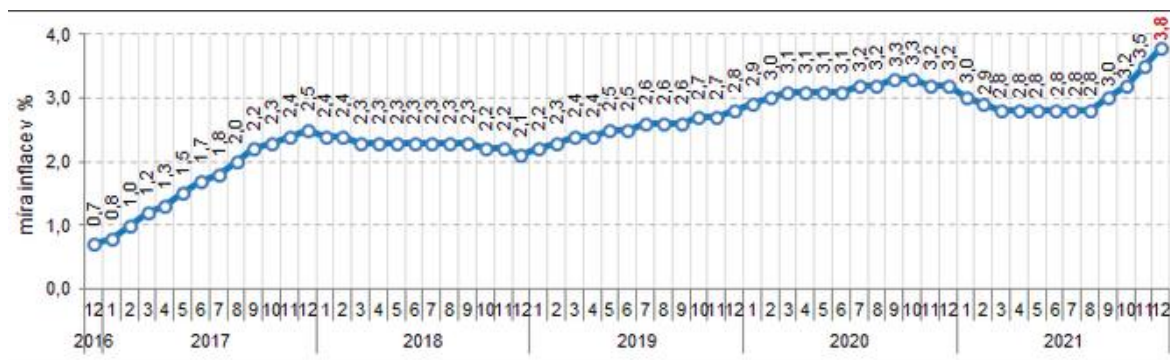
3.4.2. Přijaté předpoklady

Abychom mohli provádět nějakou ekonomickou optimalizaci, je nutné prvotně zvolit určité vstupní parametry. Některé, jako například volba diskontu či výběr dodavatele, byly komunikovány přímo s danou domácností. Jiné byly zvoleny po dohodě s konzultanty práce. Model nicméně umožňuje změnu těchto vstupních dat, a tedy jde provádět optimalizaci na jakýkoliv dům, typ investora či odhad vývoje situace na trhu s energiemi. V další části práce bude uvažována i citlivostní analýza na změnu určitých vstupů. Důležité je také zmínit, že práce vznikala v době bezprecedentního vývoje na trhu. A to jak na tom energetickém, tak také z pohledu makroekonomického. Vývoj na energetickém trhu byl značně dynamický a turbulentní a těžko se odhaduje vývoj situace na 30 let dopředu. Stejně tak vývoj makroekonomický, který souvisí s pandemií covidu-19 přinesl značně rozdílný vývoj, než tomu bylo v minulých desetiletích. Na mysli mám

především vývoj inflace. Z hlediska korektnosti práce byly uvažovány hodnoty těchto vstupů z předpandemického období. Důvodem byl předpoklad, že se situace v dohledné době uklidní a vrátí se k normálu.

První část vstupních dat bychom mohli zařadit do sekce ekonomických hodnot. První hodnotou byl odhad inflace. S přihlédnutím k cílům a závazkům monetární politiky držet inflaci kolem 2% a vzhledem k dlouhodobému vývoji inflace v ČR byla zvolena hodnota 2,5%. [39]. Opportunity cost bylo konzultována přímo s danou domácností a byla zvolena na hodnota 1,5%. Z těchto dvou čísel nám poté vyšel uvažovaný diskont 4%. Tato hodnota také odpovídá běžně užívané výši pro daný typ investora – domácnost. Další hodnotou byl uvažovaný růst cen EE. Zde bylo dle konzultací se třemi vedoucími pracovníky ekonomické katedry voleno číslo 3,5%. Toto je složeno z uvažované inflace a reálného nárůstu cen elektrické energie. Na doporučení byla do modelu zakomponována možnost měnit tempo růstu po 10ti letech. Důvodem byla značná transformace evropské energetiky v následujících letech. Nejdříve bylo uvažováno s použitím různého růstu cen v jednotlivých časech investice, nicméně vzhledem k těžko předvídatelné situaci a jejímu dopadu na celý proces transformace energetiky bylo ponecháno stejné tempo růstu po celou dobu investice. Hodnota byla odhadnuta na 1%. Větší nárůst by vzhledem k vývoji dle geometrické řady během uvažované doby 30let výrazně zvýšil náklady na energie. To by mohlo přinést tzv. energetickou chudobu a doufám, že z politického a socioekonomického hlediska nebude možné takovýto nárůst tolerovat. Stejně tak se uvažuje s eskalací cen ZP. Zde bylo znovu těžké učinit v době psaní práce relevantní odhad. Vzhledem k provázanosti cen EE a ZP byla zvolena stejná hodnota. Tedy reálný nárůst o 1%, což nám dává spolu s 2,5% mírou inflace celkový růst cen o 3,5%. Tato hodnota je uvažována i u regulované části ceny EE. Zde je znovu možné přistoupit k diskusi, jak se cena regulované složky vyvine. Předchozí vláda například chtěla zamezit růstu této části platby za EE, aby domácnostem alespoň částečně ulevila od výrazného nárůstu obchodní složky. Nicméně nemyslím si, že by tento postup byl realistiky a dlouhodobě udržitelný, jelikož náklady spojené s chodem sítě zde budou stále. S rozvojem OZE a transformací energetiky se budou dané náklady spíše zvyšovat. Vzhledem k tomu byl tedy uvažován také růst o 3,5%. Cena silové elektřiny a ZP je blíže popsána v kapitole věnované uvažovaným scénářům. Regulovaná část ceny je převzata z cenového rozhodnutí ERÚ pro rok 2022.

- Uvažovaný diskont – 4%
- Uvažovaný meziroční růst cen EE – 3,5%
- Uvažovaný meziroční růst cen ZP – 3,5%



Graf 12- Vývoj inflace v ČR - [35]

Další faktory nejsou čistě ekonomického rázu a budou popsány v následujících odstavcích. Prvním z nich byla volba dodavatelské firmy. Zde daná domácnost preferovala jednoho z velkých dodavatelů. Dle jejich vyjádření byl prý hlavním důvodem předpokládaná odbornost těchto firem a dále pak také obava o stabilitu firmy. Tento faktor byl umocněn pádem BE na podzim roku 2021. Z tohoto důvodu byly ve výběru uvažovány pouze tři největší tuzemské firmy. Zde pak byla největší váha přikládána použité technologii. Preferován byl určitý typ systému od daných výrobců (podrobněji popsáno v následující podkapitole). Tuto technologii byl schopen dodat pouze jeden subjekt ze tří uvažovaných. Vzhledem k tomu byl tedy nakonec vybrán tento – E.ON. Domácnost také preferovala využití virtuální banky od stejného dodavatele. Vzhledem k tomu jsou ve variantách 1-4 uvažovány podmínky VB od E.ONu, kde v danou dobu byla každá MWh zatížena ročním poplatkem 588 Kč.[36] K variantě 5MWh a víc se v žádné ze simulací nepřiblížilo. Z volby dodavatele vychází také uvažované ceníky na dodávku EE a ZP. [37]. Alternativou by pak mohl být uvažovaný produkt od ČEZu, EPS – Elektřina pro Soláry. Tomuto se věnuji v bonusovém scénáři, podrobněji popsáno dále v práci.

Z předchozího odstavce vyplynuly uvažované komponenty systému. Zvolené panely měly lineární pokles výkonu dle DS 0,55%/rok. Tato hodnota byla nastavena v programu SAM. Celkové ztráty systému byly po konzultaci nastaveny na 15%. Vzhledem k defaultnímu nastavení systému SAM byla mírně snížena hodnota *Dusting*, jelikož se jedná o instalaci v městské zástavbě a v blízkosti instalace není žádné pole, které by mohlo v průběhu roku svými prašnými částicemi snižovat výkon panelů. V případně nějakého nečekaného jevu či pylové sezóny může majitel panely lehce očistit, střecha a celkové rozmístění panelů je k tomu dobře uzpůsobené. Reinvestice do nového střídače, baterie a WR byla uvažována na 15. rok. Tato doba byla volena vzhledem k zárukám vybraného systému a také konzultována s odborníkem na hybridní FVE. Podrobněji popsáno v další podkapitole. Cena WR byla určena na 8000 Kč. Dále je započítána práce na provedení této výměny, 10 000 Kč. Uvažováno je dále s poklesem cen baterie a střídačů. Zde byla čerpána data z [33][34] a hodnoty k době výměny, cca rok 2035. U baterií se dostáváme na pokles vůči současné hodnotě o 54%, tedy ve výpočtu uvažujeme cenu baterie na 46% současné ceny baterie. U střídačů je pak dle zdroje předpovídán pokles o 15%, a tedy v době reinvestice uvažují 85% současné hodnoty měniče. Počáteční cena komponent byla poskytnuta dodavatelskou firmou.

Hodnoty spotřeby TUV byly převzaty z výše zmiňovaného makra v programu SAM. Jeden měsíc zvýší spotřebu TUV o cca 300kWh. Podrobnější popis jednotlivých variant bude následovat dále v práci. Poměr mezi EE odebrané v VT a NT byla zvolena na 3:1. Tento je uvažován u všech reálných variant velikosti instalovaného výkonu. U první bonusové varianty s u daného domu nereálným výkonem 8,1kWp je pak možné provést ještě optimalizaci tohoto poměru. Pro zkušební variantu byl zvolen poměr 70%/30%. Důvodem je fakt, že TUV bude ohřívána elektřinou celoročně a v době nízké výroby FVE bude tedy voda v boileru dohřívána výhradně v NT, čímž vzroste poměr této spotřeby vůči VT.

4. Optimalizace systému včetně využití akumulace

4.1. Volba systému

V rámci optimalizačního procesu se budeme snažit vybrat nejlepší možný systém pro daného uživatele. Ten preferuje jedno z daných kritérií, podle něhož budeme optimalizaci provádět. Dále pak máme omezující podmínky, které nám určují možný rozsah navrhovaných řešení. Tyto dvě věci podrobněji popisuje následující podkapitola. Proces optimalizace bude probíhat pomocí iteračních kroků. Bude postupně zvyšován výkon FVE a k tomu odpovídající možná velikost bateriového úložiště. S růstem instalovaného výkonu musí také růst spotřeba EE, jinak by byla přebytečná energie dodávána do sítě. Zde by bylo možné uvažovat přímý výkup přebytků. K největším přebytkům by docházelo v období léta, kdy je spotová a respektive i výkupní cena nízká. Vzhledem k tomu tato varianta uvažována nebyla a bylo počítáno se službou virtuální banky. Vzhledem k výše popsanému bude postupně navyšována spotřeba EE na ohřev TUV. Tímto bude vznikat úspora za plyn, jelikož se nebude muset využívat na ohřev TUV.

Prvním důležitým rozhodnutím byl výběr komponent systému. Byly uvažovány dva nejrozšířenější systémy na ČR trhu. Jeden levnější s kratšími zárukami a druhý dražší s delšími zárukami. U prvního byla doba životnosti měniče a baterie odhadnuta na 10let u druhého na 15 let. Jedná se o kvalifikovaný odhad na základě délky záručních dob, reálná životnost jednotlivých komponent se jen těžko určuje. Pointou bylo vybrat a ověřit, zdali se vyplatí investovat do dražšího a zároveň teoreticky kvalitnějšího systému s předpokladem delší životnosti. Ohledně vyšší kvality a lepších vlastností dražšího systému jsem se dotazoval dvou největších českých velkoobchodů GBC Solino a Kranich Solar, kteří prováděli určitá měření na daných systémech. Z obou zdrojů mi bylo řečeno, že dražší systém by měl být kvalitativně a výkonnostně lepší. Žádná data ale není možné zveřejnit. Byl tedy proveden ekonomický výpočet výhodnosti investice. U levnější varianty se očekává reinvestice v 10. a 20. roce. Oproti tomu u kvalitnějšího systému uvažujeme pouze jednu reinvestici a to v 15. roce. Z dané tabulky vyplývá, že se více vyplatí investovat do dražšího a relativně kvalitnějšího systému, který by měl s určitou pravděpodobností poskytnout delší životnost. Dále se tedy budeme v analýze zabývat pouze dražším systémem od firmy Solax. Cenový rozdíl mezi oběma variantami je 25 000 Kč.

Parametry systémů					
		kWp	kWh	kWp	kWh
		5.4	10.65	5.4	11.6
reinvestice	Značka	GoodWe	Pylontech	Solax	Solax
	Záruky	5let	4000 cyklů	10let	6000 cyklů
	10. rok	ANO	ANO	-	-
	15. rok	-	-	ANO	ANO
	20. rok	ANO	ANO	-	-
	NPV	456 519 Kč		542 496 Kč	
IRR	14.8%		16.4%		
PP	11let		8 let		

Tabulka 8 - Porovnání ekonomických parametrů dle rozdílné životnosti střídače a baterie - vlastní tvorba

4.2. Základní úvaha

Na začátek byla sestavena tabulka možných variant, z nichž první polovina byla zavrhnuta, jelikož dle prostého odhadu nebude dosahovat takové ekonomické výhodnosti jako varianta referenční. Důvodem je převážně postup výpočtu výše dotace. Dále byla zavrhnuta varianta 1f systému, který by sice mohl mít dobré ekonomické parametry, nicméně uživatel tuto variantu rovnou eliminoval. Elektrárny menší než 5,4kWp by byly případně také zavrhnuty z důvodu nevyčerpání téměř celé výše dotace, což je jedna z kritérií výběru dané domácnosti. Druhým důvodem je i postavení dotační politiky, finální cena menšího systému a toho referenčního se blíží, některé jsou dokonce dražší. U menšího výkonu FVE bude také nutné dokoupit více elektřiny přímo ze sítě, což zhorší ekonomické parametry investice. Bylo ověřeno i výpočtem, že by menší FVE dosahovaly horších ekonomických výsledků. Dále pak byly také zavrhnuty varianty s bateriemi většími než 11,6kWh. Důvodem bylo značné navýšení ceny a tím pádem i zhoršení ekonomických parametrů investice. U instalací s větším výkonem je již dotace „zastropována“ maximální částkou 200 000 Kč. A i pokud by domácnost chtěla větší baterii, tak již na ní nedostane vyšší dotaci. Tato úvaha je dále v práci i ověřena výpočtem.

Data o cenách byla získána od jedné dodavatelské firmy. Jedná se o celkovou cenu díla, která zahrnuje veškeré položky. Základ tvoří hlavní komponenty: panely, střídač a baterie. V ceně je i celková dodávka na klíč, další položky jsou tedy: konstrukční systém, kabeláž, elektroinstalační materiál, rozvaděče AC a DC, práce, doprava, vyřízení dotace, projektová dokumentace, vstupní revize. Další dodatečné výdaje, které jsou u každé varianty jsou pak pořízení nového boileru s elektrickou spirálou a k tomu odpovídající regulátor na ukládání přebytků. Druhým nákladem je u daného domu nutnost vymístění EMR. Tyto dvě položky jsou v ekonomickém modelu zařazeny separátně. Pokud bychom chtěli provádět optimalizaci u jiného domu, tak zde například nebude nutné provádět vymístění EMR, tudíž tuto položku nebudeme do počátečních nákladů započítávat, stejně tak pokud by již daný klient měl boiler s elektrickou patronou.

Náklady na jeden panel byly určeny na 9000 Kč a zahrnují i montážní systém. Cenový rozdíl mezi 9,3kWh a 11,6kWh baterií je 19 000 Kč. U větších systémů nad 5,4kWp jsou ještě naceňovány optimizéry TIGO, kde cena jednoho je cca 1 000 Kč. Jsou umístovány pouze na panely, u kterých hrozí zastínění během dne. Řídící jednotka naceněna není, nebude tedy možné mít monitoring a také nebude fungovat bezpečnostní funkce pro případné snížení napětí na panelech. Od varianty 8,1kWp je také nutné uvažovat změnu z 8kW střídače na 10kW, zde se tedy promítne zdražení o cca 5 000 Kč.

Dodatečné výdaje	
Nový boiler + regulátor	20 000 Kč
Vymístění EMR	20 000 Kč

Tabulka 9 - Náklady nepřímo spojené s FVE - vlastní tvorba

Náklady systému při iteračním výpočtu	
1ks panelu s montážním systémem	9 000 Kč
Rozdíl mezi 9.3kWh a 11.6kWh baterií	19 000 Kč
1ks optimizéru TIGO	1 000 Kč
2. string – 7,65kWp a více	5 000 Kč
Výkonnější střídač – 8,1kWp a více	5 000 Kč

Tabulka 10 - Jednotkové náklady na dané komponenty, použité pro výpočet ceny při iteracích - vlastní tvorba

Panely	Baterie	Cena po dotaci	Důvod vyřazení
kWp	kWh	-	-
3.6	5.8	178 000 Kč	nechtějí 1f
4.05	6.2	191 000 Kč	drahé vůči ref
4.05	9.3	207 000 Kč	drahé vůči ref
4.05	11.6	225 000 Kč	drahé vůči ref
4.5	6.2	195 000 Kč	drahé vůči ref
4.5	9.3	202 000 Kč	drahé vůči ref
4.5	11.6	221 000 Kč	drahé vůči ref
4.95	6.2	200 000 Kč	drahé vůči ref
4.95	9.3	205 000 Kč	drahé vůči ref
4.95	11.6	217 000 Kč	drahé vůči ref
5.4	6.2	205 000 Kč	drahé vůči ref
5.4	9.3	208 000 Kč	drahé vůči ref
5.4	11.6	214 000 Kč	referenční
5.4	12.4	230 000 Kč	drahá baterie
5.4	17.4	278 000 Kč	drahá baterie
6.3	9.3	220 000 Kč	nevyřazena
6.3	11.6	235 000 Kč	nevyřazena
6.75	9.3	226 000 Kč	nevyřazena
6.75	11.6	245 000 Kč	nevyřazena
7.2	9.3	236 000 Kč	nevyřazena
7.2	11.6	255 000 Kč	nevyřazena
7.65	9.3	251 000 Kč	nevyřazena
7.65	11.6	270 000 Kč	nevyřazena

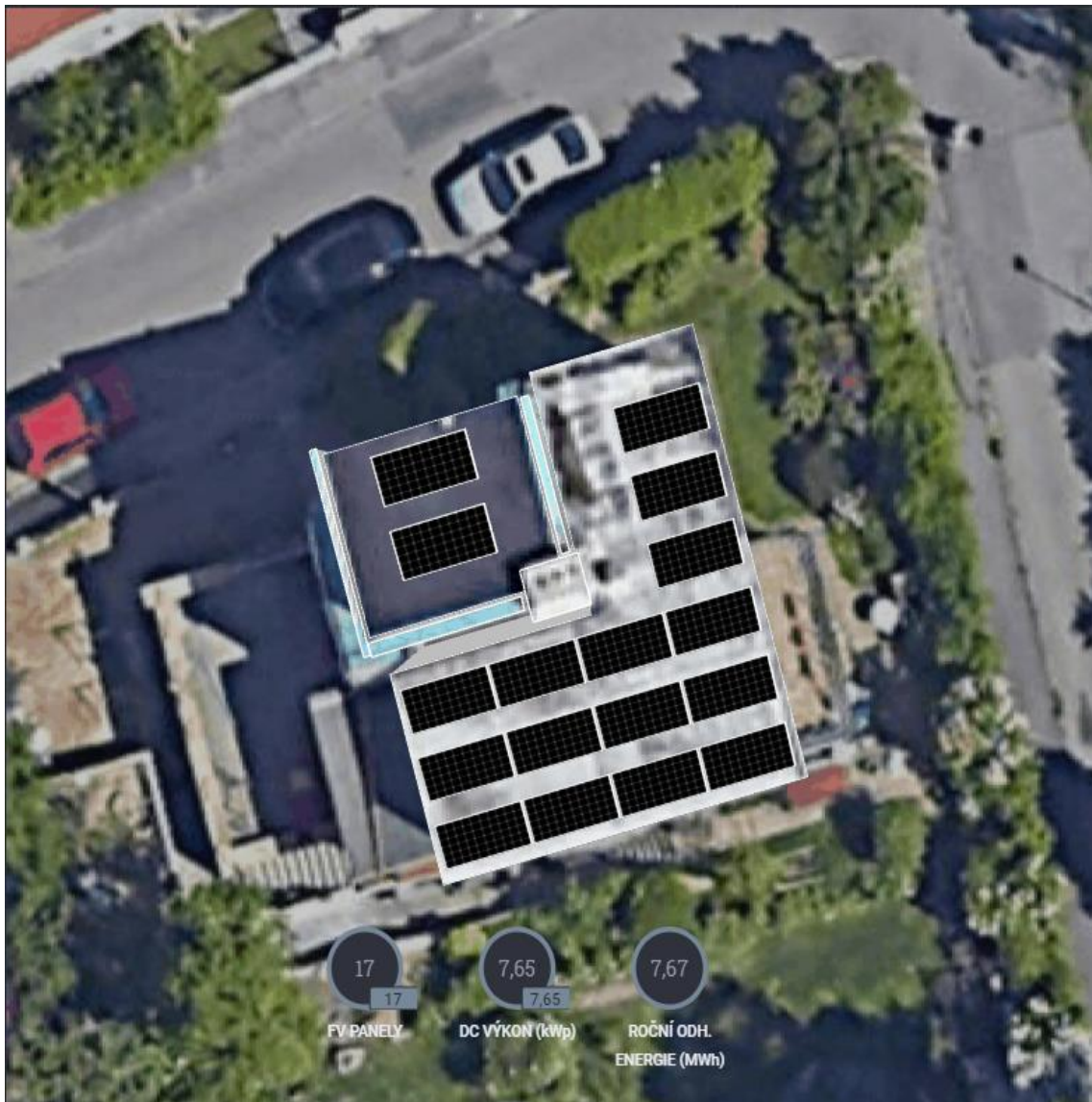
Tabulka 11 - Uvažované možnosti velikostí FVE - vlastní tvorba

4.3. Představení variant

4.3.1. Varianta s orientací panelů na jih

Prvně uvažujeme variantu s orientací panelů na jih. Na uvažovaném domě máme k dispozici plochou střechu o určitých rozměrech. Tyto jsou pro nás limitujícím faktorem. Modelování možnosti rozmístění panelů proběhlo v softwaru od firmy SolarEdge. Byly změřeny přesné rozměry a vyhotovena 3D modelace, která zohledňuje i zastínění. Máme zde 3 části střechy: 2. NP – přední část, 2.NP – východní část a 3.NP. 2. NP – východní část je ke konci dne stíněna blokem tvaru kvádrů tvořeného stavbou 3. NP z toho důvodu jsou na panelech na té to variantě použity optimizéry. U 3. NP je po okraji střechy atika, cca 35 cm vysoká, tudíž jsou pro jistotu také použity optimizéry. Vliv zastínění byl vypočítán pomocí softwaru SolarEdge Designer. U varianty s největším počtem zastíněných panelů nám vyšla ztráta 1,62% roční výroby oproti referenci. Tento faktor jsem se tedy rozhodl zanedbat. Maximální počet panelů, který jde umístit na jednotlivé plochy je možné pozorovat na obrázku č. 3. Jako dodatečná byla v jednom ze scénářů uvažována varianta s výkonem větším než 7,65kWp, přesněji 8,1kWp a 8,55kWp. Jednalo by se o celkově 18ks, resp. 19ks panelů. Na danou střechu RD není možné

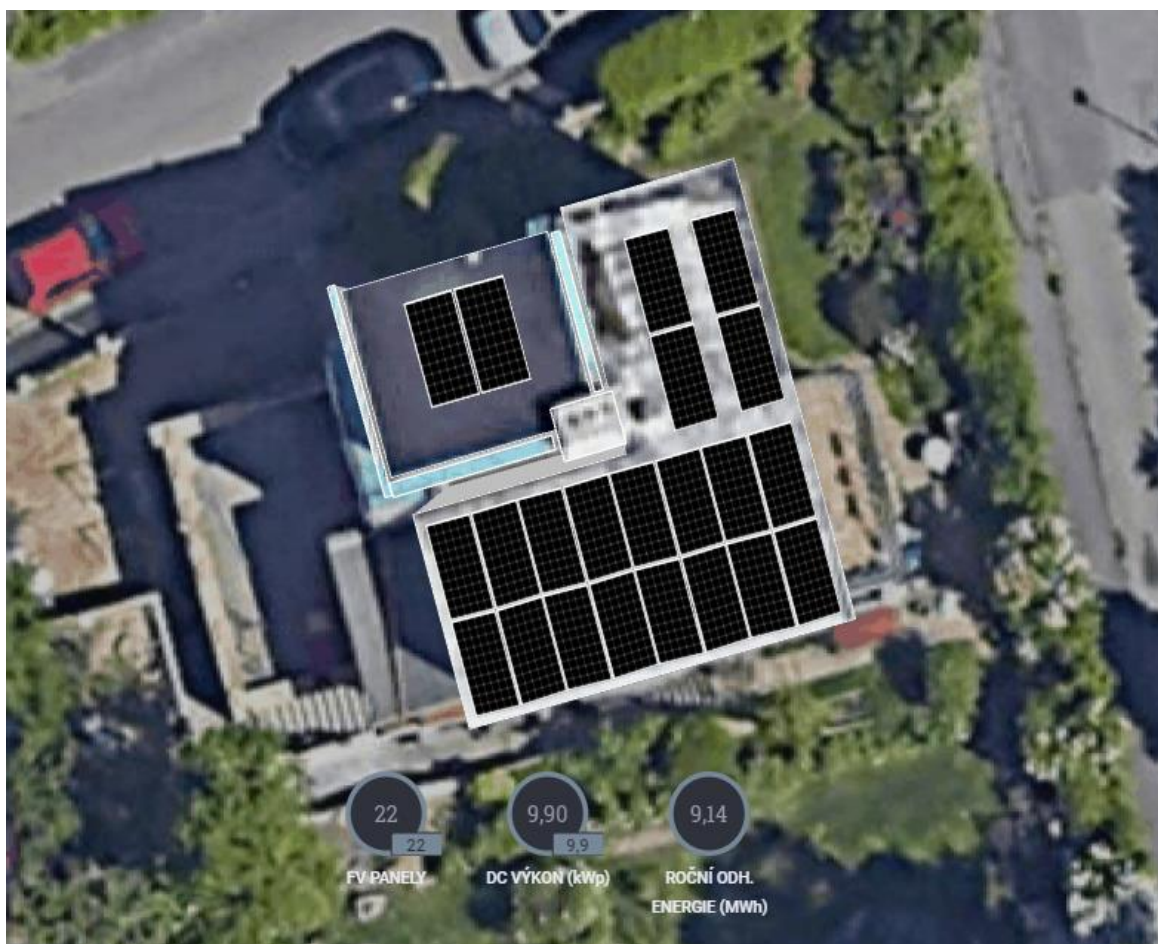
v uvažované orientaci umístit takovéto množství panelů. Jedná se tedy o teoretickou variantu. Nicméně byl proveden ekonomický výpočet i pro tyto hodnoty pro případ, že by se jednalo o jiný RD s dostatečnou plochou střechy. Nad 8,55kWp již nemělo cenu provádět výpočet, jelikož maximum ročního odběru EE na ohřev TUV byl stanoven na cca 3600 kWh a spolu s roční spotřebou domu to tvoří cca 9600 kWh, což odpovídá výrobě 8,55kWp systému s uvažovanými parametry.



Obrázek 3 - Modelování rozmístění panelů s orientací k jihu - maximální kapacita 17ks - vlastní tvorba

4.3.2. Duální sklon – východ/západ

Druhou možností by bylo uvažování rozmístění panelů s orientací východ-západ. Panely s orientací na východ by byly mírně natočeny k severu a jejich výroba tedy nebude optimální. V této variantě by byla použita konstrukce s duálním sklonem, která se používá často na průmyslových objektech. V tomto případě by bylo možné na střechu osadit až 22ks panelů, to by dávalo výkon 9,9kWp což je maximum, pro které ještě není nutné řešit dodatečná administrativní povolení. Roční souhrnná výroba by v tomto případě byla cca 9700kWh/rok, a proto byl k tomuto výkonu vybrán diagram roční spotřeby o hodnotě cca 9600 kWh/rok.



Obrázek 4 - Modelování rozmístění panelů s orientací EW - maximum 22ks - vlastní tvorba

Uvažované varianty				
Panely	Baterie	Cena po dotaci	Rozmístění panelů	Ztráta zastíněním
kWp	kWh			
5.4	11.6	214 000 Kč	2.NP - předeek	X
6.3	9.3	220 000 Kč	2ks na 3.NP	0.03%
6.3	11.6	235 000 Kč		
6.75	9.3	226 000 Kč	3ks na 2.NP východ	0.63%
6.75	11.6	245 000 Kč		
7.2	9.3	236 000 Kč	2ks na 3.NP + 2ks 2.NP východ	1.57%
7.2	11.6	255 000 Kč		
7.65	9.3	251 000 Kč	2ks na 3.NP + 3ks 2.NP východ	1.62%
7.65	11.6	270 000 Kč		
8.1	9.3	266 000 Kč	Teoretická varianta	X
8.1	11.6	285 000 Kč		
8.55	9.3	276 000 Kč	Teoretická varianta	X
8.55	11.6	295 000 Kč		
9.9	11.6	329 000 Kč	Duální sklon	1.62%

Tabulka 12 – Uvažované varianty FVE, pro které byl prováděn výpočet - vlastní tvorba

4.3.3. Ohřev TUV

Jak bylo předesláno v minulých kapitolách, jako jeden z optimalizačních procesů byl zvolen ohřev TUV pomocí EE. Tímto byl vytěsněn ohřev TUV pomocí ZP. U jednotlivých variant byl vždy zvolen časový úsek, ve kterém probíhalo ohřívání TUV pomocí EE. Časový krok se dá nastavit s až minutovou přesností, v mém modelu byl zvolen jako nejmenší krok změny jeden měsíc. Každý měsíc odpovídá vzrůstu spotřeby cca o 300kWh. Dříve byla popsána úvaha o neekonomičnosti zvyšovat spotřebu EE nad hodnotu celkové roční výroby FVE. V tomto případně by docházelo k vytěšňování ZP za EE. Ta má ale vyšší cenu za MWh a tudíž tento postup nedává ekonomicky smysl. Daný předpoklad byl i výpočetně ověřen (viz dále v práci tabulka č. 16). Z tohoto důvodu byla vždy uvažována taková doba ohřevu TUV, aby platila rovnost mezi roční výrobou systému a celkovou spotřebou. Tedy s vzrůstajícím instalovaným výkonem se nám i prodlužuje období ohřevu TUV.

Uvažované varianty					
Období ohřevu TUV	Spotřeba			Panely	Výroba
	Základní	TUV	Celkem		
	kWh	kWh	kWh	kWp	kWh
Bez TUV	6000	0	6000	5.4	6040
Čer. - Srp.	6000	880	6880	6.3	7059
Kvě. - Srp.	6000	1516	7516	6.75	7567
Bře. - Zář.	6000	2124	8124	7.2	8082
Bře. - Říj.	6000	2444	8444	7.65	8590
Úno. - Lis.	6000	3120	9120	8.1	9077
Led. - Pro.	6000	3666	9666	8.55	9628
Led. - Pro.	6000	3666	9666	9.9	9878

Tabulka 13 - Uvažované varianty doby ohřevu TUV pomocí EE - vlastní tvorba

4.3.4. Velikost baterie

U daného domu uvažujeme systém od firmy Solax. Ta dodává v současné době dvě velikosti bateriových modulů. Jedná se o menší 3,1kWh a větší 5,8kWh moduly. Rozdílné kapacity nejdou kombinovat dohromady. Podmínkou je vždy u 3f střídače Solax X3 – Hybrid minimálně použít 2ks bateriových modulů. Důvodem je vytvoření dostatečně vysokého napětí na svorkách bateriového úložiště. Dle výše uvedené tabulky byly zavrhnuty varianty s 2x3,1kWh bateriemi, důvodem je převážně nastavení dotačního programu. V optimalizaci tedy s touto variantou počítat nebudeme. Bude provedena analýza od 9,3kWh do 17,4kWh.

4.4. Kritéria výběru a omezující podmínky

4.4.1. Kritéria výběru

Nejdříve popíši možná kritéria výběru a následně se zaměříme na danou domácnost. Resp. si uvedeme, jaké kritérium zvolila právě tato domácnost. Mezi kritérii můžeme rozlišovat ty čistě ekonomické a poté i ta neekonomického charakteru. Z pohledu této práce se specializujeme primárně na rozhodování podle ekonomických kritérií.

Hlavní ekonomická kritéria výběru jsou IRR – Roční výnos investice, PP – Diskontovaná doba návratnosti a NPV – Čistá současná hodnota, potažmo RCF – Průměrné výdaje. My se v našem optimalizačním procesu budeme zaměřovat na maximalizaci NPV, resp. RCF. Tento údaj byl vybrán po konzultaci s danou domácností a NPV je také považováno za nejvíce vypovídající ekonomický parametr.

4.4.2. Omezující podmínky

Omezující podmínky jsou u instalace FVE na RD vcelku snadno definované. Tou hlavní a zásadní je plocha střechy, resp. částí vhodných pro instalaci FVE. Zde je nutné vybrat optimální velikost panelů vzhledem k typu a ploše střechy. V určitých případech může být plocha střechy nedostatečná a omezí nás tak v možnosti uvažovat větší instalovaný výkon, viz v daném případě varianta 8,1kWp. Dalším častým omezujícím faktorem může být hodnota počátečního kapitálu. Tato skutečnost může znovu zamezit uvažování o větším instalovaném výkonu. V našem případě tuto překážku nemáme. Třetí a velmi častou podmínkou je požadavek využít téměř celou výši dotace. Důvodem je, že současný dotační program je koncipován tak, že pokud si nevyčerpáte plnou výši dotace, tak již v budoucnu nejde rozdílový zbytek dočerpat. Většina domácností se tedy snaží radši rovnou zainvestovat o trochu větší elektrárnu. V současné době může být s rozšiřováním i praktický problém. Instalační firmy se do těchto zakázek příliš nehrnou a navíc je cena rozšíření procentuálně vyšší než při běžné instalaci, jelikož se určitá část fixních nákladů rozdělí pouze na malý počet panelů. Posledním uvažovaným kritériem často bývá neochota si pořídit 1f systém. Toto byl i případ dané domácnosti, proto jsme pro tuto variantu nepočítali ekonomickou analýzu. Přehledné shrnutí můžete nalézt v následující tabulkách.

Kritéria výběru	Omezující podmínky
Čistá současná hodnota - NPV	Plocha střechy
Snížení provozních nákladů - RCF	Počáteční kapitál
Nejlepší výnos investice - IRR	Vyčerpání plné výše dotace
Nejkratší doba návratnosti - PP	Neochota mít 1f systém

Tabulka 14 - Ekonomická kritéria výběru a omezující podmínky při výběru optimálního řešení - vlastní tvorba

4.5. Uvažované scénáře

Vzhledem k dynamickému vývoji na energetickém trhu byl zvolen přístup vyhodnocování výsledků dle jednotlivých scénářů. Scénáře se liší v počáteční ceně EE a ZP. Jako základní jsou uvažovány 3 scénáře s postupným růstem ceny. Vychází se z ceníků společnosti E.ON. Cena je pak určena podle času sjednání smlouvy. Dále jsem vypracoval dvě bonusové varianty. V první je uvažován produkt virtuální banky od společnosti ČEZ. V druhé je počítána varianta, kdy si musí domácnost na pořízení FVE vzít úvěr. Tím pádem se celkem značně zvýší diskont.

4.5.1. Scénář č. 1 – optimistický

V prvním scénáři uvažujeme, že se dané domácnosti podařilo uzavřít smlouvu ještě před pádem BE. V dané době nebyly ceny EE a ZP ještě tak extrémně vysoko, jako je tomu na jaře 2022. Je uvažováno s fixací na 3 roky. Během této doby je počítáno s ustálením a postupným pádem cen jak EE, tak ZP. Údaje o hladině, na které se nakonec ceny ustálí, byly podrobněji popsány v první kapitole této práce. Jedná se odhad založený převážně

na hodnotách dlouhodobých futures na burze PXE. Zde cena EE pro roky 2024-2026 osciluje kolem hodnoty 100 EUR/MWh. S přihlédnutím k vývoji na trhu s dodavateli energií v ČR můžeme předpokládat zvýšení marží u hlavních dodavatelů oproti přecházejícím rokům. Důvodem bude neochota zákazníků zůstat u menších alternativních dodavatelů. S přihlédnutím k ceníkům hlavních dodavatelů v daném období byla cena silové elektřiny odhadnuta na cca 3000 EUR/MWh bez DPH. V daném scénáři byla cena silové elektřiny uvažovaná shodná pro všechny distribuční tarify. Takovouto cenovou strukturu nabízí v současnosti například největší dodavatel ČEZ. Bylo by možné uvažovat i rozdílnou hodnotu ceny silové elektřiny pro jednotlivé tarify, tak jak je tomu u druhého a třetího scénáře. Zde byl určen rozdíl na 6%, data byla čerpána z ceníku E.ONu. Tarif D02d se bral jako základ a cena VT u D26d byla 106% a cena NT pak 94%. U scénáře č. 1 jsem zkusil ověřit, zdali nebude mít tento faktor vliv na výsledek. Tato variace však nepřinesla téměř žádnou změnu výsledků. Důvodem byl také fakt, že se jedná o odhadnutou cenu a nikoliv o přesnou cenu převzatou z určitého ceníku. Průměrná koncová cena za kWh EE je pak stanovena jako součet silové elektřiny s DPH a všech variabilních regulovaných složek, samozřejmě i se započtením fixní části. U daného scénáře se u původní varianty bez FVE pohybujeme u tarifu D02d na ceně 6,26 Kč/kWh a u tarifu D26d na zprůměrované hodnotě 5,05 Kč/kWh. Přehledné shrnutí je možné pozorovat v tabulce č.15. [18] [19] [37]

Cena ZP byla stanovena podle stejného principu. Byly uvažovány ceny z futures z PXE s dodáním na roky 2024-2025. Zde se cena již pohybuje kolem ceny 50 EUR/MWh. Vzhledem k napjaté a nejisté situaci ohledně dodávek plynu do Evropy bylo uvažováno prozatím s touto hodnotou. Nárůst je oproti hodnotám z počátku roku 2021 celkem značný, nicméně výraznější zlevňování plynu je za současné turbulentní situace celkem nejisté, a proto bylo uvažováno s danou hodnotou z PXE. Stejně jako u EE byla uvažována zvýšená marže obchodníků, která v sobě zahrnuje i rizikovou přírážku. Ta se dá očekávat vzhledem k napjaté a nejisté geopolitické situaci. Konečná cena ZP byla tedy v tomto scénáři stanovena na 2 Kč/MWh. Poměr mezi cenou ZP a EE je tedy téměř přesně 1:2. Což se jeví jako spíše pesimistický odhad vzhledem k tomu, že na jaře roku 2022 dosahuje u aktuálně nabízených ceníků poměr zhruba 1:2,5. V minulosti býval tento poměr lehce nad hranicí 1:3. Uvažováno pro zprůměrovanou hodnotu u tarifu D26d se současným použitím FVE na ohřev TUV. [18] [19] [37]

4.5.2. Scénář č. 2 – realistický

U druhého scénáře uvažuji, že daná domácnost fixovala ceny až po pádu BE. V té době bylo v celku těžké sehnat nějaký výhodný ceník. Určitá část firem dokonce na chvíli přestala přijímat nové klienty. Po obnovení prodeje byly už ceny ztlačeny vyšší. Budeme uvažovat, že daná domácnost přešla z režimu DPI relativně brzy. Pro odhad ceny v tomto scénáři tedy budeme brát data z ceníků platných k druhé polovině podzimu roku 2021, případně na přelomu roku 2021 a 2022. Ceník byl uvažovaný od společnosti E.ON, jelikož domácnost chtěla stabilního dodavatele a ráda by měla jak FVE tak dodávku energií od stejné firmy. Z důvodu co největší objektivnosti byl vybrán stejný produkt jak pro EE, tak ZP. Přesněji se jednalo o Variant PRO 24 Podzim I s účinností obchodních cen od 18.10. 2021. [38] [39] Daný produkt byl vybrán i z důvodu, že na jaře 2022 se jedná o jediný aktuálně nabízený ceník pro nové klienty. Z důvodu porovnatelnosti jednotlivých scénářů tedy padla volba právě na tuto produktovou řadu. Tyto hodnoty je možné pozorovat v tabulce č. 15.

4.5.3. Scénář č. 3 – negativistický

Třetí scénář počítá s tím, že domácnost bude ceny fixovat až na jaře roku 2022. Vzhledem k tomu byl uvažován ceník s platností obchodních cen od 21.2.2022. Znovu byl zvolen ceník od společnosti E.ON Energie, a.s.. Jediným ceníkem na webu byl v dobu psaní práce produkt Variant PRO 24. Zima I.[40] [41] Dle dostupných údajů byl po zahájení války na Ukrajině na chvíli pozastaven příjem nových zákazníků. Po krátké době bylo možné sjednávat nové smlouvy, nicméně klient musel přijít osobně na pobočku a byl mu nabídnut daný ceník. V tomto scénáři jsou tedy vzhledem k postupné eskalaci cen na konci roku 2021 a událostem z počátku roku 2022, ceny nejvyšší. Hodnoty naleznete v tabulce č. 15 na konci této podkapitoly.

4.5.4. Bonusový scénář č. 1 – EPS od ČEZu

Jako bonusový byl zpracován scénář s využitím virtuální banky od ČEZu, přesněji se jedná o produkt Elektřina pro Soláry – EPS. Tento tarif si může sjednat kdokoli kdo má FVE připojenou v režimu mikrozdroje. Není zde tedy podmínka, aby byla FVE realizovaná ČEZem. To je vcelku důležitý rozdíl oproti službě Virtuální baterie od E.ONu, kde na tuto službu má nárok pouze klient, který si nechá FVE realizovat od dané společnosti. U uvažovaného domu ještě není realizace FVE hotová. Proto není možné tento produkt zatím sjednat. Dle pravidel ČEZu je možné na tento tarif přejít až po PPP. Od 1.4. se budou měnit ceny silové elektřiny u daného tarifu. Tento produkt doposud nabízel bezkonkurenční ceny za silovou elektřinu, od 1.4. ale budou tyto ceny naopak v danou dobu jedny z nejvyšších. U daného domu by toto ale vyloženě nevadilo, jelikož při zachování podmínky, že celková roční výroba se rovná celkové roční spotřebě, je uživateli v podstatě jedno, jakou cenu silové elektřiny má. Důvodem, že ze sítě nečerpá žádnou elektřinu za plnou cenu a využívá pouze tu z VB, která ho stojí pouze cenu distribuce. Navíc je u tohoto produktu fixní poplatek ve výši 92Kč, za měsíc a není zde odstupňování jako v případě VB od E.ONu. Čím více elektřiny tedy domácnost do sítě dodá, tím nižší bude mít jednotkovou cenu za kWh. Tento rozdíl se oproti VB od E.ONu neprojeví u menších přetoků do 1MWh, zde bude výhodnější cenová struktura E.ONu. U přetoků do 2MWh ale již začíná být výhodnější produkt od ČEZu a čím více roste množství přetoků, tím více se EPS začíná vyplácet. Jako zajímavé se mi jeví porovnání se scénářem č. 2. Pro variantu bez FVE byla uvažována tedy stejná cena EE jako v tomto scénáři. Silová část bez DPH u tarifu D02d to tedy činí D02d – 3,411 Kč/kWh. Celková cena pak 5,67 Kč/kWh. Oproti tomu u tarifu D26d už musíme uvažovat ceny z ceníku EPS s účinností obchodních cen od 1.4.2022. Tedy 4,559 Kč/kWh pro silovou část bez DPH a celkovou poměrovou cenu 6,93Kč/kWh. Pokud bychom uvalu u tarifu D02d stejnou cenu za silovou elektřinu jako u D26d, tedy tu nabízenou v tarifu EPS došlo by ke zkreslení výpočtu a celkově by tento postup ani nedával smysl, jelikož pokud domácnost FVE nemá, tak nemůže mít tento tarif sjednaný. Cena ZP je uvažována také shodná se scénářem č. 2 a její konečná hodnota pro domácnost je 2,394Kč/kWh. [42] Bude pak zajímavé porovnání tohoto a druhého scénáře.

4.5.5. Bonusový scénář č. 2 - Větší zdražení plynu

Vzhledem k současné geopolitické situaci, jsem se rozhodl uvažovat i se scénáře, že se změní poměr ceny EE a ZP. Ten v minulosti v Evropě dosahoval pro maloodběratele zhruba poměru 1 : 3,5. V době psaní práce nedošlo k vyřešení konfliktu na Ukrajině a spíše to vypadá, že se schyluje k dalšímu vyhrcození. Z tohoto důvodu jsem tedy počítal i

se scénářem, že poměr cen EE a ZP se změní na 1 : 1,75, tedy že plyn vůči elektřině zdraží cca o polovinu, budeme-li brát jako základ stav před rokem 2020.

4.5.6. Bonusový scénář č. 3 – Půjčka

U tohoto scénáře uvažujeme, že domácnost nemá na pořízení FVE volný kapitál. Bude si tedy muset dané prostředky půjčit. Pro zjednodušení budeme brát v potaz předpoklad, že domácnost si musí půjčit jen částku, kterou je bude stát FVE po dotaci. Můžeme uvažovat, že peněžní prostředky ve výši dotace budou poskytnuty na dobu vyplacení dotace rodinným příslušníkem, případně bude sjednán překlenovací úvěr, který bude hned po obdržení dotace splacen. Při tomto scénáři se nám znatelně zvýší požadovaný diskont. Důvodem je, že domácnost musí umořit daný úvěr a úroky z něj. Budeme tedy uvažovat nejlepší alternativu, kterou může být účelový úvěr od ČSOB, který je poskytován přímo na zařízení energetické úspory v domácnosti. Dle jejich podmínek toto výstavba FVE splňuje. Jedná se o produkt Půjčka na úsporné bydlení. Tento úvěr nabízel v době psaní práce RPSN 5,99%. Nutno poznamenat, že monetární politika v danou dobu byla velmi přísná a všechny tři základní úrokové sazby ČNB byly na dlouhodobých maximech. Jedná se tedy o relativně vysokou úrokovou míru. Uvažujeme splátku půjčky do deseti let. Výpočet roční splátky byl proveden v programu Excel prostřednictvím funkce Platba. Tato hodnota je pak po dobu 10ti let přičítána k výdajům domácnosti. Počáteční investice není uvažována, jelikož domácnost nemusí mít v podstatě žádné vlastní prostředky. Vzhledem k tomuto stylu výpočtu nebylo vypočteno IRR jelikož funkce Míra výnosnosti v Excelu neuměla pracovat s pouze kladnými CF. [43]

Varianta pro výdajové NPV s FVE - tarif D25d						
číslo	Scénáře - popis	Silovka NT	Silovka VT	Průměrná cena EE	Cena plynu	Poměr EE/ZP
		bez DPH	bez DPH	s DPH	s DPH	[-]
[Kč/kWh]						[-]
1	Optimistický - před BE + pokles cen	3.00	3.00	5.05	2.00	2.5 : 1
2	Realistický - zima 2021 - stagnace cen	3.63	3.23	5.69	2.39	2.4 : 1
3	Negativistický - jaro 2022 - nárůst cen	4.58	4.07	6.80	2.67	2.5 : 1
B1	E.ON VB vs. ČEZ EPS	4.56	4.56	6.93	2.39	2.9 : 1
B2	Realistický - dražší plyn	3.63	3.23	5.67	2.84	1.75 : 1
B3	Půjčka	3.63	3.23	5.67	2.39	2.4 : 1

Tabulka 15 - Souhrn uvažovaných scénářů včetně jejich základních parametru - cen EE a ZP - vlastní tvorba

4.6. Klasifikace NPV a RCF

Dále v práci je často pracováno s termíny NPV, IRR a RCF. Pokud není vysloveně řečeno jinak, tak se vždy jedná o rozdíl výdajových parametrů. Tedy výsledek rozdílu mezi variantou bez pořízení FVE a s pořízením příslušné *i*-té FVE. Varianta bez FVE je tedy brána jako referenční ke všem variantám s FVE, u těch se pak mění parametry jako instalovaný výkon či roční spotřeba elektřiny. Přehledně je možné tuto skutečnost pozorovat na následujícím vzorci.

$$NPV = NPV_{bez\ FVE} - NPV_{s\ FVE_i}$$

$$RCF = RCF_{bez\ FVE} - RCF_{s\ FVE_i}$$

5. Výsledky optimalizačního výpočtu

5.1. Poměr mezi celkovou výrobou a spotřebou

Jak již bylo popsáno výše, prvním faktorem, na který jsem se při optimalizačním výpočtu zaměřil, byl poměr celkové roční výroby z FVE k celkové spotřebě domácnosti. Spotřebu domácnosti můžeme zvyšovat uvažovaným ohřevem TUV a tím vytěšňovat spotřebu plynu. Důležité je zde se zaměřit na poměr konečné ceny EE a ZP. EE je v každém případě stále dražší, uvažujeme-li cenu za kWh. Předpoklad tedy byl, že nemá smysl zvyšovat spotřebu EE na úkor ZP, pokud nebudeme tuto EE schopni vyrobit z FVE. Na druhou stranu se zvýší podíl samospotřeby z FVE. Důležité je zde zmínit poměr mezi konečnou cenou ZP, cenou EE z VB a klasickou cenou EE. Cena ZP se pohybuje v scénářích kolem 2-2,7 Kč/kWh, cena kWh z VB u klasických scénářů je pak v nejlepším případě na hodnotě 2,02Kč/kWh, celková cena EE je poté v závislosti na daném scénáři od cca 5-8 Kč/kWh. Je tak možné pozorovat, že má smysl vytěšňovat spotřebu ZP za současné podmínky čerpání značného množství EE z VB. Pokud bychom nahrazovali spotřebu ZP za celkovou cenu EE, tak to nebude mít ekonomický smysl. Nepomůže nám v tomto případě ani zvýšení samospotřeby, jelikož cenový rozdíl mezi konečnou cenou EE a ZP je příliš velký. Dané předpoklady byly ověřeny výpočtem. Pro první variantu byl proveden výpočet pro tři různé navýšení spotřeby. U dalších scénářů byl proveden pouze ověřovací výpočet pro nejmenší navýšení spotřeby, tedy z 6000kWh/rok na 6888 kWh/rok.

Jak můžeme pozorovat z následujících tabulek, rozdílové NPV s růstem spotřeby EE při současné konstantní výrobě klesá. Tento fakt byl ověřen pro 4 hodnoty spotřeby s cenami ze Scénáře č. 1, viz tabulka č. 16. Stejně tak tomu je u IRR a rozdílového RCF. Tímto je tedy ověřen náš prvotní předpoklad. Pokud domácnost nemá možnost instalovat dostatečný výkon FVE, neměla by navyšovat uměle svoji spotřebu EE například tím, že se rozhodne ohřívat TUV. A to u všech uvažovaných scénářů. Jak je možné pozorovat z tabulky č. 17, ekonomické parametry jsou vždy lepší pro případ, kdy se roční spotřeba rovná celkové roční výrobě, a to pro všechny scénáře.

Délka ohřevu TUV	Roční spotřeba Celkem	Instalovaný výkon	Roční výroba	Rozdílové NPV	Rozdílové IRR	Rozdílové RCF
[-]	[kWh]	[kWp]	[kWh]	[]	[]	[]
Bez TUV	6000	5.4	6040	465 165 Kč	14.90%	26 901 Kč
TUV Čer. - Srp.	6880			448 897 Kč	13.82%	25 960 Kč
TUV Kvě. - Srp.	7516			407 735 Kč	13.07%	23 579 Kč
TUV Bře. - Říj.	8444			342 041 Kč	11.83%	19 780 Kč

Tabulka 16 - Závislost ekonomických ukazatelů na roční spotřebě EE při konstantní roční výrobě – vlastní tvorba

Scénář	Délka ohřevu TUV	Roční spotřeba Celkem	Instalovaný výkon	Roční výroba	Rozdílové NPV	Rozdílové IRR	Rozdílové RCF
[-]	[-]	[kWh]	[kWp]	[kWh]	[]	[]	[]
1	Bez TUV	6000	5.4	6040	465 165 Kč	14.90%	26 901 Kč
	TUV Čer. - Srp.	6880		7059	448 897 Kč	13.82%	25 960 Kč
2	Bez TUV	6000	5.4	6040	542 496 Kč	16.4%	31 373 Kč
	TUV Čer. - Srp.	6880		7059	519 700 Kč	15.2%	30 054 Kč
3	Bez TUV	6000	5.4	6040	692 998 Kč	19.4%	40 076 Kč
	TUV Čer. - Srp.	6880		7059	665 549 Kč	17.8%	38 489 Kč

Tabulka 17 - Ověření, že růst spotřeby nad roční výrobu nedává ekonomický smysl nehlédě na scénář-vlastní tvorba

5.2. Volba kapacity baterie

Druhým faktorem optimalizace byla volba velikosti bateriového úložiště. Zde bylo možné poskládat celkový bateriový systém ze dvou velikostí modulů. Vždy bylo možné kombinovat jen bateriové moduly stejné kapacity. První modul měl velikost 3,1kWh a druhý 5,8kWh. Oba byly od stejného výrobce, Solax a měly stejnou technologii, tedy LFP a také stejný počet cyklů - 6000. Podrobnější informace lze nalézt v DS. [30][31] Dle DS byly také nastaveny parametry v simulačním programu SAM v záložce *Battery Storage*. Z technického hlediska je vždy nutné mít v systému minimálně dva moduly, důvodem je pracovní napětí měniče. Varianta 2x3,1kWh byla rovnou zavrhnuta, jelikož by byla dle dotačních podmínek možná jen u instalovaného výkonu 5,4kWp. Dále pak také proto, že vzhledem k nastavení dotací nevychází tento systém finančně příliš výhodně, jelikož je jen o 9 000Kč levnější než varianta s 11,6kWh baterií a domácnost chtěla investovat do větší baterie. Uvažovány tedy byly varianty 3x3,1kWh = 9,3kWh, 2x5,8kWh = 11,6kWh, 4x3,1kWh = 12,4kWh a 3x5,8kWh = 17,4kWh. Tyto byly spočítány pro referenční scénář, tedy realistický Scénář č.2. Z tabulky č. 18 můžeme pozorovat, že nejlépe si vede baterie 9,3kWh. Pro porovnávání byl zvolen výkon 6,75kWp jelikož se nachází uprostřed uvažované množiny možných instalovaných výkonů.

Rozdíl oproti 11,6kWh nebyl zas tak značný a vzhledem k určitým faktům uvedeným v předchozím textu se této variantě budeme ještě částečně věnovat. Druhým dvěma variantám se již věnovat nebudeme, a to z důvodu ekonomické optimalizace. Nutno poznamenat, že se jedná o čistě ekonomické rozhodnutí, technickoekonomické a neekonomické hledisko bude popsáno na konci této podkapitoly. 12,4kWh poskytuje oproti 11,6kWh jen malé zvýšení kapacity baterie a tím i zvýšení samospotřeby. S tím pak souvisí snížení plateb za EE. Na druhou stranu zvýšení ceny baterie oproti 11,6kWh

je v celku markantní, celkově se jedná o cca 16 000 Kč. Tento rozdíl je nutné také započítat při reinvestici v 15. roce života investice. Z výsledků výpočtů vyplývá, že investice do této větší baterie se ekonomicky nevyplatí. U baterie 17,4kWh vychází ekonomické parametry zdaleka nejhůře. Důvodem bude to, že cena je značně vyšší a celkově již větší baterie nepřinese takový užitek oproti menším bateriím.

Scénář 2. - realistický			
Výsledek optimalizace - kapacita baterie			
kWp	kWh	NPV	IRR
6.75	9.3	631 035 Kč	16.67%
6.75	11.6	616 838 Kč	15.71%
6.75	12.4	598 383 Kč	15.02%
6.75	17.4	559 714 Kč	13.05%

Tabulka 18 - Porovnání NPV v závislosti na velikosti baterie – vlastní tvorba

Dále jsem prozkoumal, zdali se se změnou ceny EE a ZP nemění nejlepší velikost baterie dle ekonomických parametrů. U všech zkoumaných scénářů ale zůstala jako nejlepší baterie velikosti 9,3kWh. Z tohoto důvodu bude dále v práci počítáno právě s touto variantou kapacity baterie.

Jak bylo již dříve zmíněno, u baterie je také důležité vzít v úvahu poměr její kapacity a výkonu FVE, případně kapacity a okamžité hodnoty odběru domácnosti. Tento poměr pak má vliv na to, v jakém C-rate se z baterie proud odebírá. [44] Zde platí, že při stejné velikosti okamžitého odběru bude méně zatěžována baterie s vyšší kapacitou. Toto může mít vliv na celkovou životnost baterie. Dle teorie by tak měla mít větší baterie delší výdrž, v jakém poměru by ale bylo velmi složité určit a přesahovalo by to rámec této práce. Nicméně je důležité tuto problematiku zmínit, jelikož má vliv na životnost baterie a tím pádem to může mít jak ekonomický, tak také ekologický aspekt. Domácnosti je dobré tuto skutečnost komunikovat, aby se v případě, že se nerozhodují pouze podle ekonomických parametrů, mohli přiklonit k pravděpodobně více ekologické variantě. Dalším důležitým faktorem je, že daná domácnost se v podstatě skládá ze dvou separátních celků. Jelikož se jedná o dvougenerační dům, tak zde máme zastoupeny všechny spotřebiče 2x. To vede k možnosti tvoření větších okamžitých výkonových špiček. V simulaci jsou uvažována minutová data, takže tato skutečnost se projeví i ve výpočtech. Důvod, proč toto zmiňuji je ten, že baterie s výkonem $3 \times 3,1 = 9,3 \text{ kWh}$ má nominální výkon 7,65kW a baterie $2 \times 5,8 \text{ kWh} = 11,6 \text{ kWh}$ má výkon pouze 4,8kW. Toto je způsobeno rozdílným počtem modulů zapojených sériově. Pro daný typ domácnosti, tedy dvougenerační dům na jednom OM je tedy teoreticky lepší mít baterii s větším výkonem. Je možné, že u jiného typu domácnosti, např. u klasické jednogenerační 4-členné domácnosti obsahující dva rodiče a dvě děti by nebyl takový požadavek na okamžitý výkon baterie a 4,8kW by bohatě dostačovalo. V tom případě by se tento typ baterie mohl jevit i ekonomicky méně nevýhodný oproti variantě s menší baterií. Výše zmíněná skutečnost s rozdílným počtem modulů v sérii má vliv i na pracovní napětí bateriového systému. U 9,3kWh baterie se pohybujeme na hodnotě 307V a u 11,6kWh na 230V.

Výsledek optimalizace - kapacita baterie			
Scénář	kWh	NPV	IRR
1	9.3	539 123 Kč	15.05%
	11.6	525 068 Kč	14.18%
2	9.3	631 035 Kč	16.67%
	11.6	616 838 Kč	15.71%
3	9.3	807 266 Kč	19.67%
	11.6	792 820 Kč	18.54%

Tabulka 19 - Ověření ekonomických faktorů dle jednotlivých scénářů - vlastní tvorba

5.3. Optimalizace instalovaného výkonu

Dalším krokem bylo již přistoupení k optimalizačnímu procesu volby instalovaného výkonu. Postupovalo se vždy s daným krokem dle tabulky č. 13 z předchozí kapitoly. Krok byl většinou po jednom panelu, tedy 450Wp. Nejprve je dobré si pro lepší představu čtenáře přehledně prezentovat parametry jednotlivých variant spotřeby a výroby. Spotřeba je ovlivněna jak základní hodnotou 6000 kWh, tak také spotřebou na ohřev TUV. Výroba FVE se pak mění logicky v závislosti na instalovaném výkonu. Jak je možné pozorovat z následující tabulky, tak u určitých variant dosahuje spotřeba větší hodnoty než výroba, a naopak, u určitých variant je zase výroba větší než spotřeba. Důvodem byla volba minimálního časového kroku pro dobu ohřevu TUV, byl zvolen jeden měsíc, který odpovídá cca 300kWh spotřeby EE. V případě větší výroby než spotřeby byla provedena korekce hotovostních toků CF, tak aby nedocházelo k záporné platbě za EE ze sítě, tedy o úsporu. Důvodem je fakt, že produkt virtuálních bank takto funguje, přebytečná EE vyrobená nad hodnotu roční spotřeby propadne a není uživateli vrácena v podobě přeplatku.

Délka ohřevu TUV	Roční spotřeba Základ	Roční spotřeba TUV	Roční spotřeba Celkem	Instalovaný výkon	Roční výroba
[h]	[kWh]	[kWh]		[kWp]	[kWh]
Bez TUV	6000	0	6000	5.4	6040
TUV Čer. - Srp.	6000	880	6880	6.3	7059
TUV Kvě. - Srp.	6000	1516	7516	6.75	7567
TUV Bře. - Zář.	6000	2124	8124	7.2	8082
TUV Bře. - Říj.	6000	2444	8444	7.65	8590
TUV Únr. - Lis.	6000	3120	9120	8.1	9077
TUV Celoroční	6000	3666	9666	8.55	9628
TUV Celoroční	6000	3666	9666	9.9	9878

Tabulka 20 - Tabulka uvažovaných variant dle poměru spotřeby a výroby-vlastní tvorba

Nejdříve jsou prezentována data z třech základních scénářů: Scénář č. 1 – optimistický, Scénář č. 2 – realistický a Scénář č. 3 – negativistický. Zeleně jsou pak zvýrazněny nejlepší hodnoty. V následné analýze ekonomických faktorů jsou popsány výsledky z referenčního Scénáře č. 2. Referenční scénář pak v dalších podkapitolách také porovnáme se všemi třemi bonusovými scénář.

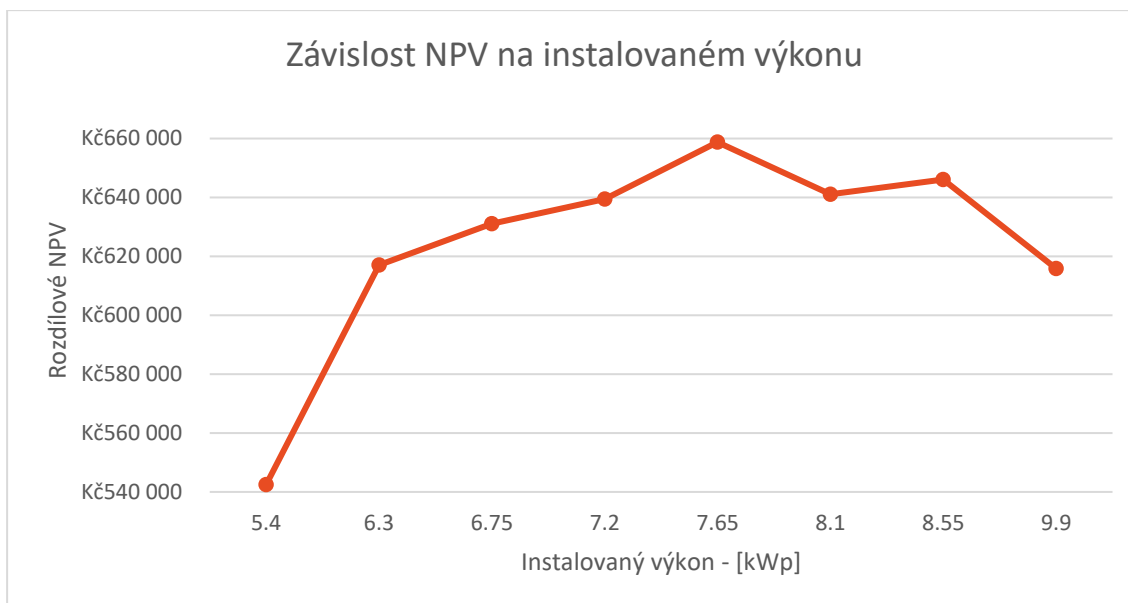
Panelová optimalizace - Scénář 1 - roční spotřeba ≈ roční výroba					
kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65
kWh	6000	6880	7516	8124	8444
NPV	465 165 Kč	530 094 Kč	539 123 Kč	542 715 Kč	555 614 Kč
IRR	14.9%	15.04%	15.05%	14.77%	14.46%
RCF	26 901 Kč	30 655 Kč	31 178 Kč	31 385 Kč	32 131 Kč

Panelová optimalizace - Scénář 2 - roční spotřeba ≈ roční výroba					
kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65
kWh	6000	6880	7516	8124	8444
NPV	542 496 Kč	617 060 Kč	631 035 Kč	639 458 Kč	658 769 Kč
IRR	16.4%	16.59%	16.67%	16.42%	16.11%
RCF	31 373 Kč	35 685 Kč	36 493 Kč	36 980 Kč	38 097 Kč

Dodatečné varianty					
	Jih	Jih	Dual	NT/VT	NT/VT
kWp	8.1	8.55	9.9	8.1	8.55
kWh	9120	9666	9666	9120	9666
NPV	637 514 Kč	637 923 Kč	615 805 Kč	641 107 Kč	646 081 Kč
IRR	15.36%	15.06%	13.5%	15.40%	15.17%
RCF	36 868 Kč	36 891 Kč	35 612 Kč	37 075 Kč	37 363 Kč

Panelová optimalizace - Scénář 3 - roční spotřeba ≈ roční výroba					
kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65
kWh	6000	6880	7516	8124	8444
NPV	692 998 Kč	793 395 Kč	807 266 Kč	816 529 Kč	843 753 Kč
IRR	19.4%	19.62%	19.67%	19.35%	18.99%
RCF	40 076 Kč	45 882 Kč	46 684 Kč	47 220 Kč	48 794 Kč

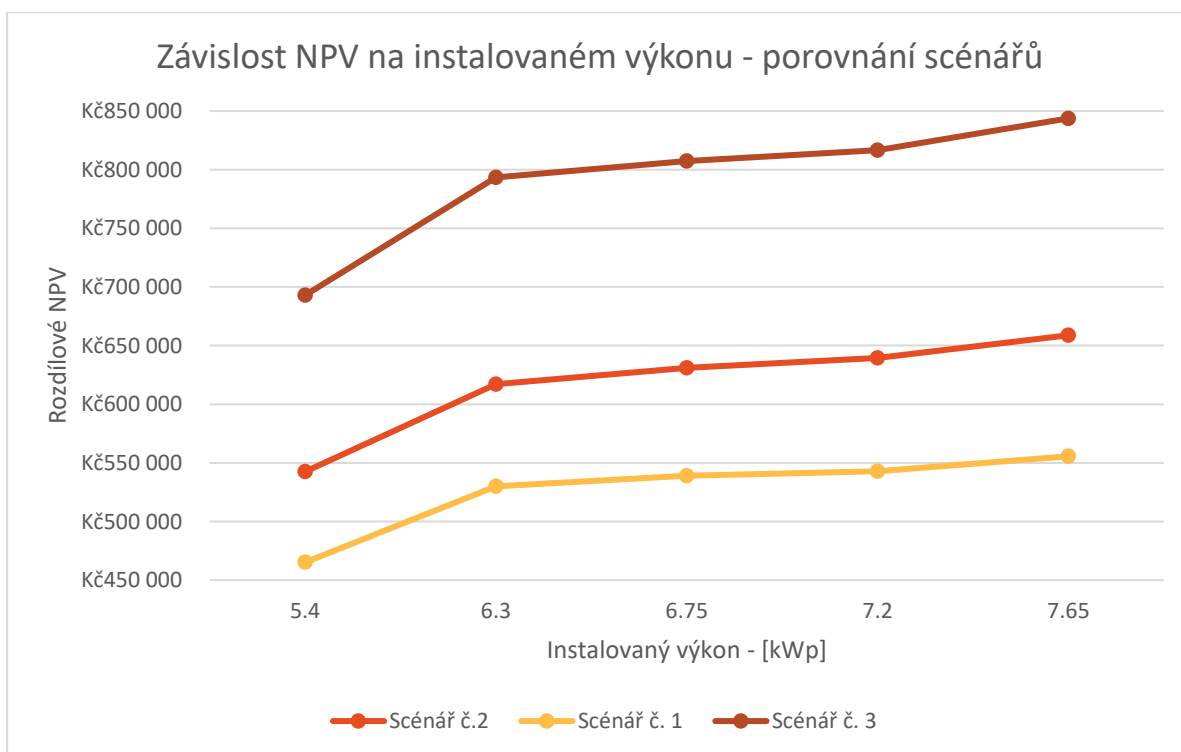
Tabulka 21 - Panelový optimalizace - naznačené nejlepší výsledky pro všechny 3 scénáře - vlastní tvorba



Graf 13 - Vývoj NPV u Scénáře č.2 - roční spotřeba \approx roční výroba, upravené poměry NT/VT - vlastní tvorba

5.3.1. NPV a RCF

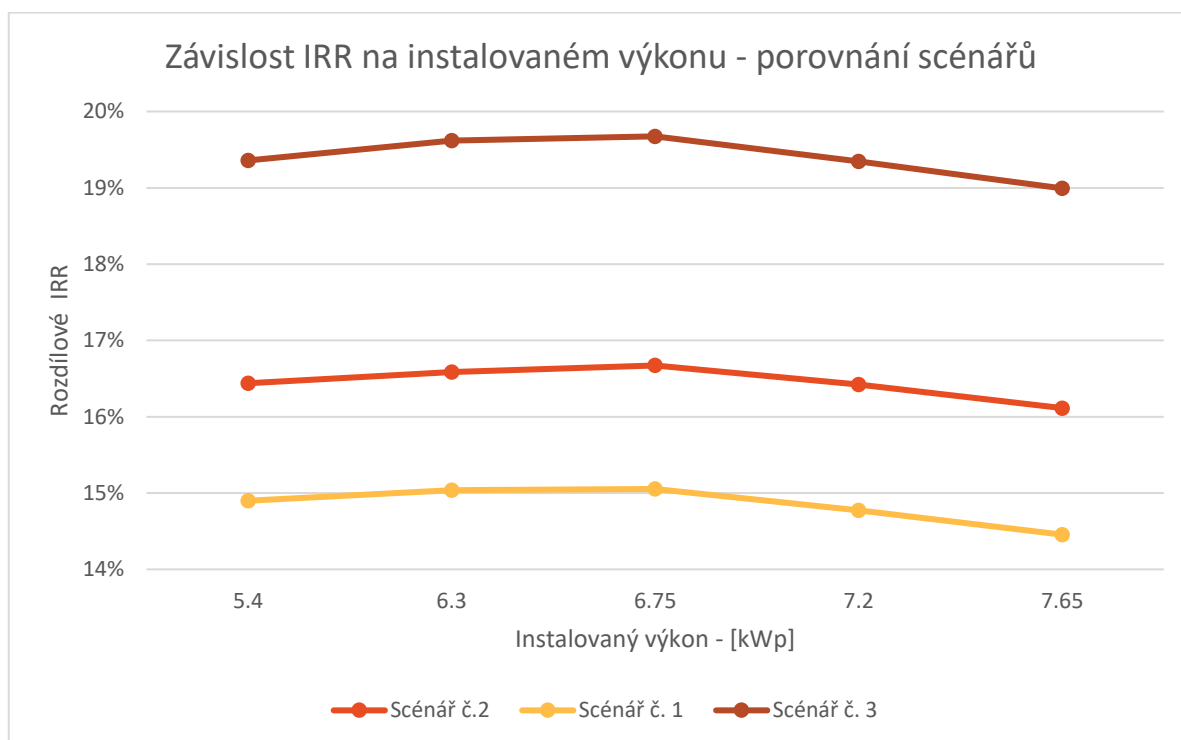
NPV se u scénáře č. 2 se zvýšilo cca o 100 000 Kč oproti scénáři č. 1. Rozdíl mezi scénářem č.3 a scénářem č.2 je cca 200 000 Kč. Bráno pro variantu s 7,65kWp. Můžeme pozorovat, že NPV s rostoucím instalovaným výkonem roste, a to při všech variantách. Toto bude způsobeno tím, že dodatečná investice do panelů je v celku malá vzhledem k ceně celého systému a k tomu, kolik dodatečné energie může panel vytvořit. Tento fakt se potvrzuje u všech uvažovaných scénářů s orientací panelů na jih, které jdou na daném domě realizovat. RCF vychází z NPV a proto je jeho vývoj shodný. Maximum také nalézá u největšího instalovaného výkonu.



Graf 14 - Optimalizace instalovaného výkonu dle NPV - porovnání scénářů - vlastní tvorba

5.3.2. IRR

IRR (rozdílové) oproti tomu našlo své maximum vždy u varianty 6,75kWp. Daný ekonomický faktor je maximální tam, kde je nejlepší poměr vložené investice k celkovému výnosu. Hodnota 6,75kWp vyšla pravděpodobně nejlépe z toho důvodu, že zde dochází k ohřevu TUV v období Kvě. – Srp., kdy je největší výroba FVE, a tedy se maximalizuje vytěsnění spotřeby ZP za plnou výši EE a ne pouze za část z VB jako u variant s delší dobou ohřevu TUV Oproti tomu u varianty s ohřevem pouze přes léto nedochází k tak velké úspoře k jaké by mohlo.



Graf 15 - Optimalizace instalovaného výkonu dle IRR - porovnání scénářů - vlastní tvorba

5.3.3. PP

Posledním ukazatelem, který jsme sledovali, je doba návratnosti. Byla vypočítána pouze diskontovaná doba návratnosti PP, prostá doba návratnosti by byla kratší. V tabulce výsledků uvádím vždy hodnoty pro optimální variantu, tedy 7,65kWp. Jak můžeme pozorovat, tak doba návratnosti se pohybuje od 9,5 let u 1. scénáře. U referenčního scénáře č. 2 se pak pohybujeme kolem 8,5 let. Oproti tomu u scénáře č. 3 se dostáváme na návratnost kolem 7,5 let. Budeme-li tedy brát referenční scénář, tak CF se nám překlápí do kladných hodnot zhruba v 1/4 života investice. Což už může být pro většinu lidí psychologicky přijatelné a pravděpodobně je to jeden z hlavních faktorů, který vedl k zvýšenému zájmu o FVE v průběhu roku 2021. Vidíme, že se změnou ceny se PP zkracuje cca o rok. I v nejhorším scénáři č. 1 jsme na době do 10ti let, to je pořád 1/3 doba životnosti FVE, což je dle mého pro většinu investorů přijatelné a je to jedním z hlavních psychologických faktorů, který mohl vést k výrazně většímu zájmu investorů z řad domácností. Jak můžeme pozorovat mezi Scénářem č.2 a B1 není rozdíl, což je logické z velmi malého rozdílu NPV. Oproti tomu varianta B2 dosahuje o půl roku kratší

návratnost než referenční scénář č. 2, za což může větší NPV způsobené dražší cenou plynu.

Pokud se zaměříme na vývoj PP s růstem instalovaného výkonu, tak můžeme pozorovat, že při menších výkonech FVE, kde výroba kryje větší mírou spotřebu EE na ohřev TUV a tím pádem vytěsňuje celou cenu EE vůči ZP, se nám PP v podstatě nemění. Oproti tomu u varianty s delší dobou ohřevu TUV, 7,65kWp, nám již PP roste o cca půl roku a u celoročního ohřevu TUV se dostáváme již na 9let. PP však není ten nejlepší ekonomický ukazatel a já bych nedoporučoval klientům se rozhodovat právě podle něj.

FVE o výkonu 7.65kWp						
Scénáře						
	1	2	3	B1	B2	B3
PP	9.5 let	8.5 let	7.5 let	8.5 let	8 let	X

Scénář 2						
Výkon FVE [kWp]						
	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65	8.55
PP	8 let	8 let	8.1 let	8.2 let	8.5 let	9 let

Graf 16 - Porovnání PP u daných scénářů a změna doby PP dle instalovaného výkonu u Scénáře č. 2 - vlastní tvorba

5.3.4. Realistický scénář č. 2 – referenční

Pojďme si nyní podrobněji popsat ekonomické výsledky Scénáře č. 2, jelikož ten budeme považovat za referenční a budeme s ním následně srovnávat zbytek scénářů. Co se týká NPV a RCF, tak zde vidíme stejný vývoj jako u všech ostatních základních scénářů. Tyto ukazatele rostou spolu s růstem počtu panelů. V tomto referenčním scénáři ale byly uvažovány i doplňkové varianty. Jedná se o 8,1kWp a 8,55kWp s orientací k jihu a 9,9kWp s duálním sklonem. Jak můžeme pozorovat, tak varianty větší než 8,1kWp nedosahují lepších výsledků než varianta s 7,65kWp, viz tabulka č. 22. U výkonů větších než 7,65kWp dochází v zimních měsících k ohřevu TUV primárně ze sítě, tedy z VB. Důvodem je, že v podmínkách ČR se výroba FVE v období listopad - únor celkem výrazně snižuje. Tedy vytěsňujeme cenu ZP pomocí ceny EE z VB. Mezi těmito cenami není příliš velký rozdíl, cca 2Kč/kWh vs zhruba 2,4Kč/kWh. Celkovou cenu EE, cca 5,7Kč/kWh, již přes zimu pravděpodobně téměř nevytěsňujeme. Oproti tomu nám rostou náklady v podobě nutnosti druhého stringů a výkonnějšího střídače a samozřejmě i dodatečná investice do dalších panelů. Z celkového pohledu, pak investice do takto velké FVE s danými předpoklady vychází hůře než varianta s 7,65kWp a ohřevem TUV pouze v době od března do října. Důležité je ale také zmínit, že varianta s 8,55kWp dosáhla lepších výsledků než varianty s menším instalovaným výkonem než 7,2kWp.

V případě celoročního ohřevu TUV pomocí EE můžeme uvažovat ještě změnu poměru NT a VT. Poměr mezi VT a NT byl upraven z původních 75%/25% na 70%/30% pro 8.1kWp a na 65%/35% u varianty 8,55kWp. Byla uvažována změna o 5% a ne 6,5% jelikož je možné, že v určitých dnech dojde k nahřátí TUV z FVE. Postup výpočtu je následující. Spotřeba u varianty 7,65kW a ohřevem v měsících březen-říjen je 2444 kWh. Oproti tomu u varianty 8,1kWp uvažujeme ohřev TUV v měsících únor-listopad, v těchto okrajových měsících je předpokládán ohřev TUV primárně ze sítě. Celkově se jedná o 9026 kWh, a tedy vzhledem k spotřebě u varianty 7,65kWp – 8444 kWh se jedná o přírůstek 528kWh. To je ku celkové roční spotřebě cca 6,5%, proto byla uvažována

změna poměru na 70/30. U varianty 8,55kWp se pak jedná o celoroční ohřev TUV pomocí EE. Čtyři zimní měsíce tvoří dodatečnou spotřebu 1222Wh oproti variantě 7,65kWp a 8444kWh. Vzhledem k celkové spotřebě 9666 kWh tvoří 1222kWh cca 12,5%, proto zvolen poměr 65/35. Můžeme tedy pozorovat, že při uvažované změně poměru NT a VT se jeví celoroční ohřev TUV stále hůře než optimální varianta. U varianty s 8,55kWp jsme nicméně zohledněním tohoto faktoru dosáhli druhého nejlepšího výsledku.

Varianta s duálním sklonem a plným výkonem 9,9kWp se jeví ekonomicky hůře, než varianta s menším počtem panelů a orientací na jih. Roli zde bude hrát primárně špatná orientace 14ks panelů na severo-východ. Celkově horší orientace panelů přinese menší výrobu, vzhledem k vyšší pořizovací ceně se tato varianta u daného modelového domu nevyplácí.

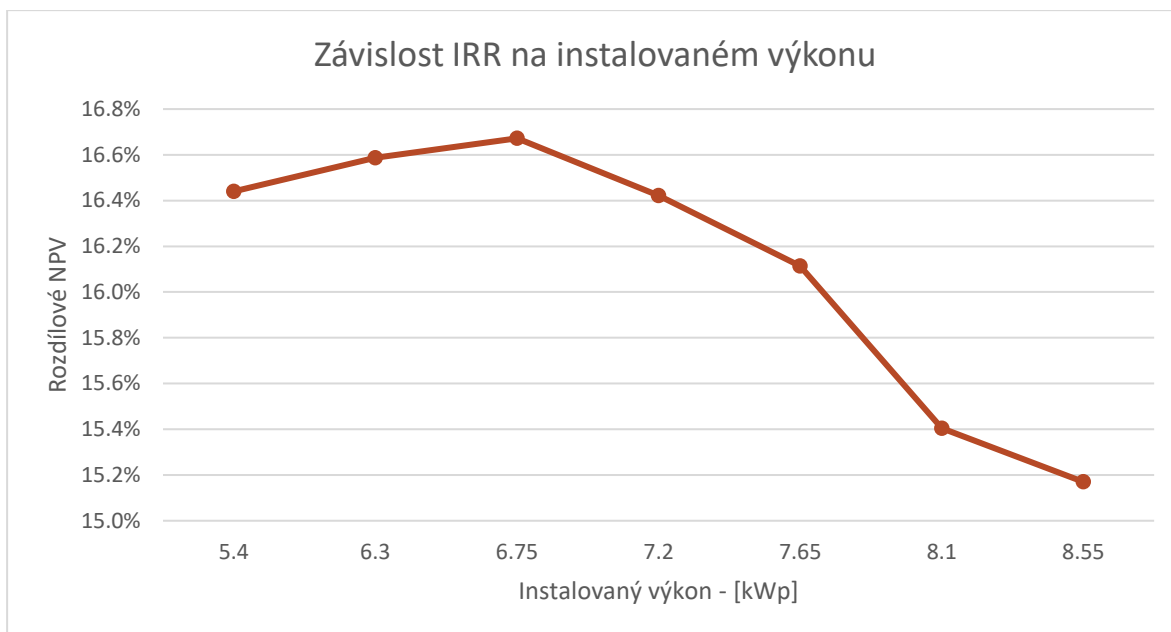
V celkovém shrnutí je nutné poznamenat, že rozdíl mezi optimální variantou 7,65kWp s ohřevem TUV mezi březnem až říjnem a druhou nejlepší variantou 8,55kWp s celoročním ohřevem se započtením změny NT a VT je vcelku malý. Hodně zde záleží na volbě vstupních parametrů, hlavně pak poměru cen EE a ZP. Vzhledem k tomu, že na uvažovaném RD jde realizovat pouze varianta s 7,65kWp, tak se v citlivostní analýze budeme zabývat pouze touto. Rozdíl je však malý a u jiného domu by možná výsledek vyšel jinak. Z obecného hlediska bych tedy variantu celoročního ohřevu TUV nezavrhoval. Nicméně v našem modelovém případě vyšla výhodněji varianta s ohřevem jaro-podzim.

V uvažované ekonomické analýze nebylo počítáno s využitím WR. Důvodem bylo omezení výpočetního softwaru založeného na daném makru, které umělo pracovat i s bateriovým úložištěm. Pokud by bylo s WR možné počítat, tak bychom dospěli k přesnějšímu výpočtu a ekonomické parametry investice by byly s velkou pravděpodobností lepší.

Panelová optimalizace - Scénář 2 - roční spotřeba ≈ roční výroba					
kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65
kWh	6000	6880	7516	8124	8444
NPV	542 496 Kč	617 060 Kč	631 035 Kč	639 458 Kč	658 769 Kč
IRR	16.4%	16.59%	16.67%	16.42%	16.11%
RCF	31 373 Kč	35 685 Kč	36 493 Kč	36 980 Kč	38 097 Kč

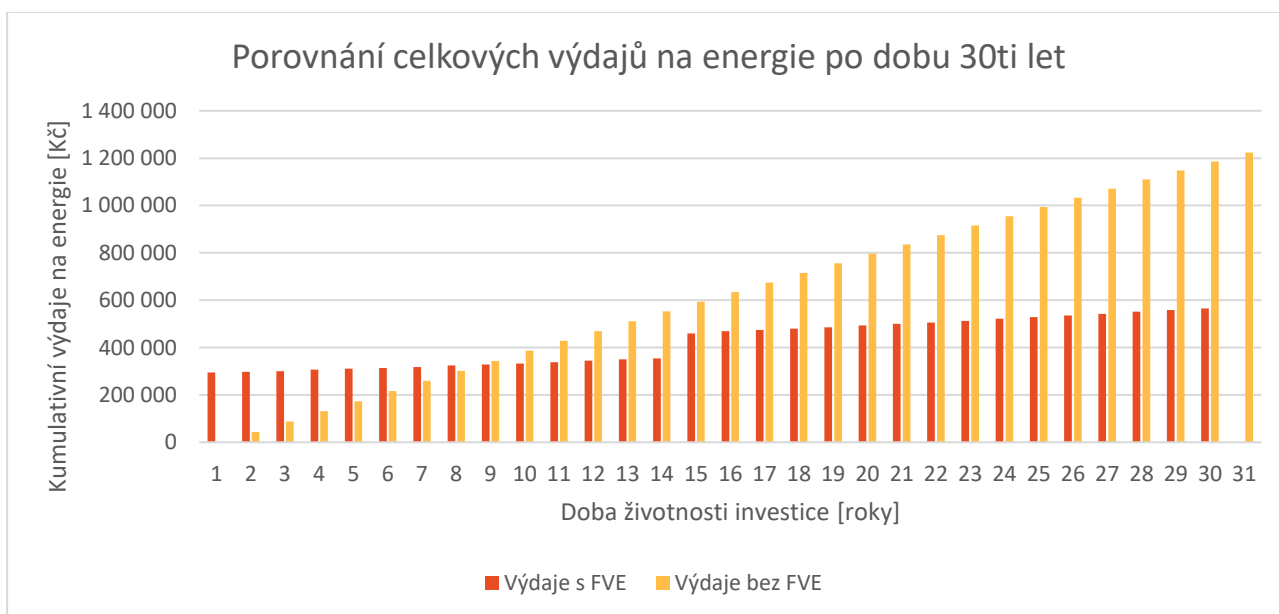
Dodatečné varianty					
	Jih	Jih	Dual	NT/VT	NT/VT
kWp	8.1	8.55	9.9	8.1	8.55
kWh	9120	9666	9666	9120	9666
NPV	637 514 Kč	637 923 Kč	615 805 Kč	641 107 Kč	646 081 Kč
IRR	15.36%	15.06%	13.5%	15.40%	15.17%
RCF	36 868 Kč	36 891 Kč	35 612 Kč	37 075 Kč	37 363 Kč

Tabulka 22 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Scénář č. 2 - vlastní tvorba

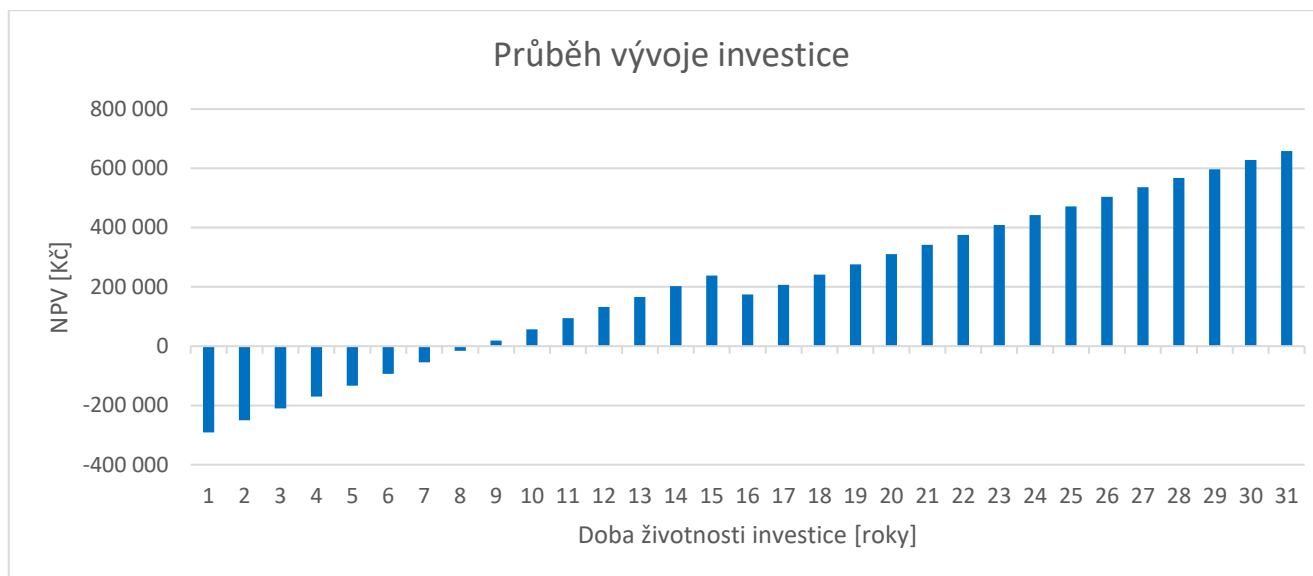


Graf 17 - Vývoj IRR při změně instalovaného výkonu - Scénář č. 2 - vlastní tvorba

Na dalších dvou grafech, č. 18 a č.19 můžeme pozorovat porovnání celkových nákladů na energie a dále pak průběh vývoje investice. Oba grafy zobrazují diskontované hodnoty. U prvního z nich se v podstatě jedná o výdajové NPV. Za zmínění stojí určitě fakt, že u varianty s FVE dochází postupně k menšímu nárůstu, což je způsobeno relativně malým základem – roční výdaje za energie, který je každý rok umocňován. Hlavní roli zde hraje počáteční investice v prvním roce a dále pak reinvestice v 15. roce života investice. Oproti tomu u varianty bez FVE můžeme pozorovat o dost strmější růst nákladů za čímž stojí větší základ – roční výdaje za energie, jenž je každý rok umocňován. Můžeme pozorovat, že růst nákladů se jeví téměř lineární, důvodem bude volba hodnoty diskontu a vývoje cen EE a ZP. Všechny tři hodnoty jsou téměř totožné, díky diskontování peněžních toků tedy dochází k linearizaci nárůstu. Ohledně grafu č. 18 můžeme pozorovat překlopení NPV ke kladným hodnotám v 9. roce, což odpovídá diskontované době návratnosti. Za zmínku pak stojí také pokles v 15. roce, ten je způsoben reinvesticí.



Graf 18 - Porovnání výdajových NPV u varianty bez pořízení FVE a s FVE - vlastní tvorba



Graf 19 - Vývoj diskontovaných hotovostních toků (CDCF) považmo znázornění PP - vlastní tvorba

5.3.5. Porovnání VB od E.ONu a EPS od ČEZu

Nyní se podíváme na porovnání obou hlavních produktů virtuálních bank. Ty nabízejí na ČR trhu ČEZ a E.ON. Rozdíly byly popsány dříve v práci. Zásadním rozdílem je cena silové elektřiny a dále pak také smysl účtování fixního poplatku. Pro lepší grafické porovnání uvedu tabulku s výsledky hned na začátku, aby bylo lehce porovnatelné s výsledky z tabulky z minulé podkapitoly.

Panelová optimalizace – B1 – roční spotřeba ≈ roční výroba					
kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65
kWh	6000	6880	7516	8124	8444
NPV	528 469 Kč	623 142 Kč	644 607 Kč	653 383 Kč	660 035 Kč
IRR	16.34%	16.83%	17.06%	16.81%	16.29%
RCF	30 561 Kč	36 036 Kč	37 278 Kč	37 785 Kč	38 170 Kč

Dodatečné varianty					
	Jih	Jih	Dual	NT/VT	NT/VT
kWp	8.1	8.55	9.9	8.1	8.55
kWh	9600	9600	9600	9600	9600
NPV	672 746 Kč	651 881 Kč	589 348 Kč	655 356 Kč	658 973 Kč
IRR	15.85%	15.60%	13.13%	15.78%	15.70%
RCF	38 905 Kč	37 698 Kč	34 082 Kč	37 899 Kč	38 108 Kč

Tabulka 22 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Bonusový scénář č. 1 - vlastní tvorba

Jak můžeme vidět, NPV roste u EPS více lineárně, důvodem je fixní poplatek 92Kč/měsíčně, nezávisle na množství přebytků. Oproti tomu u E.ONu dochází k diskrétní změně fixní sazby s krokem 49Kč/měsíc/MWh. Čím více tedy uživatel pošle EE do sítě, tím výhodnější je produkt od ČEZu oproti tomu od E.ONu. Dále je možné pozorovat, že u scénáře s EPS je dosaženo lepší maximální hodnoty NPV. Důvodem zde bude

pravděpodobně menší jednotková cena za EE z VB. Osobně bych však čekal větší rozdíl. Důvodem, proč k tomuto nedošlo bude pravděpodobně fakt, že FVE systém s časem ztrácí svoji účinnost, tím pádem vyrobí také méně EE. Vzhledem k tomu se musí v pozdějších letech života investice nakupovat více EE přímo ze sítě. U tarifu EPS je průměrná finální cena EE cca o 1,3Kč/kWh větší oproti scénáři č.2. Tento fakt pravděpodobně snižuje výhodnost řešení s EPS. Pokud ale budeme uvažovat, že by byly ceny silové elektřiny stejné u obou scénářů, tak bude produkt EPS dosahovat výrazněji lepších hodnot než produkt od E.ONu. Zajímavé by tedy bylo porovnat situaci s cca stejnými cenami silové elektřiny. Dále by mohla být zajímavá úvaha o tom, pokud by daná domácnost stihla realizovat stavbu FVE a celý proces až k PPP do 1.4.2022. Do té doby byla cena silové elektřiny v daném ceníku EPS bezkonkurenční, dokonce lepší než u všech ostatních běžných ceníků, a tedy by tento scénář přinesl určitě nejlepší výsledky. Jelikož ČEZ nedovoluje přiznání tohoto produktu před dokončením PPP, tak jde bohužel v našem případě o nerealistický scénář.

5.3.6. Scénář s drahým plynem

Dalším porovnáním může být scénář č.2 a scénář č. B2. Tedy referenční scénář vůči scénáři, kdy bychom uvažovali výrazné zdražení ZP, přesněji na poměr EE vůči ZP na hodnotě 1,75:1. To by dávalo finální cenu ZP okolo 3,24Kč/kWh. Dle dostupných dat i mého názoru pravděpodobně nedojde k tak výraznému zdražení, nicméně přišlo mi zajímavé tuto možnost vzhledem k současné geopolitické situaci propočítat. [45] [46] Například dle současného ceníku ČEZu na dobu neurčitou je poměr cca 2,9: 1. V minulosti byl běžný poměr nad 3: 1. V cenících E.ONu z druhé poloviny roku 2021 jsme se dostávali na poměr cca 2,4 : 1 a ceník z Února 2022 byl u stejné společnosti na hodnotě poměru 2,5 : 1. Vzhledem k tomu, že cena EE v současné době koreluje v Evropě s cenou ZP, tak neočekávám, že by se tento poměr výrazně měnil v neprospěch ceny ZP. Pokud bychom ale uvažovali takto výrazný nárůst ceny ZP, tak již dle následující tabulky vychází lépe si pořídit větší FVE o výkonu 8,55kWp a ohřívat TUV pomocí EE celoročně. IRR ale zůstává stále maximální při výkonu 6,75kWp a dané době ohřevu TUV.

Panelová optimalizace - B2 - roční spotřeba ≈ roční výroba						
kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65	8.55
kWh	6000	6880	7516	8124	8444	9026
NPV	542 249 Kč	639 609 Kč	669 881 Kč	693 882 Kč	721 393 Kč	745 017 Kč
IRR	15.6%	16.96%	17.31%	17.28%	17.05%	16.74%
RCF	31 358 Kč	36 989 Kč	38 739 Kč	40 127 Kč	41 718 Kč	43 084 Kč

Tabulka 23 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Bonusový scénář č. 2 - vlastní tvorba

5.3.7. Půjčka

Posledním bonusovým scénářem bylo uvažování půjčky na systém FVE. Bylo uvažováno s tím, že domácnost si půjčuje pouze na část ceny po dotaci. Zdůvodnění viz. popis scénářů. Budeme tedy uvažovat 6% RPSN a to, že domácnost by ráda splatila půjčku za 10let. Splátka půjčky se liší dle velikosti instalovaného výkonu, resp. počáteční investici. Budeme pozorovat, jaký má toto vliv na výhodnost investice. Hlavně nás bude zajímat, zdali je NPV stále kladné nebo jestli se při daném scénáři FVE na dluh pořídit nevyplatí. Jak můžeme pozorovat, tak NPV nám kleslo, oproti referenční variantě v průměru o cca 55 000 Kč. Důležitý je hlavně parametr RCF. Zde nám klesla průměrná roční úspora o

cca 3 000 Kč za rok. Což není zas tak výrazné, oproti scénáři č.2. Rozdíl je menší než 10%.

Panelová optimalizace B3 a 2- roční spotřeba ≈ roční výroba						
	kWp	5.4	6.3	6.75	7.2	7.65
	kWh	6000	6880	7516	8124	8444
B3	NPV	497 973 Kč	567 590 Kč	580 424 Kč	586 944 Kč	603 401 Kč
	RCF	28 798 Kč	32 824 Kč	33 566 Kč	33 943 Kč	34 895 Kč
2	NPV	542 496 Kč	617 060 Kč	631 035 Kč	639 458 Kč	658 769 Kč
	RCF	31 373 Kč	35 685 Kč	36 493 Kč	36 980 Kč	38 097 Kč

Tabulka 24 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Bonusový scénář č. 3 - vlastní tvorba

6. Výběr optimální varianty, citlivostní analýzy

6.1. Optimální FVE pro daný RD

Pro výběr optimální FVE jsme nejdříve museli prodiskutovat podle jakého ekonomického faktoru budeme tuto volbu provádět. Po konzultaci s danou domácností padla volba na největší průměrnou roční úsporu, tedy RCF. Tento ukazatel se odvíjí od hodnoty NPV, a tedy dosahuje maxima v stejné variantě jako RCF. RCF je definované následujícím vzorcem:

$$RCF = \frac{r}{(1 - (1 + r)^{-T})} \cdot NPV$$

Kde:

r = *diskont*

T = *počet let*

Model je nicméně nastaven tak, aby bylo možné vypočítat všechny zmíněné ekonomické ukazatele (NPV, RCF, IRR a PP). Pokud by měla tedy jiná domácnost odlišné preference, může si vybrat i podle těchto dvou ukazatelů. Co se týká volby možného řešení, tak jsme se museli držet určitých omezujících podmínek. Tou nejzásadnější byla v našem případě plocha střechy. Zde tedy bylo možné poskládat maximálně 17ks panelů s orientací k jihu. Finanční omezení daná domácnost neměla, je tedy možné volit i větší systémy s vyšší mírou počáteční investice. Vzhledem k nárůstu spotřeby na minimálně 6MWh byly uvažovány systémy s maximální výší dotace. Menší systémy by přinesly menší RCF a domácnost jejich pořízení ani nezvažovala. Stejně tak byla rovnou zavrhnuta varianta menšího 1f systému. Z výše uvedeného vyplývá, že jako optimální byla zvolena varianta se 17ti panely, jelikož poskytuje největší úsporu nákladů, tedy maximální rozdíl výdajových RCF. V scénáři B2 – Elektrina pro soláry od ČEZu sice vyšlo o cca 2 000 Kč větší NPV než ve referenčním scénáři 2, daná domácnost se ale nicméně rozhodla tuto skutečnost zanedbat a zvolila řešení ze scénáře č. 2. Důvodem byl převážně fakt, že chtěli mít dodávku elektřiny zajištěnou od stejné firmy, která jim bude dodávat fotovoltaiku.

Vybraný optimální systém		
Období ohřevu TUV	Bře. - Říj.	[-]
Roční spotřeba – TUV	2444	[kWh]
Roční spotřeba – základní	6000	[kWh]
Celková spotřeba	8444	[kWh]
Roční výroba	8590	[kWh]
Instalovaný výkon	7.65	[kWp]
Kapacita baterie	9.3	[kWh]
Výkon střídače	8	[kW]
Regulátor TUV	ANO	[-]
NPV	658 769	[Kč]
RCF	38 097	[Kč]
IRR	16.11	[%]
PP	8.5	[let]

Tabulka 25 - Parametry optimálního systému

Vzhledem k celkem konzistentním výsledkům u všech scénářů byl výběr optimální varianty vcelku jednoduchý. Daná domácnost nám také poskytla přesný popis, podle kterého máme vybrat optimální variantu. Vzhledem k omezené ploše střechy jsme se také nemuseli příliš zabývat variantami s větším instalovaným výkonem, jelikož ten prostě na daném domě realizovat nejde. Ohledně generalizace výsledků analýzy bych byl opatrný. Daný dům byl specifický převážně tím, že se jednalo o dvougenerační domácnost, kde v podstatě máme dvě plně vybavené domácnosti na jednom OM. To nám ovlivňuje diagram spotřeby. Je tedy možné, že u jiných domácností by vyšla některá z variant lépe než v naší analýze. Je možné, že by například byla snížena výhoda většího okamžitého výkonu u 9,3kWh baterie a domácnost by možná volila s přihlédnutím k neekonomickým faktorům větší baterii s pravděpodobně delší životností. Stejně tak by bylo nutné u jiných domů přepočítat výrobní diagram, jelikož ten velmi záleží na orientaci a sklonu střechy. Dále pak může hrát relativně výraznou roli lokalita domu, i když pokud se nevyskytuje v relativně špatných podmínkách, tak by v rámci ČR neměla být odchylka ve výrobě oproti Praze zas tak výrazná. Vzhledem k těmto všem faktorům bych doporučil propočítání dané analýzy u každého domu zvlášť, abychom mohli dané domácnosti poskytnout opravdu relevantní údaje o výhodnosti investice.

6.2. Citlivostní analýzy

Posledním krokem ekonomického výpočtu bylo provedení citlivostních analýz. Tento proces je důležitý vzhledem k tomu, abychom viděli, jak se mohou změnit ekonomické ukazatele v závislosti na změně vstupních dat. Důležité je se zaměřit v první řadě na to, zdali se nám NPV nedostává do záporných hodnot. Dále si může daná domácnost zvolit jakoukoli mezní hodnotu, při které by se jí již investice do FVE zdála nevýhodná. Jakožto výchozí jsou použity hodnoty ze referenčního scénáře č. 2. Měněnými faktory bude vývoj cen EE a ZP a dále pak změna diskontu. Změna počátečních cen EE a ZP nebude podrobována citlivostní analýze, jelikož ta byla uvažována rozdílná v jednotlivých scénářích. Bude provedena i varianta se shodným procentem růstu cen EE a ZP, jelikož alespoň v současné době v Evropě cena EE koreluje s cenou plynu. Důvodem je, že plynové elektrárny bývají tzv. závěrným zdrojem a určují tak cenu elektrické energie. U EE bude prozkoumán ještě odděleně růst ceny regulované a silové složky, jelikož v současné době se jejich vývoj ubírá rozdílným ročním procentuálním růstem. Abychom mohli tuto analýzu provést, bude nutné mírně upravit původní výpočetní model.

6.2.1. Diskont

První ukazatel, na který se zaměříme bude diskont. Uvažovaným investorem je v daném případě domácnost, z toho také bude vycházet uvažovaný rozsah hodnot diskontu. Jako minimální byla zvolena hodnota -3%. Záporná hodnota byla zvolena z důvodu, že určitá část obyvatelstva nechá své úspory na běžném účtu a žádným způsobem je nezhodnocuje, a naopak je znehodnocuje inflace. Jako horní hranice pak byla volena hodnota 12%, na vyšší hodnoty se většina domácností se svým investičním chováním nedostane. Jen pro zajímavost, z dostupných dat, lze předpokládat překlopení NPV k záporným hodnotám někde zhruba u 15 % diskontu

6.2.2. Vývoj ceny EE a ZP

V citlivostní analýze vycházíme ze scénáře č. 2, který můžeme nazvat realistický. Dle analýzy popsané v předchozí části práce byly popsány úvahy o poklesu ceny a tyto byly použity v scénáři. č. 1. Ceny energií jsou v současné době na svém historickém maximu.

Vzhledem k tomuto faktu jsou v citlivostní analýze uvažovány i záporné hodnoty růstu cen EE a ZP. Jedná se tedy o průměrný roční pokles ceny. Vzhledem k uvažované délce výpočetního období, tedy 30 let, jsem nevolil větší pokles než 4 %. Pokles cen by v dlouhodobém horizontu mohl přinést hlavně rozvoj OZE, které mají povětšinou minimální provozní náklady. Horní hranice růstu cen byla zvolena na 12%. Větší růst by pravděpodobně znamenal velké strukturální problémy pro celou ekonomiku a můžeme tedy předpokládat, že by státní orgány případně učinili určité intervence. Pro zajímavost byla zpracována i dvoudimenzionální citlivostní analýza, která uvažuje různé varianty růstu ceny EE a ZP. V tabulkách budou nicméně vyznačeny hodnoty, které odpovídají shodnému vývoji cen EE a ZP, důvodem je alespoň současná provázanost cen těchto komodit v EU. Tento fakt je způsoben tím, že plynové elektrárny se v současnosti chovají v Evropě, alespoň v části roku, jako tzv. závěrné zdroje a cen plynu tak určuje cenu EE.

6.2.3. Rozdílové NPV

Z výsledků analýzy můžeme pozorovat, že rozdílové NPV zůstává v daném rozsahu uvažovaných diskontů stále kladné. Rozdíl mezi referenčním scénářem (4 %) tím s nejmenším diskontem (-3 %) je zhruba 5,5násobný, což je velmi výrazný rozdíl. Ještě větší rozdíl můžeme pozorovat u druhého extrému (12 %), zde je rozdíl oproti referenci více než 6násobný. Při zvážení 0 % diskontu je výsledek NPV cca 3krát lepší než při referenci. Počáteční investice dosahuje u dané referenční hodnoty celkové výše 291 000 Kč, což přináší vzhledem k NPV rovnému 658 769 Kč cca dvojnásobné zhodnocení investice. U nejnižšího diskontu se dostáváme na 10násobek a u nejvyššího diskontu naopak pouze na 1/3násobek vložených prostředků.

Z analýzy vývoje cen EE a ZP můžeme pozorovat, že cena EE má razantně větší vliv na celkové NPV. To je logické a vychází to z toho, že celkové množství EE je vždy o 6000 kWh větší než množství plynu. Druhým faktorem je pak to, že konečná cena EE je vyšší než cena ZP, a proto má na NPV logicky větší vliv. Jak je možné vidět z dat, tak ani u největšího uvažovaného poklesu cen EE se nedostáváme k zápornému NPV. Rozdíl vůči referenci je však 10násobný. Oproti tomu u nejvyššího uvažovaného růstu cen EE se pohybujeme zhruba na 6násobku referenčního NPV. Poměr vložené investice vůči celkovému přínosu je pak cca 1:13.

NPV na diskontu	
Diskont	NPV
-3%	2 933 799 Kč
-2%	2 340 486 Kč
-1%	1 876 866 Kč
0%	1 512 189 Kč
1%	1 223 405 Kč
2%	993 146 Kč
3%	808 267 Kč
4%	658 769 Kč
5%	537 012 Kč
6%	437 127 Kč
7%	354 588 Kč
8%	285 883 Kč
9%	228 276 Kč
10%	179 627 Kč
11%	138 248 Kč
12%	102 808 Kč

NPV na ceně EE	
Cena EE	NPV
-4%	61 931 Kč
-3%	105 132 Kč
-2%	155 795 Kč
-1%	215 482 Kč
0%	286 114 Kč
1%	370 047 Kč
2%	470 179 Kč
3%	590 076 Kč
3.5%	658 769 Kč
4%	734 122 Kč
5%	907 719 Kč
6%	1 117 512 Kč
7%	1 371 688 Kč
8%	1 680 324 Kč
9%	2 055 822 Kč
10%	2 513 448 Kč
11%	3 071 981 Kč
12%	3 754 510 Kč

NPV na ceně ZP	
Cena ZP	NPV
-4%	550 958 Kč
-3%	558 788 Kč
-2%	567 961 Kč
-1%	578 760 Kč
0%	591 528 Kč
1%	606 689 Kč
2%	624 762 Kč
3%	646 386 Kč
3.5%	658 769 Kč
4%	672 347 Kč
5%	703 613 Kč
6%	741 374 Kč
7%	787 096 Kč
8%	842 582 Kč
9%	910 052 Kč
10%	992 238 Kč
11%	1 092 499 Kč
12%	1 214 964 Kč

Tabulka 26 - Citlivostní analýza NPV na daných parametrech - vlastní tvorba

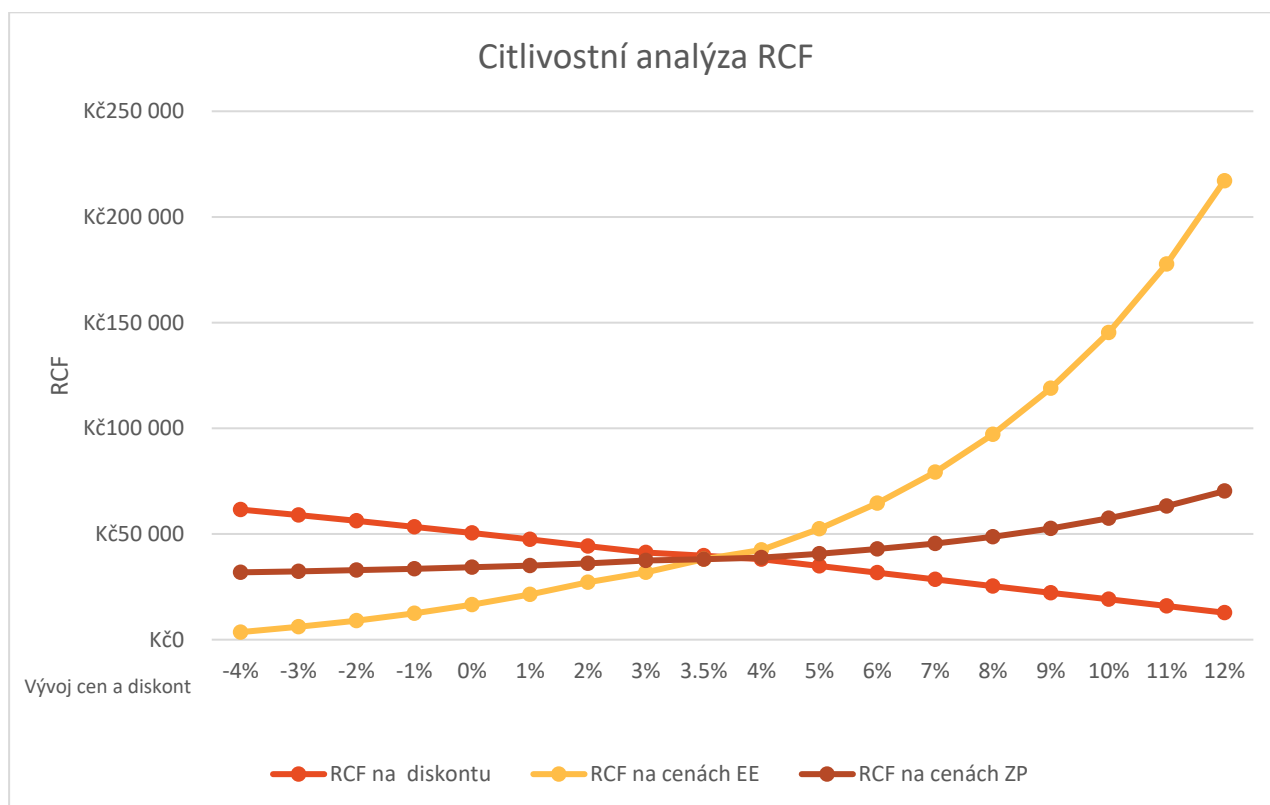
Jako poslední se věnuji dvojdimenzionální citlivostní analýze vývoje cen EE a ZP. V tabulce jsou žlutou barvou zvýrazněny hodnoty stejného vývoje cen EE a ZP. Jak bylo popsáno výše, tento vývoj je alespoň v současné době v Evropě nejvíce pravděpodobný. Červenou barvou je pak zvýrazněn referenční scénář s nárůstem cen o 3,5%. Z dat můžeme pozorovat, že s ročním nárůstem cen o 6% roce NPV zhruba o dvojnásobek a s nárůstem o 8% se jedná zhruba o 3 násobek. Oproti tomu při menším růstu cen, 2%, se NPV snížilo na 2/3 a při nulovém vývoji cen se NPV snižuje na cca 1/3. Jediné případy, kdy dochází k zápornému výsledku NPV je při současném poklesu cen EE o 4% ročně a nulovém a až záporném vývoji cen ZP.

NPV společný růst cen EE a ZP									
		EE							
		-4%	-2%	0%	2%	3.5%	6%	8%	10%
ZP	-4%	-45 880 Kč	47 984 Kč	178 303 Kč	362 368 Kč	550 958 Kč	1 009 702 Kč	1 572 513 Kč	2 405 638 Kč
	-2%	-28 877 Kč	64 987 Kč	195 306 Kč	379 372 Kč	567 961 Kč	1 026 705 Kč	1 589 516 Kč	2 422 641 Kč
	0%	-5 310 Kč	88 554 Kč	218 873 Kč	402 939 Kč	591 528 Kč	1 050 272 Kč	1 613 083 Kč	2 446 208 Kč
	2%	27 924 Kč	121 788 Kč	252 107 Kč	436 172 Kč	624 762 Kč	1 083 506 Kč	1 646 317 Kč	2 479 441 Kč
	3.5%	61 931 Kč	155 795 Kč	286 114 Kč	470 179 Kč	658 769 Kč	1 117 512 Kč	1 680 324 Kč	2 513 448 Kč
	6%	144 536 Kč	238 400 Kč	368 719 Kč	552 784 Kč	741 374 Kč	1 200 118 Kč	1 762 929 Kč	2 596 054 Kč
	8%	245 744 Kč	339 608 Kč	469 927 Kč	653 992 Kč	842 582 Kč	1 301 325 Kč	1 864 137 Kč	2 697 261 Kč
	10%	395 400 Kč	489 264 Kč	619 583 Kč	803 649 Kč	992 238 Kč	1 450 982 Kč	2 013 793 Kč	2 846 918 Kč

Tabulka 27- Dvoj dimenzionální citlivostní analýza, NPV na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba

6.2.4. Rozdílové RCF

Prvně je znovu nutné upozornit, že se jedná o rozdílové RCF. Přesněji, jde o rozdíl mezi výdajovým RCF bez pořízení FVE a výdajovým RCF s pořízením FVE. Jak můžeme pozorovat z následující dat a jak i vychází z dříve uvedené definice, tak RCF je odvozeno z NPV. Výsledky citlivostní analýzy jsou tedy velmi podobné. Prvně se zaměříme na analýzu diskontu. Referenční hodnota je cca 38 000 Kč při 4%. Pokud budeme uvažovat variantu s nejnižší hodnotou diskontu, tak se dostáváme na hladinu okolo cca 59 000 Kč. Což nečiní ani dvojnásobek referenční hodnoty. Na měsíční bázi je to pak úspora o cca 1800 Kč. Oproti tomu varianta s 12% diskontem nám přináší hodnotu cca 12 000 Kč, což je méně než 1/3 vůči referenci a pokles roční úspory z cca 3 000 Kč na zhruba 500 Kč. Nejvýraznější vliv na vývoj hodnoty RCF má stejně jako u NPV uvažovaný vývoj cen EE. Zde nám pro největší uvažovanou hodnotu poklesu ceny, -4%, vychází RCF pouze na 3 851 Kč. Což činí téměř přesně 1/10 referenčního RCF. Oproti tomu při uvažovaném ročním růstu cen EE o 12% se dostáváme na hodnotu 217 124 Kč, což je vůči referenci cca 5,7 násobek. Cena ZP má znovu nejmenší vliv na hodnotu RCF. Pro nejmenší hodnotu -4% se nám RCF mění z cca 38 000 Kč u referenci na 31 862 Kč. Největší uvažovaný růst cen ZP, 12%, nám zvedne hodnotu RCF k cca 70 000 Kč.



Graf 20 - Citlivostní analýza RCF, Scénář č.2 - vlastní tvorba

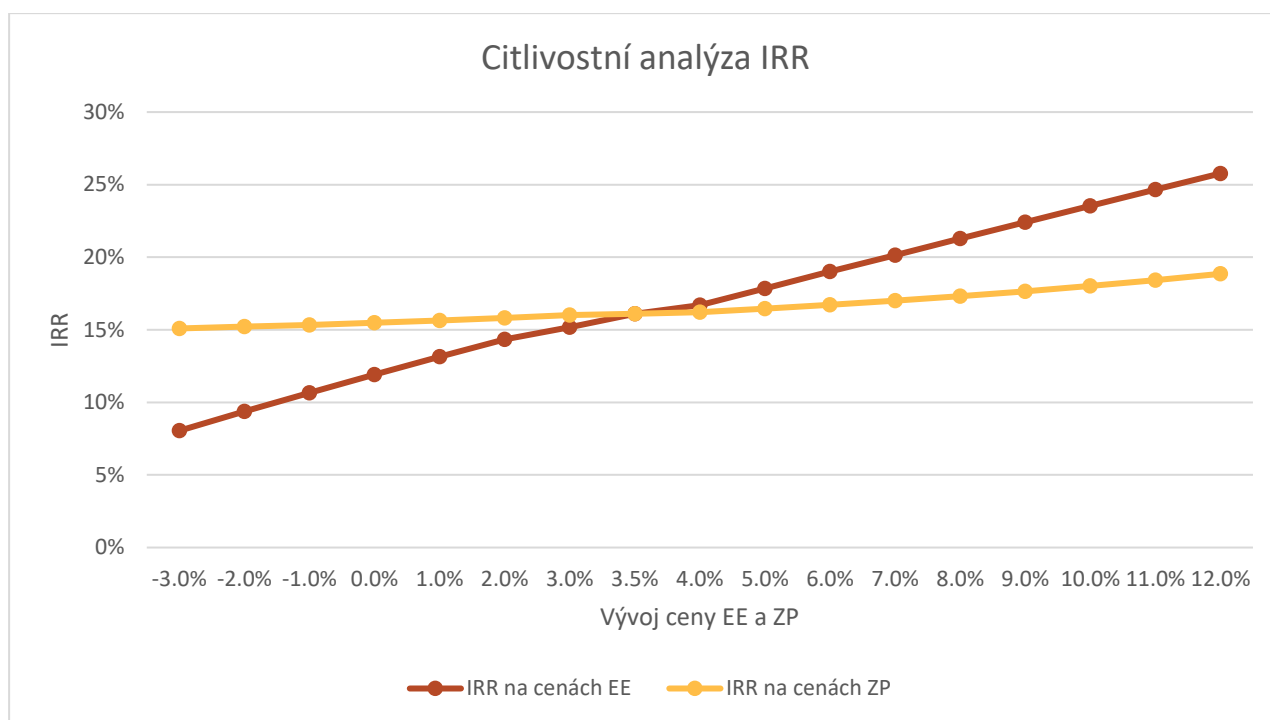
Jak můžeme vidět z dvojrozměrné citlivostní analýzy, tak výsledky jsou, co se týče záporných hodnot, shodné s NPV. Negativní rozdílové RCF získáváme pouze při kombinaci poklesu cen EE o 4% ročně a vzájemné stagnaci nebo poklesu cen ZP. Pokud by se cena ZP i EE snižovala průměrným tempem 2% ročně, tak bychom u ukazatele RCF dosahovali výsledku cca 3 700 Kč, což tvoří zhruba 1/10 oproti referenci. Při nezměněném stavu, 0%, dosahujeme hodnoty 12 657 Kč, což tvoří zhruba 1/3 vůči referenci. Oproti tomu 12% nárůst jak ZP, tak EE nám dává hodnotu 164 638 Kč, což je vůči referenci zhruba 4 násobný nárůst.

RCF společný růst cen EE a ZP									
	EE								
		-4%	-2%	0%	2%	3.5%	6%	8%	10%
ZP	-4%	-2 653 Kč	2 775 Kč	10 311 Kč	20 956 Kč	31 862 Kč	58 391 Kč	90 939 Kč	139 118 Kč
	-2%	-1 670 Kč	3 758 Kč	11 295 Kč	21 939 Kč	32 845 Kč	59 374 Kč	91 922 Kč	140 102 Kč
	0%	-307 Kč	5 121 Kč	12 657 Kč	23 302 Kč	34 208 Kč	60 737 Kč	93 285 Kč	141 464 Kč
	2%	1 615 Kč	7 043 Kč	14 579 Kč	25 224 Kč	36 130 Kč	62 659 Kč	95 207 Kč	143 386 Kč
	3.5%	3 581 Kč	9 010 Kč	16 546 Kč	27 191 Kč	38 097 Kč	64 626 Kč	97 173 Kč	145 353 Kč
	6%	8 359 Kč	13 787 Kč	21 323 Kč	31 968 Kč	42 874 Kč	69 403 Kč	101 950 Kč	150 130 Kč
	8%	14 211 Kč	19 640 Kč	27 176 Kč	37 820 Kč	48 727 Kč	75 256 Kč	107 803 Kč	155 983 Kč
	10%	22 866 Kč	28 294 Kč	35 831 Kč	46 475 Kč	57 381 Kč	83 910 Kč	116 458 Kč	164 638 Kč

Tabulka 28 - Dvojdímenzionální citlivostní analýza, RCF na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba

6.2.5. IRR

Vzhledem k definici IRR není možné provést citlivostní analýzu na diskont. Byly tedy provedeny pouze analýzy na vývoj cen EE a ZP. Jak můžeme pozorovat z tabulky, tak i při poklesu cen EE 4% se stále držíme na hladině 6,7%, což je větší, než uvažovaný diskont 4%. Z tohoto důvodu bychom tuto investici dané domácnosti stále doporučili. Referenční výnos kolem 16% představuje dle mého názoru velmi dobrou hodnotu, vzhledem k tomu, že se jedná v podstatě o málo rizikovou investici. Pokud by cena stagnovala, tak zůstáváme stále na hodnotě 11,9%. Uvažujeme-li výrazný nárůst cen EE, tak se při maximální uvažované hodnotě, 12%, dostáváme nad hranici 25%. Pokud se podíváme na závislost IRR na vývoji cen ZP, můžeme znovu pozorovat, že tento faktor nemá tak zásadní vliv jako vývoj cen EE. Pokles cen o 4% nám vůči referenci ubírá pouze cca 1%. Roční nárůst o 12% by nám vzhledem k referenci polepšil o cca 3%. Podíváme-li se na dvoudímenzionální analýzu, tak si můžeme všimnout, že záporná hodnota IRR se vyskytuje pouze u současného poklesu cen EE i ZP o 4% ročně. Pod referenční hodnotu diskontu se pak dostáváme ve variantách, kde dochází k poklesu cen EE o 4% a zároveň cena ZP stagnuje nebo klesá. Zbylé varianty je možné přehledně sledovat v tabulce č.30. Žlutě zvýrazněné jsou varianty shodného vývoje cen EE a ZP, červeně pak referenční hodnota.



Graf 21- Citlivostní analýza IRR, Scénář č.2 - vlastní tvorba

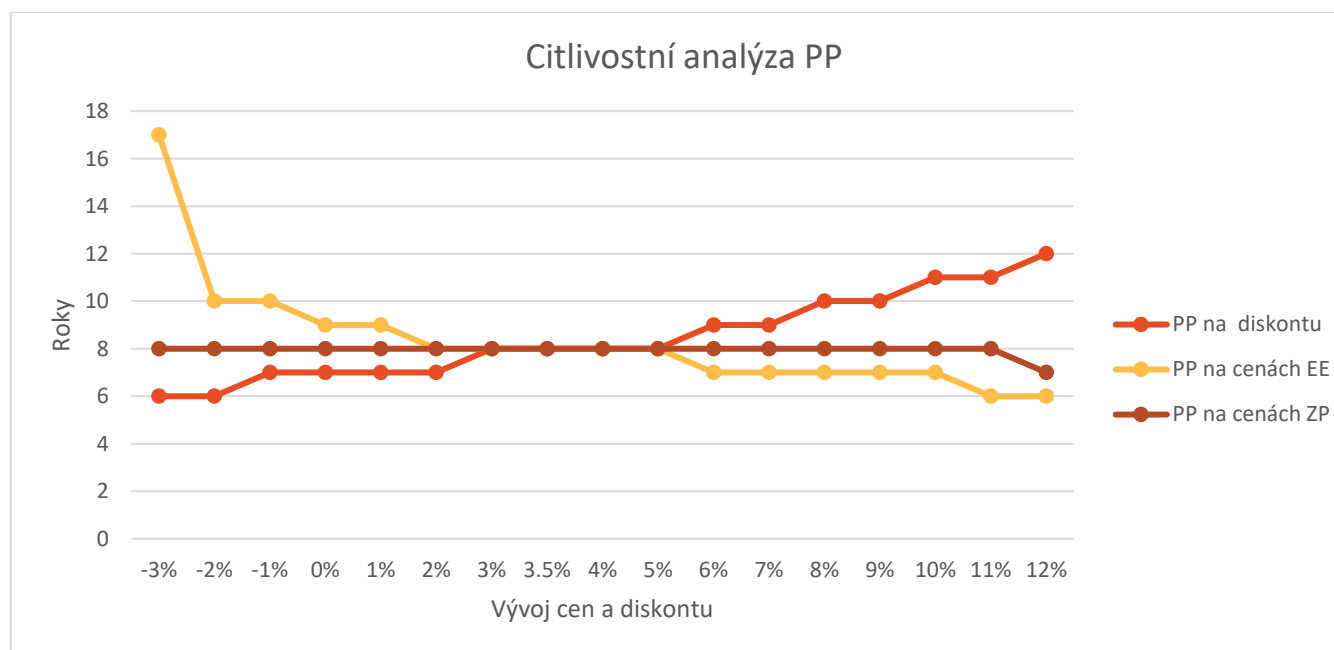
IRR společný růst cen EE a ZP									
	EE								
	-4%	-2%	0%	2%	3.5%	6%	8%	10%	
ZP	-4%	-0.9%	6.3%	10.0%	13.0%	15.0%	18.2%	20.6%	23.0%
	-2%	1.7%	7.0%	10.4%	13.2%	15.2%	18.3%	20.7%	23.1%
	0%	3.7%	7.7%	10.8%	13.6%	15.5%	18.5%	20.9%	23.2%
	2%	5.4%	8.6%	11.4%	14.0%	15.8%	18.8%	21.1%	23.4%
	3.5%	6.7%	9.4%	11.9%	14.3%	16.1%	19.0%	21.3%	23.5%
	6%	8.7%	10.8%	12.9%	15.1%	16.7%	19.4%	21.6%	23.8%
	8%	10.4%	12.0%	13.9%	15.8%	17.3%	19.9%	22.0%	24.1%
	10%	12.0%	13.4%	15.0%	16.7%	18.0%	20.4%	22.4%	24.5%

Tabulka 29 - Dvojdímenzionální citlivostní analýza, IRR na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba

6.2.6. PP

Posledním ekonomickým faktorem, na který jsem se v rámci citlivostní analýzy zaměřil byla diskontovaná doba návratnosti. Prostá doba návratnosti počítaná nebyla, dle teorie by dosahovala lepších hodnot než návratnost diskontovaná. Výsledky je znovu možné pozorovat na následujícím grafu a tabulkách. Referenční doba návratnosti je 8let. Hodnoty PP jsou určovány s přesností na celé roky, model počítá s hotovostními toky v daných letech, a proto není možné dostat data s větším rozlišením. Co se týče diskontu, tak zde nám pro záporné hodnoty diskontu vychází snížení doby návratnosti na 6let, což je snížení oproti referenci o 2 roky. Oproti tomu zvýšení diskontu na hladinu 12% by prodloužilo PP shodně o 2 roky vzhledem k referenci. Největší vliv má jak již je zvykem vývoj cen EE. Hlavně se zde projevuje negativní dopad případného zlevňování elektřiny. V tom případně se PP může prodloužit až k 19 rokům u varianty 4% ročního poklesu cen

EE. Zde je možné pozorovat výrazný skok mezi hodnotou -2% a -3%, důvodem je, že při ročním poklesu větším než 3% dochází k tomu, že hodnota reinvestice v 15. roce nám znovu překlopí kumulativní diskontované CF do záporných hodnot. Tím pádem dochází fakticky ke konečné návratnosti až později. Oproti tomu i případné zdražování o 12% ročně přinese urychlení návratnosti jen o 2 roky vůči referenci. Cena ZP v podstatě nemá vliv na dobu návratnosti. Zajímavou skutečnost můžeme pozorovat ve dvoudimenzionální analýze, zde vidíme že znovu při stejných hodnotách poklesu cen EE a ZP dochází k tomu, že NPV je záporné a tím pádem je doba návratnosti větší než uvažovaná doba života investice a není možné v takovémto případě domácnosti doporučit investici do FVE.



Graf 22 - Citlivostní analýza PP, Scénář č.2 - vlastní tvorba

PP společný růst cen EE a ZP									
	EE								
		-4%	-2%	0%	2%	3.5%	6%	8%	10%
ZP	-4%	30	19	10	9	8	8	7	7
	-2%	30	18	10	9	8	8	7	7
	0%	30	17	9	9	8	7	7	7
	2%	21	16	9	9	8	7	7	7
	3.5%	19	10	9	8	8	7	7	7
	6%	17	10	9	8	8	7	7	7
	8%	10	9	9	8	8	7	7	6
	10%	10	9	9	8	8	7	7	6

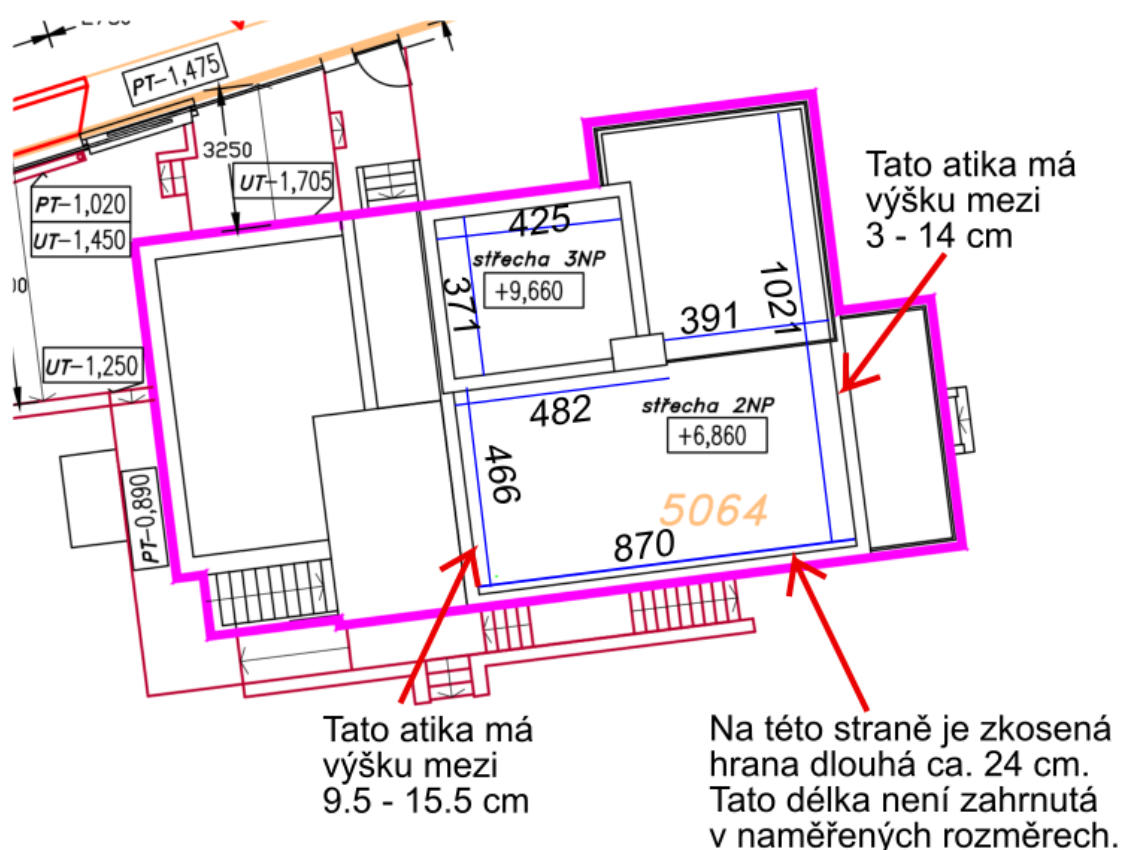
Tabulka 30 - Dvoudimenzionální citlivostní analýza, PP na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba

7. Návrh technického řešení FVE pro vybraný rodinný dům

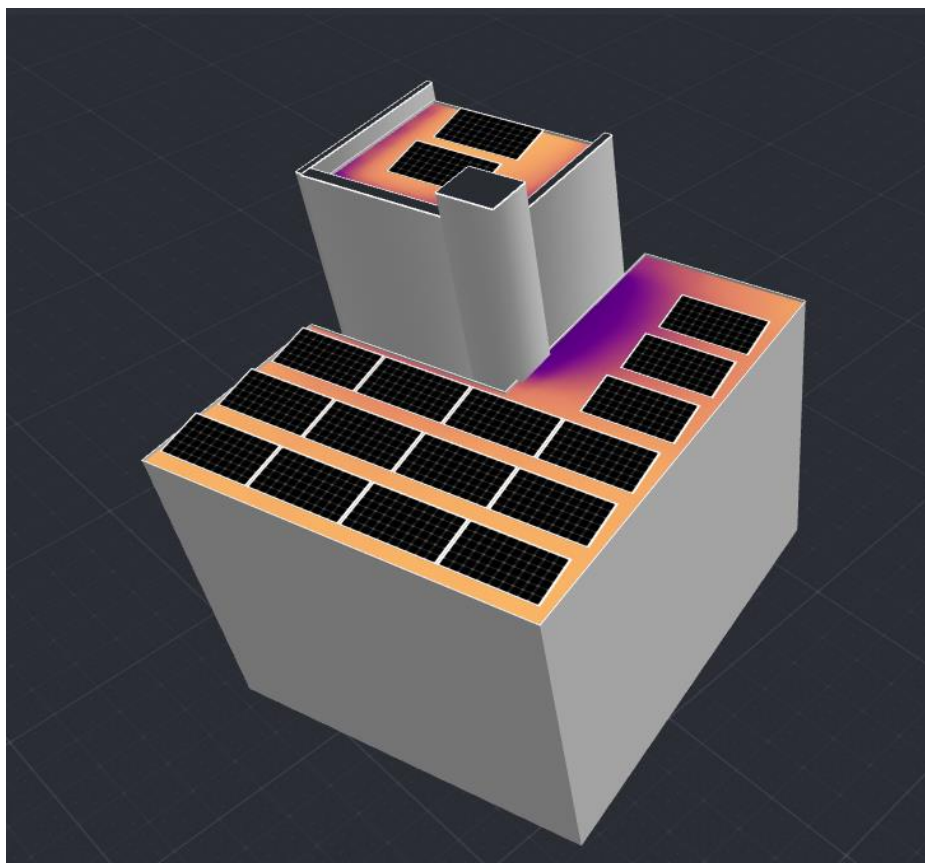
7.1. Popis technických parametrů daného RD

Jak již bylo zmíněno dříve, jedná se o dům na adrese Jihovýchodní IV 966/10, 104 00 Praha 4 – Chodov. Bylo provedeno měření přesných rozměrů střechy a tyto poté byly zaneseny do katastrální mapy. Rozměry domu byly dále použity v modelovacím softwaru SolarEdge Designer. Zde byl vytvořen 3D model, reflektující reálné zastínění panelů.

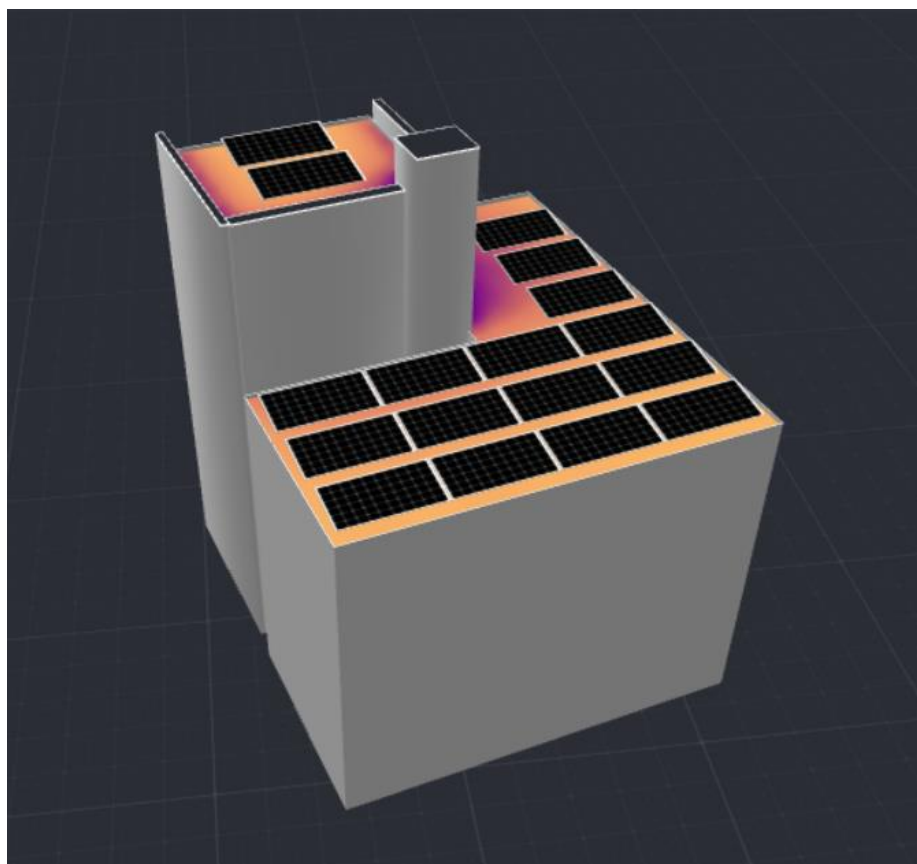
V daném domě je realizovaná síť typu TN-S. Dům je připojen na hladinu NN společnosti PRE Distribuce, a.s. přívodním kabelem 4x16mm². Parametry soustavy jsou 50Hz a 400/230V. Hodnota hlavního jističe je 3x25A, charakteristika B. Dle zkušeností domácnosti, tento jistič dostává i když dle vyjádření domácnosti dochází často k soudobému provozu spotřebičů s větším příkonem. Toto bude pravděpodobně způsobeno charakteristikou jističe, typ B, který nevybavuje tak rychle při překročení dané hodnoty proudu. Přívodní kabel je veden do sklepa, zde je také umístěn HDR, v něm je jištěna spotřeba původního domu. Odtud je pak veden druhý kabel do podružného rozvaděče v přístavbě.



Obrázek 5 - Katastrální mapa půdorysu s rozměry

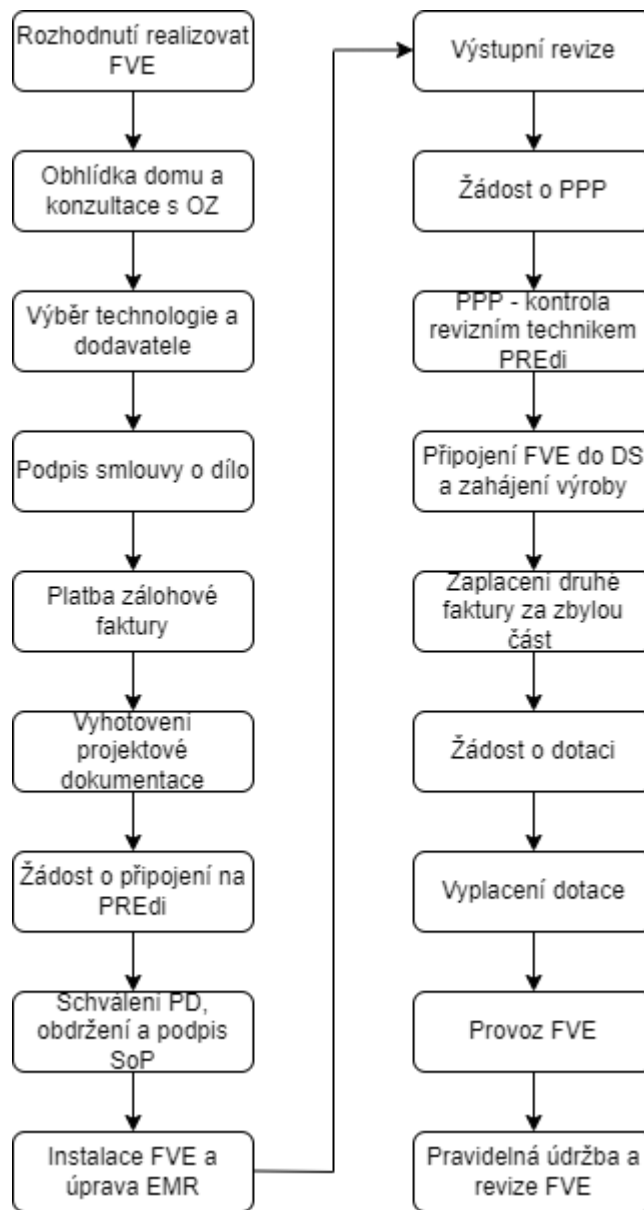


Obrázek 6 - 3D vizualizace s ukázkou zastínění - JV pohled - vlastní tvorba



Obrázek 7 - 3D vizualizace s ukázkou zastínění - JZ pohled - vlastní tvorba

7.2. Časový průběh projektu



Obrázek 8 - Procesní diagram průběhu realizace FVE

7.3. Žádost u PRE Distribuce, a.s.

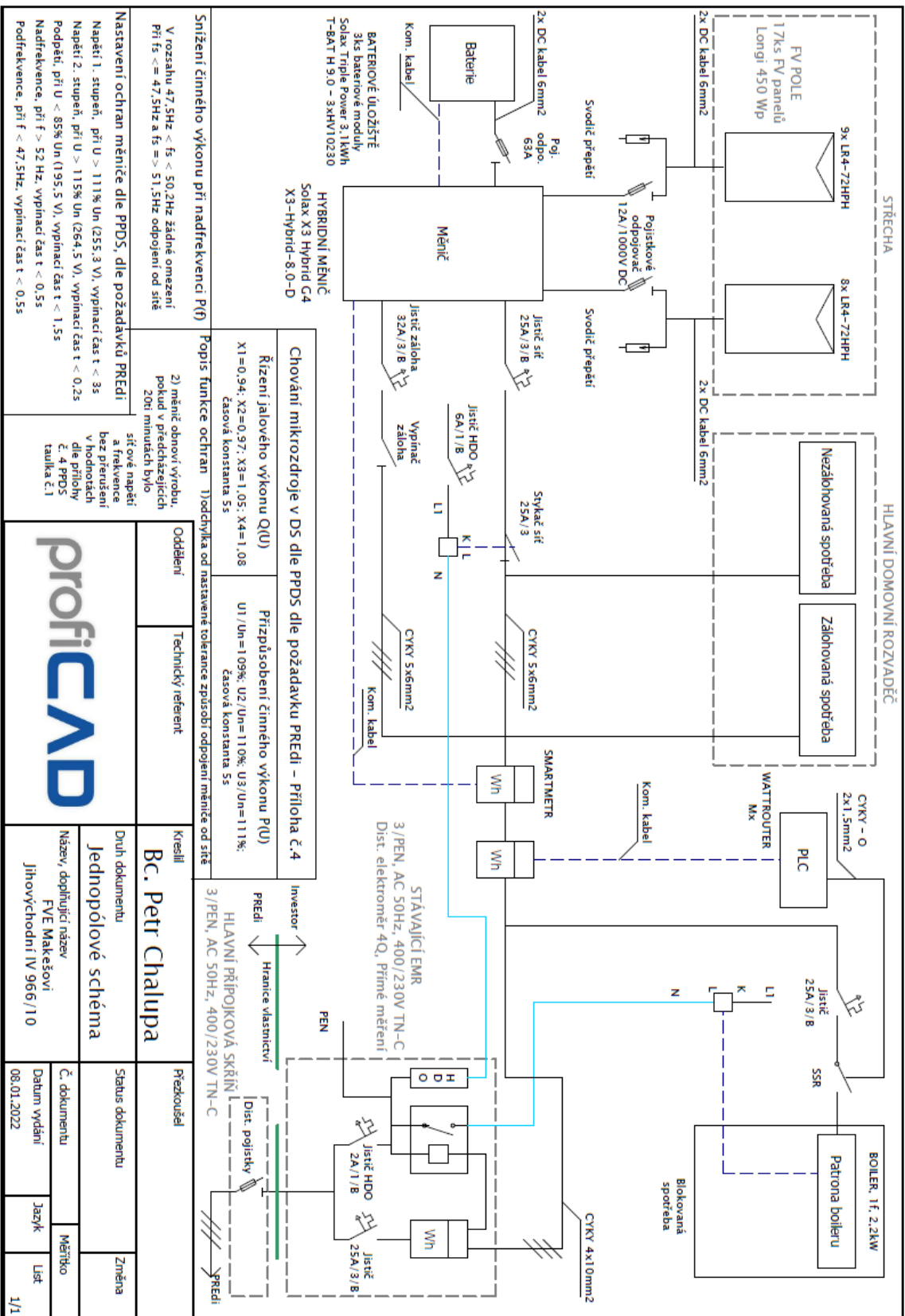
Společnost PRE Distribuce, a.s. nevyžaduje při žádosti o připojení FVE do sítě v režimu mikrozdroje projektovou dokumentaci v takovém rozsahu jako např. ČEZ Distribuce, a.s. Budou tedy popsány dokumenty, které je nutné přiložit k žádosti a nebude vyhotovena technická zpráva, jelikož ta není u PREdi nutná.

Před započatím výstavby FVE musí daná realizační firma zažádat o připojení zdroje do distribuční sítě. Malé FVE na RD s výkonem do 10kWp se většinou připojují v režimu mikrozdroje. Pokud se nejedná o zjednodušené připojení, tak jsou i povoleny přebytky do DS. U daného RD se bude jednat právě o tento typ připojení, a proto se budeme dále věnovat právě tomuto. Jako první krok je nutné vyplnit daný formulář - *Žádost* –

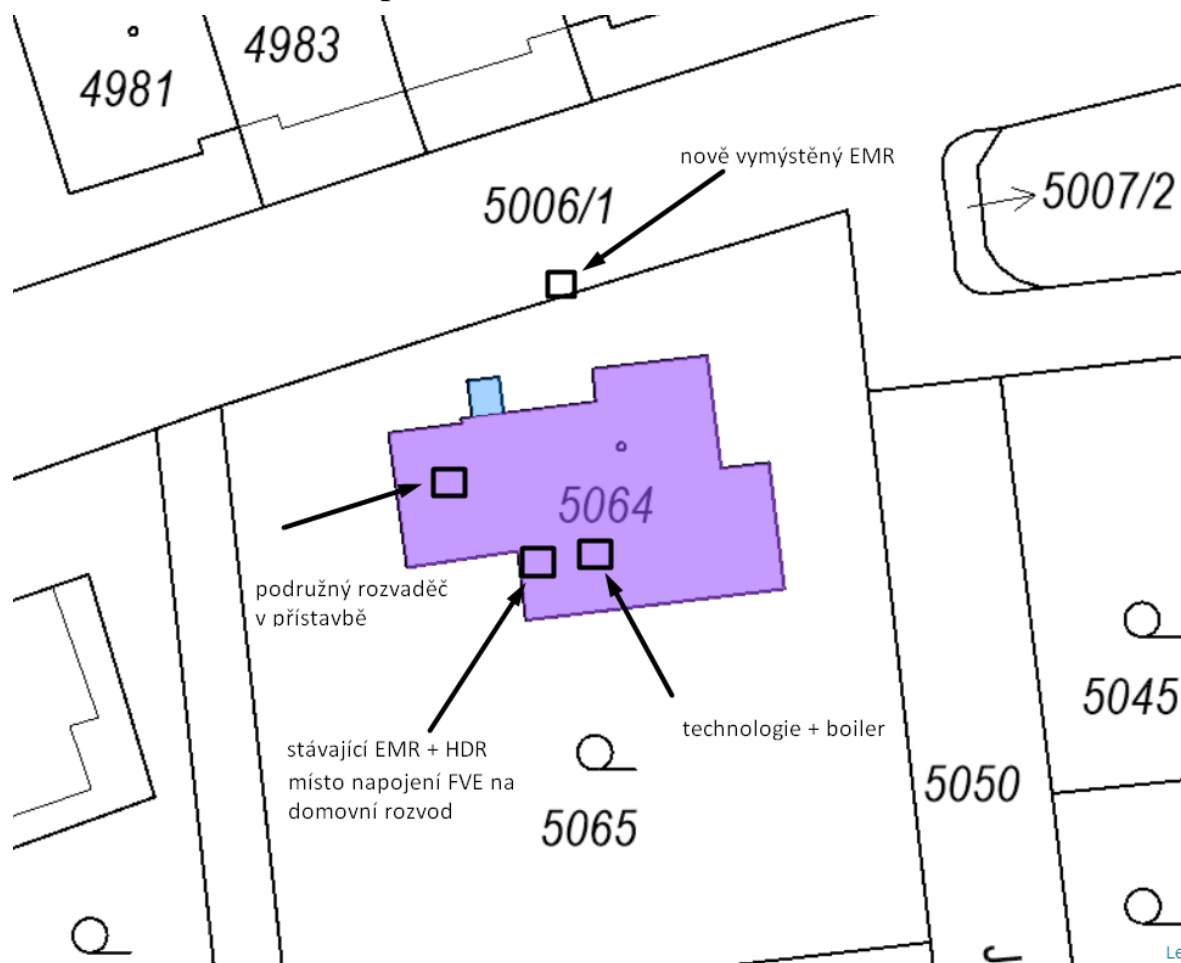
připojení výroby k distribuční síti. [47] Spolu s ní je také nutné připojit tzv. jednopólové schéma - SLD. Jedná se o základní elektrické schéma zapojení. Je zde naznačeno propojení FVE s DS. Dále je zde uvedeno, jak se FVE bude chovat vzhledem k DS (*Dokument výrobního modulu A1* [48]) respektive jaké ochrany musí být nastaveny, aby FVE nemohla negativně ovlivňovat chod a parametry DS. A také dle přílohy č. 4 PPDS. [49] Tyto údaje jsou také vyplněny na tzv. *Protokolu o nastavení ochran*. Posledním dokumentem, který je nutné přiložit, je *Zákres na katastrální mapě*. Zde je nutné vyznačit parcelu a k ní příslušný RD, vyžaduje se také zákres umístění předávacího místa, tedy EMR. Vizualizace by měl také obsahovat zakreslení místa napojení FVE na domovní vedení. Po správném vyplnění a zaslání všech dokumentů, pošle PREDi dané domácnosti tzv. Smlouvu o připojení – SoP. Poté investor smlouvu podepíše a zašle zpět na PREDi. Následuje kladné stanovisko a možnost instalace FVE.

Po dokončení stavby FVE je nutné provést výstupní revizi, tuto povětšinou zajišťuje instalační firma. Jakmile je realizace dokončena, tak je možné požádat PREDi o tzv. První paralelní připojení – PPP. Jedná se v podstatě o kontrolu správnosti zapojení pracovníkem PREDi. Ten má 30 dní na to, aby se dostavil na danou nemovitost a provedl zkoušku. Pokud daný revizní technik neshledá žádné závažné nedostatky, tak vyhotoví protokol z PPP. Poté PREDi zašle kladné stanovisko k připojení do DS a je možné FVE spustit.

7.3.1. Jednopolové schéma



7.3.2. Katastrální mapa



Obrázek 9- Zákres způsobu připojení výroby na síť NN - vlastní tvorba

7.3.3. Požadavky na EMR

Každá distribuční společnost má jiné nároky na provedení a umístění EMR. PŘEdi je ve svých požadavcích nejpřísnější z tří distribučních společností. Požadavky na EMR se řídí podnikovou normou PŘEdi (PN PRE MM 501 „Technické podmínky připojení část A – Obchodní měření“) a také PPDS. [50][51] Dle těch je nutné mít rozvaděč požadovaných minimálních rozměrů, což může být často problém. V posledních pár letech se často používal rozvaděč od společnosti DCK Holubkova o šířce 410 mm. Dle PN je nutné mít minimální šířku 420 mm, tedy o jeden centimetr více. EMR jsou často zasazené do obvodové zdi, aby bylo možné umístit nový rozvaděč, tak je nutné provést v hodně případech i dodatečné zednické práce. Dalším požadavkem je, aby EMR obsahoval dva kříže, jeden pro osazení elektroměru a druhý pro osazení přijímače HDO. V posledních letech byly často osazovány elektroměry, které mají přijímač HDO přímo integrovaný v elektroměru. Toto u OM, kde bude připojena FVE není povoleno. Signál HDO je v území PŘEdi nutné vést výhradně fyzickým kabelem, bezdrátové moduly nejsou povoleny. Pokud tedy není veden kabel mezi EMR a HDR, je nutné provést výkopové práce a natáhnout daný kabel. Dalším případem, který není povolen, je EMR „za krytem“, jedná se o starší rozvaděče, které byly kryty plechem s průhledným okýnkem pro možnosti odečtu. Posledním požadavkem je, aby EMR byl umístěn na hraně pozemku,

přesná formulace v PPDS je „na veřejně trvale přístupném místě“, tedy aby bylo možné se k EMR dostat z ulice. U ostatních dvou distribučních společností, ČEZ Distribuce, a.s. a E.GD, a.s., jsou požadavky na EMR o dost mírnější. Výše uvedené požadavky na EMR znamenají často v celku výrazný vícenáklad, který by u jiné distribuční společnosti nemusel nastat. Dle mé praxe se náklady spojené s úpravou EMR nejčastěji pohybují kolem 20 000 – 50 000 Kč. Dané práce může také provádět pouze firma, která je certifikovaná společností PREDi. Toto je další rozdíl oproti ostatním dvěma distribučním územím, kde může úpravy provádět kdokoli s danou certifikací dle Vyhláška č. 50/1978 Sb. Stejně tak nemá ČEZ Distribuce, a.s. ani E.GD, a.s. žádné podnikové normy. U daného RD se EMR nachází ve sklepním prostoru a je v provedení „za plechem“. Toto není dle PN a PPDS přijatelné, a proto musí dojít k vymístění EMR na hranu pozemku a bude pořízen nový rozvaděč, který bude splňovat PN. Vícenáklad byl v ekonomické kalkulaci započítán a byl určen na 20 000 Kč.

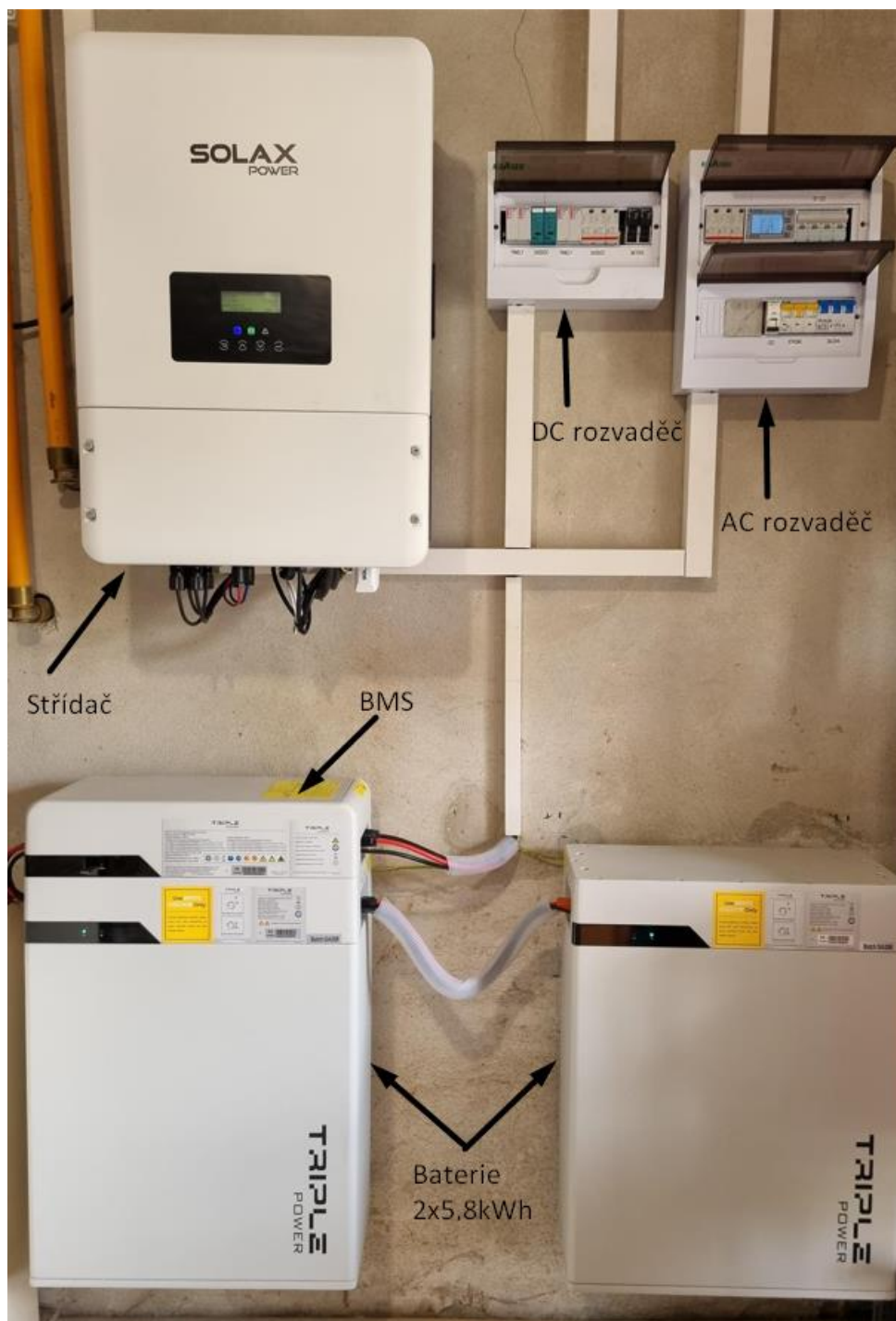
7.4. Popis technického návrhu systému

7.4.1. Výběr optimální technologie

Jak bylo popsáno dříve, na daný RD byla zvolena technologie od firmy Solax. Důvodem bylo doporučení od 2 českých velkoobchodů, které prováděly testování hybridních asymetrických měničů. Panely byly uvažovány od firmy Longi, jelikož je realizační firma měla v době návrhu FVE k dispozici. Longi je jeden z největších výrobců panelů na světě, což by mělo zaručit dobrou kvalitu produktu a případné rychlé jednání v případě jakýchkoli reklamací. Regulátor TUV byl zvolen podle dostupnosti jednotlivých výrobců v době návrhu FVE a jedná se o produkt GreenBono. Montážní systém byl zvolen také na základě informací od realizační firmy, ta prý pro daný typ střech (plochá střecha) dodává systémy od firmy Renusol. Kabeláž a ostatní drobný elektroinstalační materiál je volen dle mého uvážení, dle vyjádření montážní firmy se dopředu nedá přesně určit, jaké produkty budou nakoupeny. Jak je možné pozorovat na 3D modelu, tak u určitých panelů by mohlo hrozit riziko zastínění v určitých částech dne. Vzhledem k tomu bylo pro jistotu přistoupeno k osazení daných panelů výkonovými optimizéry. Jedná se o dva kusy panelů na 3. NP a o 3 panely umístěné na zadní části 2. NP. Byly použity optimizéry od společnosti TIGO. Přehledné shrnutí hlavních komponent je v následující tabulce. Odkazy na datasheety k hlavním komponentám jsou přiloženy jako zdroje.

Seznam použitých technologií		
Použité panely	Longi LR4-72HPH-450M	17 ks
Celkový výkon	7.65	kWp
Použitý střídač	SOLAX HYBRID X3-8.0D	1ks
Výkon střídače	8	kW
Použitá baterie	Solax Triple Power 3.1 kWh	3 ks
Kapacita baterie	9.3	kWh
Použitý regulátor	WattRouter ECO	1ks
Optimizéry	TIGO TS4-A-O	5ks

Obrázek 10 - Výpis použitých komponent - vlastní tvorba



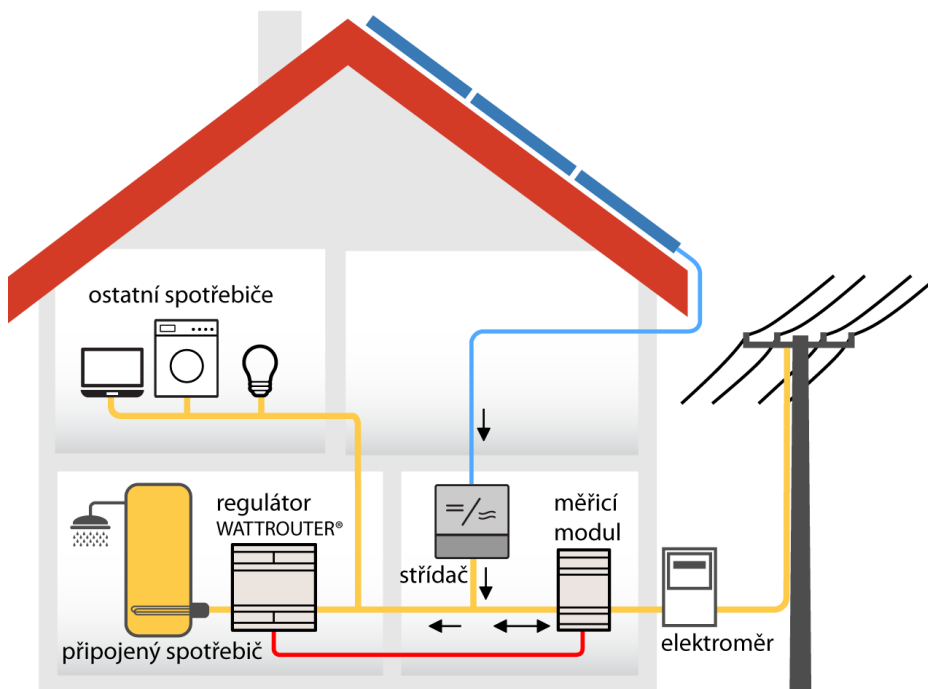
Obrázek 11 - Foto z reálné instalace, systém Solax - vlastní tvorba

7.4.2. Kabeláž a propojení

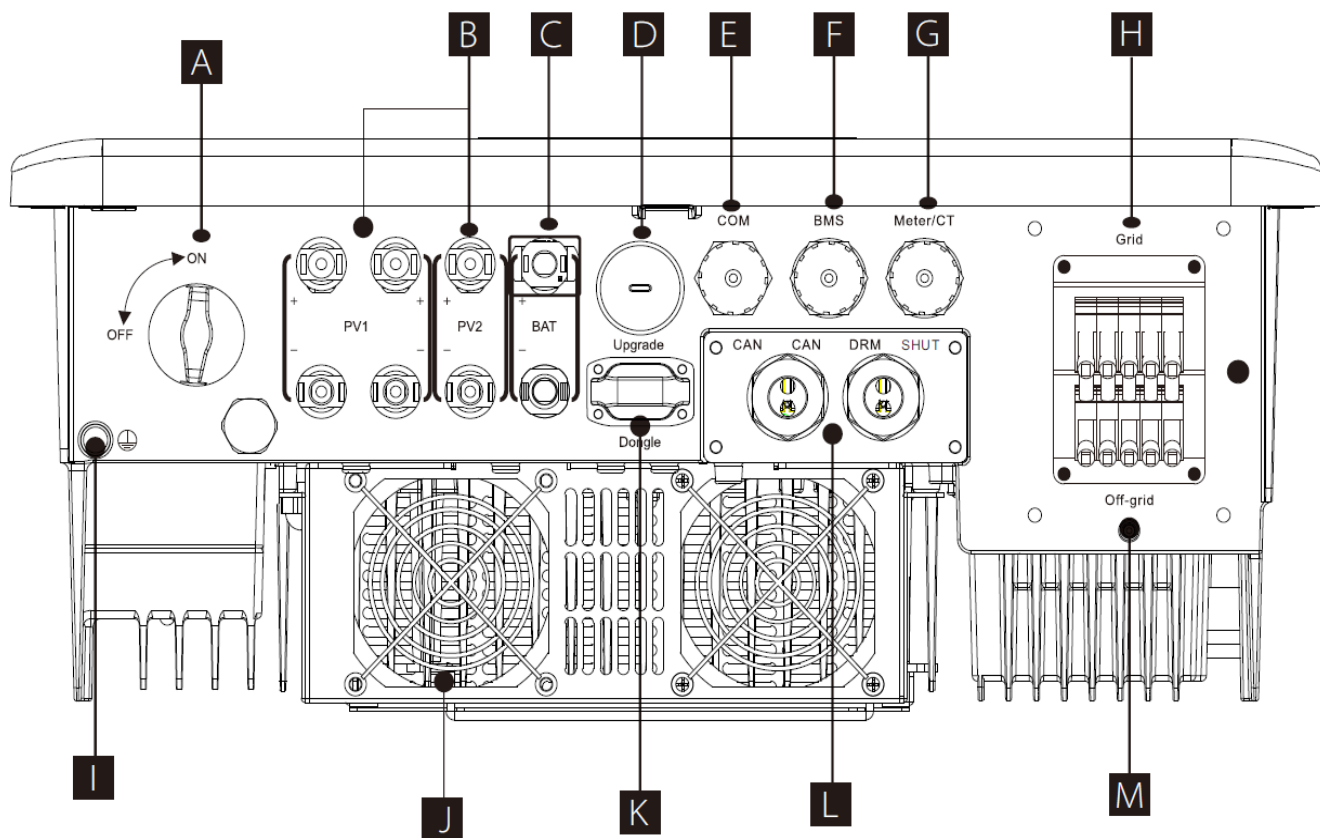
Při návrhu FVE je nutné uvažovat více kabelových tras. Nejprve zde máme DC vedení od panelů k měniči. Dále následuje AC vedení od měniče k FVR. V případě, že není zavedeno do domu HDO, tak se musí řešit i tato kabelová tras. V neposlední řadě při použitém měniči je nutné provést přímé měření na přívodním kabelu, tedy před vstupem do HDR. Pokud by byl realizován back up, tak zde máme ještě druhé vedení od měniče k HDR. Poté jsou kabelové spoje přímo v FVR a mezi měničem a bateriemi. Postupně bude rozebrána každá z těchto kabelových cest.

Začneme s DC kabeláží, ta bude svedena ze střechy po fasádě dolů k hranici terénu a poté bude následovat průraz do sklepa. Tam se již nachází místo, kde bude umístěna technologie – měnič. Délka kabelové trasy byla odhadnuta na 25m. Vzhledem k faktům, popsaným v podkapitole zabývající se měničem, bude uvažováno rozdělní DC vedení na dva stringy. Ve stejnosměrném obvodu byl uvažován jednožilový solární kabel s průřezem 6mm². Tento by měl vyhovovat všem podmínkám vycházejícím z normy ČSN 33 2000, přesněji části zabývající se dimenzováním vodičů. S ohledem na uvažovaný systém byl proveden i propočít s 4mm² kabelem, ten by představoval vzhledem k menšímu průřezu větší odpor, který by při dané délce vedení a materiálu (měď) představoval zvýšené ztráty oproti 6mm² kabelu. Rozdíl v pořizovací ceně je cca 250Kč, proto bych doporučil kabeláž s 6mm². Kabel bude uložen v chráničce a ve vnitřní části poté ještě veden v liště. Kabely budou zakončeny konektory MC4.

AC kabeláž je počítáno s CYKY-J 5×6mm². Byla ověřena výpočtem vhodnost pro danou instalaci. Uvažované výpočtové proudy nepřekročí maximální meze uvedené v normách. Bylo uvažováno s uložením vedení typu C. Údaje potřebné pro výpočet maximálního provozního proudu byly zjištěny z DS střídače. Pro potřeby správné funkce systému je nutné provádět měření na přívodním kabelu hned při vstupu do objektu. Díky tomu je možné detekovat hodnoty tzv. přetoků. Ty se pak využívají jednak pro nabíjení baterie, druhak, pokud je již baterie nabitá, tak je možné pomocí přetoků nahřívat TUV. První uvedené zajišťuje střídač a jeho měřící prvek, druhou pak zajišťuje střídač ve spolupráci s regulátorem TUV, v našem případě GreenBonO nebo WattRouter. Na obr. 17 jsou naznačeny MTP, k systémům Solax však daný distributor v ČR dodává realizační firmě měřící modul od Eastronu, který je konstruován na přímé měření. Z toho důvodu je nutné provést přerušení hlavního přívodu v HDR, odtud dotáhnout přívodní kabel nejdříve do FVR, kde je na něj napojen měřící modul Eastron a napojena FVE, následně je přívodní kabel znovu přiveden zpět do HDR. Tímto způsobem je proveden silový propoj mezi HDR a FVR. Pokud je u daného systému instalován back up, tak ten je realizován ještě jedním separátním kabelem mezi FVR a HDR. [52-56]



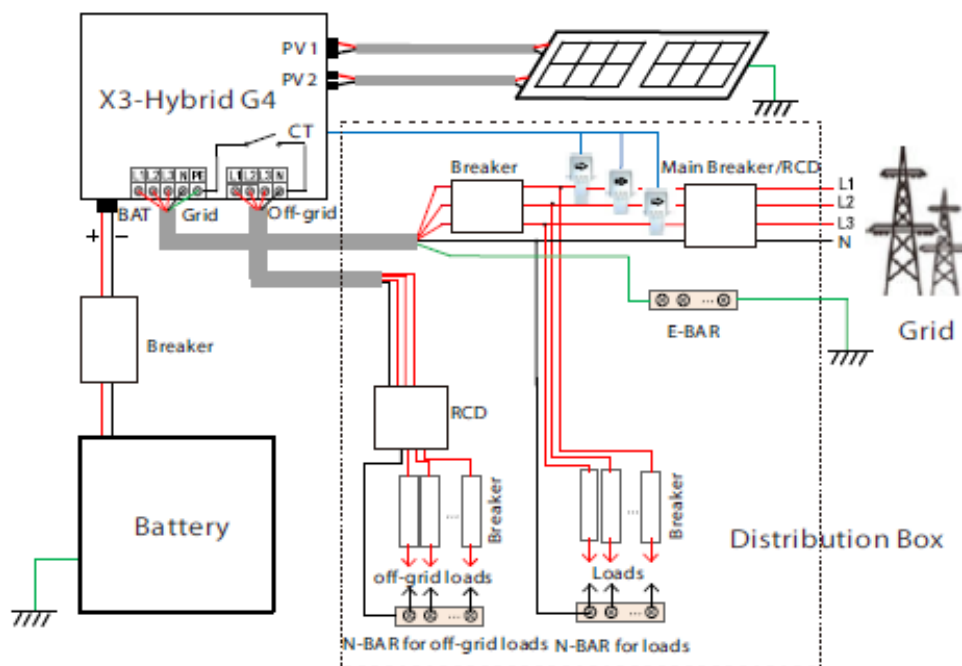
Obrázek 12 -Schématické zapojení WattRouteru ECO - [57]



Obrázek 13 - Vstupy a výstupy měniče Solax X3 Hybrid 8.0D G4 - [58]

Object	Description
A	DC switch
B	PV connection port
C	Battery connection port
D	USB port for upgrading
E	Ethernet port
F	Battery communication
G	Meter/CT Port
H	Grid connection port
I	Ground connection port
J	Fans(only for X3-Hybrid-12.0-D/M and X3-Hybrid-15.0-D/M)
K	External monitoring connection port
L	CAN are reserved ports / SHUT is a reserved port/ DRM Port(only for Australia)
M	Off-grid Output(main load connection port)

Obrázek 14 – Popis vstupů a výstupů měniče Solax X3 Hybrid 8.0D G4 - [58]

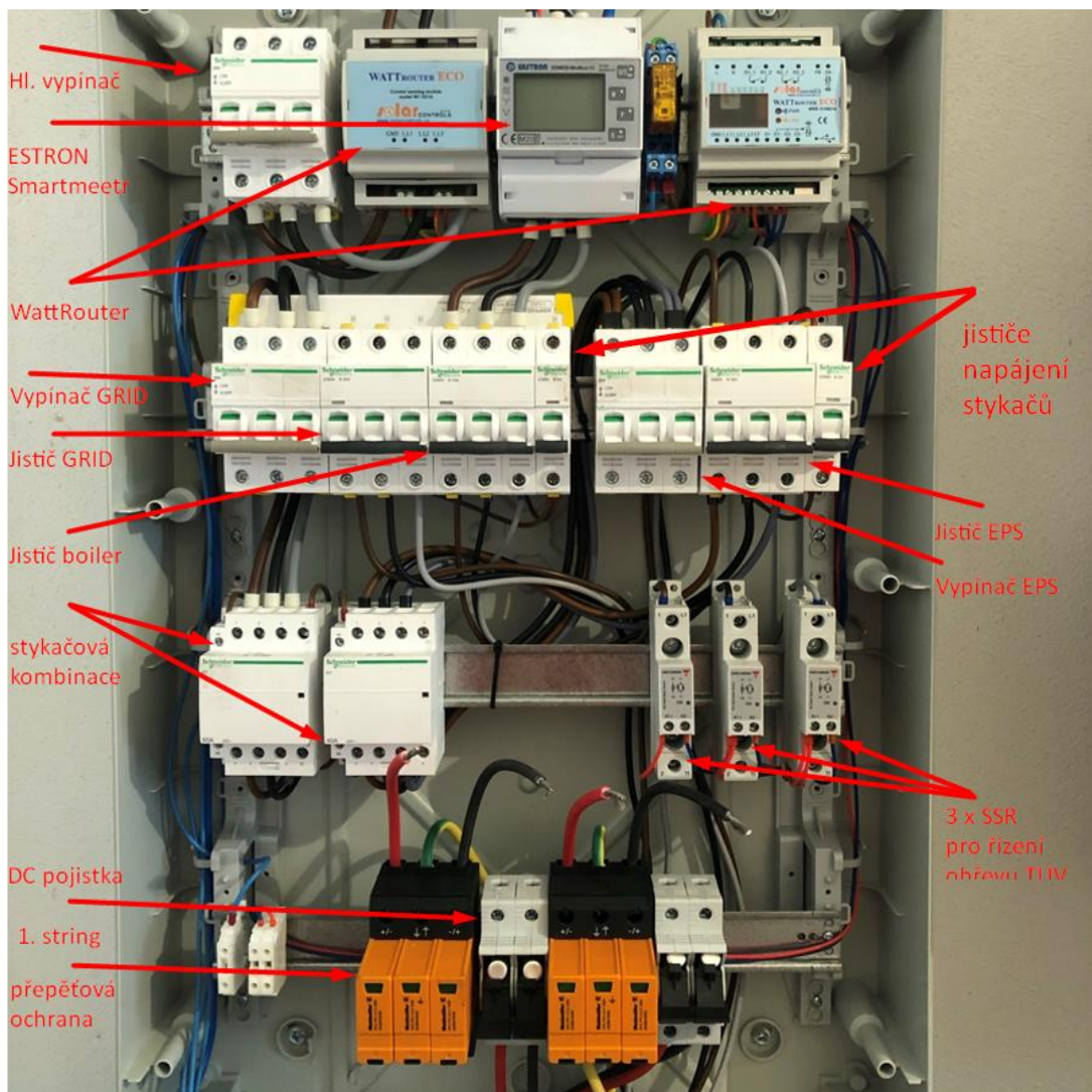


Obrázek 15 - Schéma zapojení FVE pro měnič Solax X3 Hybrid 8.0D G4 - [58]

Ohledně kabelu pro signál HDO pro krizové řízení výkonu FVE a pro signalizaci NT a VT postačí kabel CYKY-J $3 \times 1,5 \text{mm}^2$. Propojení mezi HDR a FVR by mělo být dimenzované na proud lehce nad hodnotu hlavního jističe. Vzhledem k možnému navýšení jističe v budoucnu a vzhledem k instalačnímu manuálu bych zvažil kabel CYKY-J $5 \times 10 \text{mm}^2$, jelikož se ale jedná o krátkou kabelovou cestu, tak by připadal v úvahu i výše zmiňovaný CYKY-J $5 \times 6 \text{mm}^2$. Propojení mezi baterií a měničem bude zajištěno kabeláží dodanou přímo od výrobce. Propojení veškeré kabeláže bude provedeno dle montážního manuálu od výrobce střídače, viz. strana 11 pro námi navrhovaný typ měniče. Zapojení regulátoru TUV bude také provedeno v souladu s montážním manuálem výrobce, uvažovanou zátěží bude 1f patrona s příkonem 2,2kW. Měření regulátoru TUV se zapojuje hned na vstupu do objektu, tím pádem je možné detekovat hodnotu přebytků do DS a můžeme tak provádět nahřívání TUV právě pomocí této přebytečné energie. [57][58]

7.4.3. Vybavení FVR

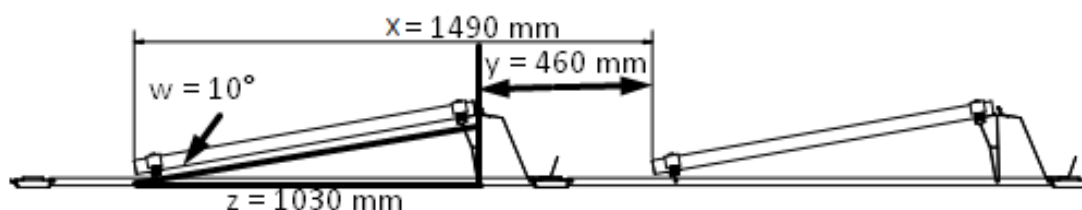
Ve FVR budeme mít prvky definované v SLD. Jelikož na daném RD ještě nedošlo k realizaci, tak není možné ukázat fotodokumentaci z dané instalace. Z tohoto důvodu jsem se rozhodl vypůjčit si fotografie z jedné již realizované FVE s podobným typem systému a v následujícím obrázku popsat jednotlivé komponenty umístěné v FVR. U daného modelového domu je v HDR vcelku dost volných pozic, bylo by tedy možné osadit měřicí modul ESTRON přímo v HDR a ne v FVR, jak je naznačeno na obrázku na následující straně. Při takovémto zapojení by se nemusela tvořit smyčka z přívodního kabelu mezi HDR a FVR. Toto řešení může být výhodné především na instalacích s dlouhou AC trasou, kde se takto docílí toho, že se tahá pouze komunikační a ne silový kabel. Některé střídače, jako např. v ČR často užívaný GoodWe umožňují dokonce bezdrátový přenos dat z měřicího modulu. V tomto případě pak není nutné vůbec propojovat HDR a FVR, za podmínky že se napojíme někde mezi HDR a EMR. Toto u určitých instalací velmi sníží nutnost stavebních zásahů v domě. Při tomto řešení však nejde použít WattRouter.



Obrázek 16 - Fotovoltaický rozvaděč pro daný měnič s vyvedeným plným back upem a 3f ohřevem TUV - vlastní tvorba

7.4.4. Montážní systém a uzemnění

Na daný typ střechy byl zvolen montážní systém od firmy Renusol, jelikož ten používá daná montážní firma. Na daný typ střechy bylo možné a nabídnuté použít systém s dvěma variantami sklonu. Přesněji 10° nebo 18°. Větší sklon by přinesl lepší celkovou roční výrobu, nicméně rozestupy mezi jednotlivými řadami by musely být větší. Výrobce poskytl také minimální doporučenou vzdálenost mezi řadami pro dané typy konstrukcí. Z daných údajů bylo nutné dle Pythagorovy věty dopočítat minimální vzdálenost mezi řadami. Poté byl proveden propočít, kolik panelů se na danou střechu s daným sklonem vejde a k tomu odpovídajíc výpočet roční výroby. Na základě této úvahy byl vybrán montážní systém se sklonem 10°. Hodnoty y a z byly dopočteny. U montáže na plochou střechu je také nutné provést zatížení celé konstrukce, aby vlivem povětrnostních podmínek nedošlo k posunutí či dokonce pádu celého systému. Zatížení se provádí pomocí tzv. balastu, jedná se většinou o betonové bloky. Považované zatížení vzhledem k typu střechy také poskytuje výrobce montážního systému. [59]



Obrázek 17 - Výpočet potřebné minimální vzdálenosti mezi jednotlivými řadami - [63] + vlastní tvorba

V druhém odstavci se budeme věnovat uzemnění systému. Na daném RD je realizovaný tyčový jímač, který je umístěn na 3. NP. Hromosvod je poté veden dolů k 2.NP, hranou mezi 3. NP a 2.NP a následně dolů po fasádě až k zemi. Vedení je uzpůsobeno, tak aby bylo co nejkratší a splňovalo požadavky, dle ČSN EN 62305. Zemní odpor soustavy by neměl přesáhnout 2 Ohm, měření provedeno nebylo a je počítáno, že soustava splňuje dané parametry a že ověření proběhlo při výstupní revizi po montáži zemnicí soustavy. Jelikož se jedná o RD, tak objekt spadá do III. třídy LPS Vzhledem k tomu, že panely budou umístěny téměř u hrany mezi 2.NP a 3. NP, tak není možné dodržení ochranné vzdálenosti s . Kovová konstrukce jednotlivých panelů bude vodivě pospojována a následně spojena s vedením hromosvodu na 2. NP. DC vedení je chráněno pomocí přepětových ochran, ty jsou umístěny na každém stringu. [60][61][62]

7.5. Žádost o dotaci

Domácnosti mohou na stavbu FVE na svém RD žádat o investiční podporu z programu NZÚ, ten byl podrobněji popsán v první kapitole. Zde bude stručně popsán celý proces od podání ke schválení a vyplacení dotace. Podporu s celým administrativním procesem většinou zajišťují přímo dodavatel nebo specializované firmy, zaměřující se na vyřizování dotací. Žádost o dotaci je možné podat před začátkem realizace nebo až zpětně. Většina domácností z mé zkušenosti preferuje podání žádosti předem, následná montáž následuje až po tzv. akceptaci žádosti. Dále popíši, co je nutné doložit pro úspěšné získání dotace.

Žadatel si nejdříve musí zřídit tzv. e-identitu. Tu je možné ověřit různými způsoby. Nejčastěji se používají tyto způsoby: Bankovní identita, ověření přes datovou schránku, elektronická občanka, ověření na pobočce CzechPointu. Poté co si žadatel zřídi e-identitu, tak se pomocí ní přihlásí do systému AIS SFŽP. Zde se zaregistruje a dle návodu na webových stránkách NZÚ vytvoří kód. Ten poté předá subjektu, který mu dotaci vyřizuje. Tento kód v podstatě nahrazuje plnou moc. Následně si zpracovatel přiřadí daného žadatele pod svůj účet a začíná s vyřizováním žádosti. Žadatel musí např. poskytnout informace o navrhovaném systému, místo instalace, předpokládanou dobu realizace, případně doložit kladné vyjádření, pokud se RD nachází v památkově či přírodně chráněné oblasti a v neposlední řadě i ověření vlastnictví účtu, na který přijde dotace. Přesný položkový popis všech údajů, které musí být při žádosti vyplněny, zde nebude uváděn, jelikož jsem ho neshledal zásadním pro účely a výstup této práce. Následně je nutné doložení určitých dokumentů po realizaci. Zde se jedná převážně o faktury, které prokazují zaplacení díla a dále také fotodokumentace, znovu se záměrem ověřit, že opravdu na daném RD došlo k realizaci definované FVE.

Za zmínku stojí ještě technická zpráva, tu by měla vykonat osoba k tomu způsobilá. Dle požadavků SFŽP se jedná v případě FVE buďto o projektanty § 10 vyhlášky Českého

úřadu bezpečnosti práce a Českého báňského úřadu č. 50/1978 Sb., o odborné způsobilosti v elektrotechnice, ve znění pozdějších předpisů nebo Osoba znalá pro řízení činnosti dle § 19 odst. 2 zákona č. 250/2021 Sb., o bezpečnosti práce v souvislosti s provozem vyhrazených technických zařízení a o změně souvisejících zákonů. S tím, že první jmenované oprávnění bude platné do 30.6.2022 a druhé zmiňované od 1.7.2022. Dále ještě mohou odborný posudek zpracovávat Osoba autorizovaná podle zákona č. 360/1992 Sb., o výkonu povolání autorizovaných architektů a o výkonu povolání autorizovaných inženýrů a techniků činných ve výstavbě nebo Osoba nebo firma oprávněná dle § 10d zákona č. 406/2000 Sb., o hospodaření energií, k instalaci fotovoltaických systémů. Technická zpráva zahrnuje jednopólové schéma, nákres rozmístění panelů, popis systému a v neposlední řadě tzv. „Vyhodnocení úspor a přínosů“. Pro potřeby NZÚ byl navržen výpočetní software, jehož výstupem je právě požadovaný dokument o vyhodnocení úspor. Zajímavostí je, že daný software byl vyvinut Ing. Vladislavou Černou, Ph.D. z naší katedry Elektrotechnologie ČVUT.[63] Podrobnější informace o celém dotačním procesu je možné najít v [64].

Zajímavostí u RD je také to, že se nachází v památkově chráněné zóně. Vzhledem k tomu je nutné kontaktovat příslušný odbor památkové péče magistrátu Hlavního města Praha. Byla vyhotovena žádost o stanovisko se záměrem realizace FVE na daném RD. Nejdříve byl použit základní formát žádosti. Tento byl podán, pokud by příslušný odbor památkové péče požadoval dodatečné informace, tak bych vyhotovil technickou zprávu. S požadavky na danou dokumentaci jsem již obeznámen, jelikož jsem zpracovával a úspěšně vyřídil jednu žádost v památkově chráněném území na Praze 4.

8. Věci k diskuzi

V poslední kapitole bych se rád věnoval určitým tématům a faktorům, které mohou v budoucnu zásadně ovlivňovat výslednou ekonomickou výhodnost investice. Výsledky výpočtů jsou totiž založeny na určitých vstupních datech a je uvažováno s tím, že se tyto parametry v průběhu doby života investice nemění. Jelikož se ale jedná o dlouhou dobu, tak není možné tento předpoklad zaručit a spíše je pravděpodobné, že se určité faktory změní. Jak, kdy a pokud vůbec však není možné odhadnout, nicméně přišlo mi důležité zmínit, že k změně dojít může. Dále se v této kapitole budu věnovat určitým obecným faktorům, které ovlivňují ekonomické výsledky analýzy. U daného RD máme zdefinované parametry nemovitosti i domácnosti. Zkousím se ještě zamyslet, nad tím, kdyby tyto parametry vypadaly jinak. Celou ekonomickou analýzu pro jiný typ modelového domu však nepočítám, jelikož to by přesáhlo rozsah této práce.

8.1. Změna tarifní struktury a porovnání VB vs. výkup

Zajímavým bodem k diskusi může být struktura distribučních tarifů v ČR. Stát skrze ERÚ určuje výši regulované složky ceny EE, lidově nazývané „distribuce“. Tento faktor hraje roli hlavně u energie, kterou domácnost nedokáže přímo spotřebovat v RD, můžeme mluvit o podílu samospotřeby. Čím větší tento podíl je, tím méně bude daná domácnost závislá na tom, jak vypadá tarifní struktura. Z výše uvedeného je tedy možné vyvodit, že tento faktor bude ovlivňovat především tu část energie, která se posílá do sítě a zpětně odebírá pomocí služby VB. Jednotlivé tarify mají různé podíly regulované a neregulované složky, jak je možné pozorovat na obrázku na další straně. Jako referenční byl přijat ceník ČEZu ze začátku roku 2022 s fixací na 2 roky. [19][32]

Zásadnější posun v ekonomice investice by ale mohla přinést systematická změna tarifní struktury. Dnes je cca 85% regulované části ceny EE odvíjeno podle spotřebovaného množství, jedná se tedy o variabilní náklady. Zbýlých 15% tvoří fixní náklady, kde je dominantní položkou platba za jistič, tedy za rezervovaný příkon. Reálné náklady na provoz, výstavbu a údržbu sítě jsou ale v opačném poměru, převažují fixní náklady. K změně tarifní struktury se snažilo ERÚ přistoupit mezi roky 2016 až 2017, vzhledem k negativnímu postoji odborné i prosté veřejnosti od něj však ustoupilo. Nicméně nejde vyloučit, že v budoucnu se znovu o změnu nepokusí, reálné náklady se nezměnily a je potřeba je z něčeho hradit. [65]

Dalším zajímavým faktorem by mohlo být vytvoření speciálního tarifu pro domácnosti s FVE. Ty mají v průběhu roku jiný odběrový diagram než ostatní domácnosti. V zimních měsících však berou téměř všechnu EE ze sítě a tím pádem nejde, aby poklesla hodnota rezervovaného příkonu. Tím pádem nebude úleva pro přenosovou a distribuční soustavu velká, jelikož doba největšího zatížení je právě v zimních měsících. S tím, jak se v současné době tlačí na přechod z plynu na TČ, se toto pravděpodobně měnit nebude.

Z výše uvedeného vyplývá, že je také dobré se podívat na případné porovnání služeb VB a přímého prodeje přebytků. Problémem prodeje je, že cena se řídí většinou podle vývoje na krátkodobých trzích, viz stránky OTE. Cena je pak nejvyšší v době maximálního zatížení, tedy v zimě, v té době bohužel FVE moc přebytků nemá. Oproti tomu v létě, kdy bude přebytků nejvíce, je energie většinou dostatek a cena je tak nízká, dokonce záporná. V současné době se tedy jeví služby VB jako jistější a pravděpodobně i výhodnější pro domácnosti. Pokud by však došlo ke změně tarifní struktury, tak by bylo zajímavé prověřit i ekonomickou výhodnost přímého výkupu. [66]

8.2. Vývoj cen a inflace, bezpečnostní politika

V době psaní práce jsme se nacházeli v bezprecedentním období. Ceny energií atakují historická maxima a stejně tak inflace dosahuje hodnot, které jsme neviděli minulých 20 let. Odhadovat makroekonomický i geopolitický vývoj je velice těžké, pro člověka s mými zkušenosti a vzděláním téměř nemožné. Situace ve společnosti se zdá být velmi vyhrocená a z mého pohledu se začíná jednat částečně emotivně a ne čistě pragmaticky a logicky. Vzhledem k tomu je těžké odhadnout budoucí vývoj. V práci byly použity standartní hodnoty vývoje cen energií i inflace, tak jak jsme byli zvyklí před rokem 2020. Počáteční hodnoty vstupů však již byly pozměněny, jelikož se nepředpokládá návrat na předchozí cenovou hladinu. V případě, že by eskalace cen energií i inflace pokračovala, tak je možné pozorovat dané výsledky v sekci citlivostních analýz. Pokud by měl daný investor jiné předpoklady ohledně budoucího vývoje trhu, tak je možné model upravit jednoduchou změnou parametrů a provést výpočty s těmito údaji.

Vzhledem k faktům popsaným v průběhu celé práce a v minulém odstavci vidíme posun v motivacích domácností pořizovat si FVE. Vzhledem ke své dosavadní praxi v oboru konzultanství k FVE na RD si troufnu říct, že do poloviny roku 2021 významně převažoval čistě ekonomický faktor. Lidé si pořizovali fotovoltaiku proto, aby ušetřili. Toto byl zásadní a rozhodující faktor při rozhodování. Situace se pak ke konci roku 2021 zásadně změnila jednak kvůli růstu cen a druhak kvůli pádu BE. Na počátku roku 2022 se k těmto faktorům přidal ještě největší válečný konflikt v Evropě od II. Světové války. Všechny tyto události vcelku výrazně změnily přístup lidí k FVE. Ekonomická otázka stále zůstává důležitá, nicméně jako doplněk se k ní přidává i snaha o bezpečí a samostatnost. Tuto potřebu však může FVE v podmínkách ČR poskytnout jen částečně, jelikož v zimním období je výroba většinou nedostatečná a nadále tak zůstává závislost domácností na DS.

8.3. Fázové měření

Zásadní vliv na celou ekonomiku FVE na RD by měla změna z fázového na součtové měření. Výsledky by byly rozhodně pozitivní. Prvním zlepšením by bylo, zvýšení podílu samospotřeby. Nejednalo by se o fyzikální změnu ale o změnu dle fakturace. Jak víme, s růstem podílu samospotřeby roste ekonomická efektivnost investice. Důvodem je, že se kromě silové složky šetří i regulovaná část závislá na množství. Druhou výhodou by byla možnost přejít k symetrickým měničům. Ty dosahují z principu delší životnosti, vzhledem k tomu že výkonové tranzistory nejsou přetěžovány, ale naopak jsou zatěžovány rovnoměrně. V současné době jsme, co se týče výrobců, odkázáni převážně na čínskou produkci, ta se věnuje i asymetrickým měničům. Hlavní evropské výrobce od asymetrických měničů upustili například i kvůli velké poruchovosti. Orientace na evropské výrobce by mohla přinést jednak teoreticky vyšší kvalitu provedení měničů a zadruhé i částečné snížení závislosti na zahraničních dodavatelích, samozřejmě za předpokladu, že i zásadní komponenty, jakou jsou výkonové tranzistory a čipy, se budou vyrábět v Evropě.

Fázové měření byl v ČR zavedeno v roce 2011 a bohužel zatím zrušeno nebylo, i když se o to určitá část odborné veřejnosti aktivně snaží. Důvodem je samozřejmě tlak distribučních společností na to změnu nedělat. Současný systém jim vyhovuje, jelikož je pro ně z pohledu přetoků do DS finančně výhodný. Tento typ měření u domácností je v Evropě neobvyklý a jedná s v podstatě o české specifikum. Jak již bylo dříve zmíněno, celý můj výpočetní model počítá s tím, že je zavedeno součtové měření. Výpočetní

softwarý neumí pracovat s fázovým měřením, je tedy nutné počítat s tím, že ekonomické výsledky budou horší než ty, které nám vyšly. Tlak na změnu stylu měření je čím dál tím větší a s ohledem na současný boom FVE si myslím a doufám, že se bude jen stupňovat. Můžeme mít tedy naději, že v rámci menších jednotek let dojde k změně z fázového na součtové měření.

8.4. Výsledky u tarifu D57d

U modelového domu byly počítány dvě varianty, výdajové NPV bez FVE a s FVE. U prvního případu uvažujeme ponechání distribuční sazby D02d. U druhé varianty poté změnu na sníženou sazbu D26d. Distribuční sazba má vliv na celkovou cenu EE. Celková cena pak ovlivňuje ekonomické výsledky, jakou jsou např. NPV, IRR či PP. Čím vyšší cena je, tím se investice zdá výhodnější. Pokud bychom však uvažovali domácnost, která má již v současnosti tarif D57d, tak zde nedojde vlivem ohřevu TUV k změně, resp. snížení sazby. Celkový rozdíl obou výdajových NPV tedy nebude tak výrazný, jako u modelového domu s plynovým vytápěním. Druhým faktorem, který by přispěl k horším ekonomickým výsledkům je nižší cena za EE. U tarifu D57d bývá většinou poměr mezi VT a NT cca 1:9. Výrazná většina spotřeby je tedy v pásmu NT, tam se pohybuje cena variabilní regulované složky za distribuci cca na 0,15 Kč/kWh. Oproti tomu např. u D02d je cena zhruba 2 Kč/kWh. Posledním negativním faktorem bude rozdílný podíl vlastní spotřeby, u modelového domu můžeme předpokládat větší využití EE přímo v domácnosti. Z výše uvedeného je tedy možné odhadnout, že ekonomické parametry investice do FVE by u domu s tarifem D57d byly horší než u modelového domu. Jak moc by se lišily si odhadovat netroufám, bylo by nicméně nutné provést stejnou analýzu i pro dům s elektrickým vytápěním. Bohužel v rámci této práce, již na takovýto výpočet nebyl prostor.

Na druhou stranu u určitého typu domu by mohla investice do FVE přinést razantní snížení provozních nákladů. Řeč je především o domech s menší spotřebou, resp. lepším zateplením. Pokud dosahuje souhrnná roční spotřeba do 10MWh a plocha střechy umožňuje osazení 10kWp, tak je možné využít naplno služeb VB a domácnost nebude příliš ovlivněna vývojem cen na burze. Tímto krokem je možné dosáhnout alespoň částečné nezávislosti na vývoji na energetickém trhu, což je v současné době požadavkem čím dál tím více lidí. Tento přístup se také dle mých zkušeností stává spolu s novou formou dotační politiky stále populárnější.

8.5. Návrh „kalkulačky“ a další modelové případy

Zadání této práce vzniklo, tak že jsem chtěl udělat nejlepší možný návrh FVE pro rodinu jedné méj známé. Navrhování FVE na RD se věnuji již cca 1,5 roku a vždy jsem se snažil o co nejoptimálnější výběr systému, který tak bude dosahovat maxima ekonomických parametrů. Bohužel jsem měl k dispozici pouze mnou vytvořený, prostý výpočetní model. Ten nezahrnoval všechny potřebné vstupy anebo jejich přesnost nebyla dostatečná. Motivací pro vznik této práce tedy byla snaha vytvořit opravdu robustní model, který bude zahrnovat všechny potřebné vstupy s požadovanou přesností.

Na začátku psaní práce jsem měl ambici vytvořit i jednoduchou „kalkulačku“ ekonomické výhodnosti FVE. Tento výpočetní nástroj měl být uživatelsky přívětivý i pro laickou veřejnost. Idea byla taková, že uživatel vyplní cca 6–8 hodnot, které definují jeho domácnost. Software by mu pak pomocí optimalizačního výpočtu doporučil nejvhodnější parametry FVE a zároveň by mu poskytl data o ekonomické výhodnosti investice.

V průběhu psaní práce mi ale pomalu docházelo, že zde bude vícero problémů. Prvním z nich bylo, že takto jednoduchá vstupní data nebudou ve výsledku poskytovat úplně přesné výsledky. Po konzultacích s odborníky z naší fakulty jsme dospěli k výsledku, že nepřesnost by byla v určitých případech příliš velká a vypovídající hodnota by tedy nebyla dostatečná. Druhým problémem by byla implementační náročnost. Po konzultaci s pár programátory jsme odhadli, že časová náročnost by byla velmi vysoká, především pokud bych na projektu pracoval sám, důvodem je i fakt, že mé programátorské schopnosti jsou velmi základní. Pro vývoj produktu ve formě, v jaké jsme si ho představovali, by byl potřeba minimálně jeden backendový specialista. Finanční náročnost by tedy také nebyla zrovna malá. Následovaly i další překážky, tou hlavní byla časová náročnost takového projektu.

Vzhledem k výše uvedeným faktům jsem od vývoje takového produktu prozatím ustoupil. Po analýze mi došlo, že tyto cíle by se v rámci diplomové práce nestihly realizovat a výrazně by přesáhli požadovaný rozsah práce. Nicméně bych se této problematice v budoucnu rád věnoval, například v rámci doktorandského studia. Touto cestou by bylo možné i získat určitou finanční pomoc, díky které by se dalo spojit s odborníky na backendovou implementaci. V rámci diplomové práce nicméně vznikl robustní model, který je schopný na základě vstupních dat, spočítat optimální variantu FVE pro rodinné domy s v relativně velkou přesností. Můj cíl mít pro návrh FVE u RD software, který mi pomůže jim vybrat optimální řešení, byl tedy splněn. Otázkou zůstává, zdali budou mít domácnosti vůbec zájem o takto podrobnou analýzu. Vzhledem k tomu, že jí musí provádět kvalifikovaná osoba a časová náročnost bude v řádu hodin, tak zůstává otázkou, zdali budou lidé ochotní za takovouto službu zaplatit požadovanou částku.

Dle mého odhadu, který se i potvrdil z dat v dotazníku, nebude většina domácností chtít zaplatit za danou analýzu. Proto jsem se rozhodl v budoucnu zpracovat alespoň pár dalších modelových domů. Jedná se o typové domácnosti, s kterými jsem se při své praxi často setkával. Na základě těchto doplňujících analýz bych pak chtěl sestavit „tabelované hodnoty“. Ty by obsahovaly ekonomické parametry investice i doporučení optimálního výkonu. Výběr nejvhodnějšího systému by se pak lišil podle toho, jaké kritérium by daný člověk preferoval. Byla by uvažována jak čistě ekonomická kritéria jako NPV nebo IRR, tak i neekonomické motivace domácností. Ty totiž hrají čím dál tím větší roli, jak vyplývá ze sociologického šetření, které provedla moje vedoucí práce, Ing. Michaela Makešová. V době psaní práce nebyla data ještě veřejně prezentována, proto není možné uvést zdroj. Mnou uvažované modelové případy domácností, které v nejbližší době chci prozkoumat můžete pozorovat v následujícím seznamu.

- Plyn – 3,5MWh – D02d
- Plyn + TUV – 5MWh – D26d
- Plyn + TUV + Bazén + AC – 7,5MWh – D26d
- TČ – 10MWh – BAT – D57d
- TČ – 10MWh – bez BAT – D57d
- TČ – 18MWh – VB vs EPS – D57d

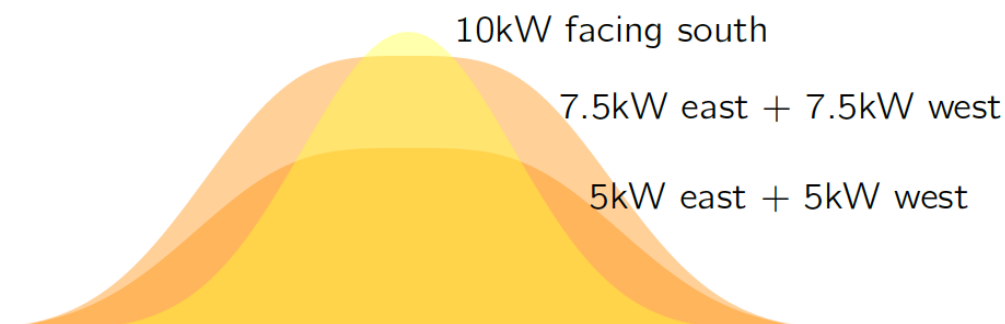
8.6. Orientace východ/západ a sklon panelů

U daného RD jsme byli v celku omezeni plochou střechy. Pokud bychom u jiného domu měli k dispozici větší plochu, tak by bylo zajímavé se věnovat i optimalizaci sklonu panelů a případně prozkoumat i rozmístění panelů s orientací východ/západ – EW. Co se týče sklonu panelů, tak zde s větším sklonem je třeba také větší rozestup mezi jednotlivými řadami, tedy větší plocha. Optimální sklon se mění se zeměpisnou šířkou, v ČR se pohybuje kolem 35°. Jedná se však o sklon, který zajišťuje největší souhrnnou roční výrobu. Dalším faktorem by mohl být podíl samospotřeby, tedy např. pro domy s el. vytápěním. Zde bychom spíše preferovali větší výrobu v zimních měsících na úkor letní výroby, kdy domácnosti nedokáže velkou část energie přímo spotřebovat.



Obrázek 18 - Konstrukce na panely s orientací EW - [67]

Stejně tak by bylo zajímavé se podívat na možnost rozdílné orientace jednotlivých stringů. Orientace k čistému jihu přinese největší roční výrobu, nicméně rozdílná orientace např. na JV a JZ poskytne rovnoměrnější výrobu v průběhu dne. Znovu tak dojde ke zlepšení poměru samospotřeby. Tento přístup je možné realizovat na valbových střechách. Posledním scénářem, který by bylo zajímavé prověřit, by bylo umístění panelů s orientací EW. Tento montážní systém se používá např. na výrobních halách. Vzhledem k provedení konstrukce není nutné mít rozestup mezi jednotlivými řadami. Jsme tak schopni na stejnou plochu umístit větší instalovaný výkon. Samozřejmostí je snížení roční výroby, na druhou stranu se nám opět více vyhladí křivka výroby v průběhu dne. U daného RD byl tento scénář uvažován u největší varianty 9,9kWp. Bohužel vzhledem k tomu, že docházelo k celoročnímu ohřevu TUV a vykrývání spotřeby ZP za EE z VB, kde jsou ceny srovnatelné, tak tato varianta nedosáhla příliš dobrých ekonomických výsledků. Navíc byla část panelů orientována na SV. Oproti tomu, pokud by se jednalo o dům s ještě menší plochou střechy a obvodové stěny by byly rovnoběžné se světovými stranami, tak bychom mohli zkusit prozkoumat právě orientaci EW. Celkově z výše uvedeného vychází znovu stejný poznatek, který byl již v práci zmíněn. Každý dům je relativně specifický a optimální řešení se musí hledat vždy přímo na daný dům a nejde příliš zobecnit.



Obrázek 19 - Rozdíl v tvaru křivky výroby v průběhu dne v závislosti na orientaci stringů - [68]

8.7. Dimenzování měniče a baterie

Za zmínku určitě stojí i dimenzování výkonu měniče a kapacity baterie. Výkon měniče se u instalací na RD v ČR často velmi předimenzovává. Důvodem je snaha o co největší asymetrii. Standardní 10kW střídač je schopný dodávat na fázi 1/3 svého nominálního výkonu, tedy 3,3kW. Oproti tomu 8kW měnič dodá pouze 2,6kW. Dle mého je výkon 2,6kW dostatečný, jelikož velký 1f spotřebič v RD má většinou příkon 2kW, spolu s ostatními menšími spotřebiči, odhad cca 500W, které běží na dané fázi bychom se tedy měli vejít do výkonu 2,6kW. Pokud budou spuštěny dva výkonové spotřebiče, tak se dostáváme na výkon 4,5kW, který nedokáže pokrýt ani 10kW měnič. Mnou vybraný měnič však poskytuje až 150% asymetrii. Tedy u 10kW se jedná o výkon 5kW a u 8kW jde o 4kW. Tento výkon by měl být pro běžnou domácnost tedy v naprosté většině případů dostatečný. Vzhledem k tomu, že v modelovém domě se jedná o dvě domácnosti, a také tomu, že rozdíl v ceně mezi silnějším a slabším měničem není tak výrazný, bych zvážil použití 10kW měniče. Důvodem předimenzování bývá často také úvaha nad případným budoucím rozšířením instalovaného výkonu. Tento faktor ale u daného modelového domu asi řešit nebudeme, viz. výsledky práce. Další výhodou většího měniče může být menší zatěžování výkonových tranzistorů, které by teoreticky mohlo přinést prodloužení životnosti.

Zbytečné předimenzování měniče ale může způsobovat i určité negativní vlivy. Mezi ně můžeme řadit např. vyšší vlastní spotřebu, horší účinnost při hodně malých výkonech a případně vyšší minimální napětí u MPPT

Ohledně velikosti bateriového úložiště je situace podobná. Jak bylo popsáno dříve, jsou zde důležité převážně dva parametry, nominální kapacita v kWh a nominální výkon v kW. Záleží pak na tom, z kolika modulů a s jakými parametry poskládáme výsledné bateriové úložiště. Obecně jde říct, že pro normální dům obývaný klasickou 4 člennou domácností s menšími výkonovými špičkami bych doporučil baterii s větší kapacitou, která nebude zatěžována tak velkým C-rate. Oproti tomu u námi uvažované dvougenerační domácnosti by stálo za zvážení baterie s větším výkonem. Vzhledem k výkonu FVE i špičkám v odběru bych ale u daného domu doporučil se zamyslet na zvýšení kapacity o jeden 3,1kWh modul. Dostali bychom se tak na kapacitu 12,4kWh. Tím pádem by se snížil i C-rate a tím pádem se teoreticky prodloužila životnost baterie. Jak bylo řečeno dříve, pro přesné ekonomické zhodnocení by bylo nutné se věnovat tomuto jevu podrobněji, a to bohužel není možné v rámci rozsahu této práce obsáhnout.

9. Závěr

Celá tato práce vznikla na základě mé snahy mít přesný a robustní výpočetní model, díky kterému budu schopný vybrat optimální parametry FVE pro jakýkoliv dům v ČR. Rozhodl jsem se si vytvořit svůj vlastní výpočetní model, který bude zahrnovat všechny vstupy, které jsou dle mého potřebné zakomponovat do výpočtu, abychom poté dostali přesné výsledky. Vzhledem k určitým specifickým, jako je např. VB, jsem se rozhodl neprovádět celou analýzu v již existujících softwarech, nicméně jsem je částečně využil pro dílčí výpočtové kroky. Výsledkem práce je tedy metodika výpočtu i samotný výpočetní model, který mi umožní při mé profesní kariéře navrhovat ta nejlepší řešení. To byla také moje motivace. V praxi se totiž v oboru návrhů FVE na RD příliš neřeší optimalizace výběru systému a většina subjektů na trhu se spíše snaží prodat co největší systémy. Ty jim přináší pochopitelně vyšší finanční zisk, pro danou domácnost se ale v řadě případů nemusí jednat o to nejlepší řešení. Právě proto jsem chtěl vytvořit tento výpočetní model, jelikož i když jsem se nechoval jako většina subjektů na trhu, tak jsem nevěděl, jaké řešení je to ideální.

Od původního plánu vytvořit opensource výpočetní software – „online kalkulačku“, kterou by mohla využívat široká veřejnost, bylo nakonec upuštěno. Důvodem by byla příliš velká časová náročnost, která by dalece přesáhla rozsah této práce. Nicméně rád bych se této problematice v budoucnu věnoval, např. v rámci doktorského studia. V blízké budoucnosti bych rád provedl analýzu na další modelové domy. Budou vybrány typické domácnosti, které se v ČR nejčastěji vyskytují. Na základě těchto modelových případů bude sestavena tabulka ekonomických parametrů investice do FVE. Lidé si tak budou moci udělat alespoň hrubou představu ohledně výhodnosti pořízení fotovoltaiky u jejich typu domu.

V průběhu analýzy jsem dospěl k pár zajímavým poznatkům. Prvním byl fakt, jak moc záleží na poměru celkové roční spotřeby a výroby. Ekonomického optima se dosahuje, pokud se dané hodnoty co nejvíce rovnají. S možností využití VB totiž daná domácnost poté není závislá na vývoji neregulované složky ceny EE. Ta v uplynulém roce a půl razantně zdražila a pro domácnosti je tedy čím dál tím víc výhodné, pokud nebudou muset platit za tuto složku EE. Pro domácnosti s většími přetoky pak může být výhodný spíše tarif EPS, který má fixní platbu za využívání služby, a tedy čím více přetoků tím menší jednotková cena za uloženou kWh.

Druhým faktem, který byl ověřen je to, že při instalaci FVE má určitě smysl využívat více typů akumulace. Kromě dotací podporovaných lithiových akumulátorů se vyplatí pomocí EE ohřívat i TUV. Nejdříve bylo výpočtem prověřeno, že FVE s akumulací pomocí BAT + TUV dosahuje lepších parametrů než pouze s BAT. A to i za předpokladu dodatečné investice do regulátoru a nádoby na TUV. Pokud je EE spotřebována přímo v domě, tak dochází k úspoře celé variabilní složky ceny EE, oproti tomu u přetoků se šetří pouze silová část ceny, plus je nutné započítat poplatek za službu VB. Druhým pozitivním faktorem, který akumulace do TUV přinese je možnost zažádání o snížení distribučního tarifu. Tento krok také přinese úsporu nákladů a celkem výrazně zlepší efektivitu VB.

Následně bylo velmi zajímavé prozkoumat optimální délku ohřevu TUV pomocí EE. Při tomto typu ohřevu je vytěšňována spotřeba ZP. Roli tedy hraje poměr cen EE a to jak regulovaná, tak neregulovaná složka, vůči ceně ZP. V zimním období dochází k nahřívání TUV primárně elektřinou ze sítě, tedy vykrýváme spotřebu ZP pomocí ceny EE z VB. V uvažovaných scénářích, je pak cena EE z VB a konečná cena ZP relativně podobná. Abychom mohli realizovat ohřev TUV i v zimě je nutné mít větší instalovaný výkon, což

znamená vyšší počáteční investici. Ta ale nepřinese příliš velké zvýšení úspory, jelikož cena EE z VB a cena ZP jsou podobné. Tím pádem dochází k lehkému zhoršení ekonomických parametrů investice. Jako optimum se tedy jevil ohřev TUV po dobu dostatečného výkonu FVE, tady od jara do začátku podzimu. V tomto období dochází k úspoře celé variabilní složky ceny EE a ne jenom části z VB. Důvodem je fakt, že dochází k přímě spotřebě vyrobené energie na ohřev TUV. Vzhledem k velmi dynamickému vývoji na evropském energetickém trhu bych byl ohledně definitivních doporučení lehce opatrný. Pokud by ZP vzhledem k EE výrazněji zdražil, jak je uvažováno v Scénáři B2, tak již bude výhodnější provozovat celoroční ohřev TUV pomocí EE z FVE.

Nakonec byly provedeny citlivostní analýzy. Vzhledem k současné makroekonomické a geopolitické situaci si myslím, že je důležité se zaměřit i na extrémnější případy vývoje a to jak u vývoje cen, tak u diskontu. V současné době spolu oba tyto faktory alespoň částečně korelují a je tedy možné předpokládat vývoj stejným směrem. V analýze bylo počítáno s klasickými hodnotami diskontu a vývoje cen, tak jak jsme byli zvyklí za posledních několik desetiletí. Citlivostní analýzy nicméně byly uvažovány s větším rozsahem vzhledem k výše uvedeným skutečnostem. Zajímavostí byl fakt, že NPV se téměř nikdy nedostávalo do záporných hodnot. K negativnímu výsledku došlo pouze při nejvíce negativistických scénářích s ročním poklesem cen EE i ZP o více jak 10%, což považuji za velmi málo pravděpodobný trend vývoje. Na základě těchto poznatků, je tedy možné vyvodit fakt, že u daných modelových typů domácností se investice do FVE za dané situace téměř vždy vyplatí. Je ale nutné zvolit ideální konfiguraci FVE.

Za zmínku také stojí fakt, že se ekonomicky vyplatí investovat do kvalitnějších komponent. Budeme-li uvažovat předpoklad, že délka záruky odráží uvažovanou dobu životnosti daných komponent. Idea je založená na faktu, že výrobce nejlépe zná předpokládanou životnost svých výrobků. Podniky zpracovávají rozsáhle statistické analýzy kvůli tomu, aby přesně odhadli, jaká bude životnost a podle toho nastavili dobu záruky. Pokud by byla doba života špatně nastavená, znamenalo by to pro firmu finanční zátěž v podobě velkého počtu reklamací a záručních oprav. Dle daných předpokladů bylo tedy provedeno porovnání dvou variant. Levnější s kratšími zárukami a dražší s delšími zárukami. U prvně jmenovaného muselo dojít za dobu života investice ke dvěma reinvesticím oproti jedné u kvalitnějšího systému. To mělo za následek zhoršení ekonomických parametrů prvního systému. Závěr je tvořen samozřejmě pouze na základě odhadů a předpokladů, reálná data o poruchovosti a životnosti výrobků nechtěl žádný z výrobců sdělit.

Mám-li shrnout celou práci, tak investice do FVE se dané domácnosti vyplatí. Dle citlivostních analýz by se neměla investice stávat prodělečnou téměř nikdy. Je také dobré se zamyslet nad tím, jak by celou ekonomiku investice ovlivnily některé systémové změny, o tom pojednává poslední kapitola. Také je nutné zmínit, že daná domácnost měla k dispozici podrobnou analýzu tvořenou přímo na jejich dům, díky které padlo přesné doporučení na parametry systému. Obávám se, že většina domácností za takto podrobnou analýzu nebude ochotná zaplatit. Z toho důvodu se pokusím vytvořit alespoň nějaké „tabulované hodnoty“ pro dané typy domácností. Bohužel jak bylo v průběhu práce zjištěno, tak každý dům i domácnost jsou unikátní. Abychom mohli dát jasné doporučení, tak by bylo nutné vyhotovit pokaždé individuální analýzu přesně na daný dům a domácnost.

Zdroje

- [1] <https://www.eru.cz/poze/casto-kladene-dotazy#3>
- [2] https://novazelenausporam.cz/files/documents/storage/2022/03/10/1646899390_Prezentace%20z%20webináře%20Nová%20zelená%20úsporám%202021+%20z%209.3.2022.pdf
- [3] <https://oenergetice.cz/jaderne-elektrarny/lidri-eu-se-prou-o-podporu-jadra-cesko-a-dalsi-zeme-stoji-proti-rakousku>
- [4] <https://www.hybrid.cz/cesko-v-roce-2030-pouze-22-energie-z-obnovitelnych-zdroju/>
- [5] [https://novazelenausporam.cz/files/documents/storage/2020/05/15/1589522543_NZ_Ú_Závazné%20pokyny%20pro%20žadatele%20RD%20\(1.5\).pdf](https://novazelenausporam.cz/files/documents/storage/2020/05/15/1589522543_NZ_Ú_Závazné%20pokyny%20pro%20žadatele%20RD%20(1.5).pdf)
- [6] <https://dspace.cvut.cz/bitstream/handle/10467/82749/F3-BP-2019-Chalupa-Petr-Vliv%20presnosti%20sledovani%20bodu%20maxima%20vykonu%20fotovoltaickeho%20zdroje%20na%20ekonomicke%20parametry%20fotovoltaicke%20elektrarny.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>
- [7] <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>
- [8] <https://saeceweb01run.blob.core.windows.net/eonmedialibcontainer/e.on/media/pri celists/domacnosti/elektřina/2022/ceník%20variant%2024%20prosinec%202021%20-%20distribuční%20území%20pre.pdf>
- [9] <https://biom.cz/cz/zpravy-z-tisku/emisni-povolenky-do-roka-zcela-ztrati-hodnotu-mini-obchodnik>
- [10] <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>
- [11] <https://www.hybrid.cz/cesko-v-roce-2030-pouze-22-energie-z-obnovitelnych-zdroju/>
- [12] https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets_en
- [13] <https://oenergetice.cz/jaderne-elektrarny/nemecko-navzdory-tlaku-neprehodnoti-odklon-od-jaderne-energetiky>
- [14] <https://ekonomickydenik.cz/co-stoji-za-rustem-cen-elektřiny-ideologie-vypadky-v-dodavkach-plynu-i-slaby-vitr/>
- [15] <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5360399&span=3>
- [16] https://www.kurzy.cz/komodity/pxe-zemni-plyn-graf-vyvoje-ceny/1MWh-eur-2-roky?dat_field=01.01.2020&dat_field2=12.03.2022
- [17] https://www.kurzy.cz/komodity/cena-elektřiny-graf-vyvoje-ceny/?dat_field=01.01.2021&dat_field2=12.03.2022
- [18] <https://pxe.cz/cs/derivatovy-trh/elektřina>
- [19] <https://www.cez.cz/cs/podpora/ceniky/archiv-ele.html>
- [20] <https://www.kurzy.cz/kurzy-men/grafy/CZK-EUR/>
- [21] <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/typove-diagramy-dodavek-elektřiny/normalizovane-tdd?date=2022-04-17>
- [22] <https://www.tzb-info.cz/energeticka-narocnost-budov/6839-potreba-vody-a-tepla-pro-pripravu-teple-vody>
- [23] <https://vytapeni.tzb-info.cz/tabulky-a-vypocty/97-vypocet-doby-ohrevu-teple-vody>
- [24] <https://www.loadprofilegenerator.de>
- [25] <https://dspace.cvut.cz/handle/10467/95266>
- [26] <https://sam.nrel.gov>
- [27] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [28] <https://natec.com/wp-content/uploads/2020/10/Datasheet-Longi-Solar-Mono-Silver-Frame-LR4-72HPH-425-455M-Hi-Mo4.pdf>

- [29]<https://www.solaxpower.com/wp-content/uploads/2021/02/X3-hybrid-G4.pdf>
- [30]<https://www.solaxpower.com/wp-content/uploads/2020/02/Triple-Power-LFP-Battery-Datasheet.pdf>
- [31]https://s3.eu-central-1.amazonaws.com/krannich-media/media/pdf/21/dc/7d/1-252F5-252Fd-252Fd-252F15ddd16881336d012d03b87a4f1d4d62d4f00718_db_bp_solax_x1_hybrid_g4_x1_matebox_t_bat_h_3-0_12_0_enRO3fPPpGzVLGR.pdf
- [32]<https://www.eru.cz/sites/default/files/obsah/prilohy/erv122021.pdf>
- [33]<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8997104>
- [34]<https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2021/ee/d1ee01530c>
- [35]<https://www.kurzy.cz/zpravy/628750-prumerna-rocni-mira-inflace-v-cr-v-roce-2021-byla-3-8/>
- [36]<https://www.eon.cz/domacnosti/sluzby/solar/#cenik>
- [37]<https://www.eon.cz/domacnosti/zakaznicka-pecce/ceniky/?type=false&commodity=Electricity&page=1&searchType=facetsearch®ion=PRAHA&county=PRAHA&year=2022>
- [38]<https://saeceweb01run.blob.core.windows.net/eonmedialibcontainer/e.on/media/pricelists/domacnosti/elektrina/2022/cenik%20variant%20pro%2024%20podzim%20i.%20-%20distribucni%20uzemi%20pre.pdf>
- [39]<https://saeceweb01run.blob.core.windows.net/eonmedialibcontainer/e.on/media/pricelists/domacnosti/plyn/2022/cenik%20variant%20pro%2024%20podzim%20i.%20-%20distribucni%20uzemi%20pp.pdf>
- [40]https://www.eon.cz/getmedia/60f5d256-4ecc-4d5a-b3ab-80896d10620a/Cenik-Variant-PRO-24-Zima-II-distribucni-uzemi-PRE_D.pdf?ext=.pdf
- [41]<https://www.eon.cz/getmedia/98a94533-40fb-4712-a04d-39b6f6d517e6/Cenik-Variant-PRO-24-Zima-II-distribucni-uzemi-PP.pdf?ext=.pdf>
- [42]https://www.cez.cz/edee/content/file/produkty-a-sluzby/obcane-a-domacnosti/elektrina-2022/moo/cez_cenik_elektrina_prosolary_na_3_roky_moo_2022_04_predi_web.pdf
- [43]<https://www.csob.cz/portal/lide/pujcky/pujcka-na-usporne-bydleni>
- [44]<https://oze.tzb-info.cz/akumulace-elektriny/21096-cykly-a-zivotnost-baterie>
- [45]https://www.cez.cz/edee/content/file/produkty-a-sluzby/obcane-a-domacnosti/elektrina-2022/moo/web_new_cenik_elektrina_dobu_neurcitou_moo_202112_vezdi.pdf
- [46]https://www.novinky.cz/ekonomika/clanek/evropa-hleda-nahradu-za-rusky-plyn-40391962#dop_ab_variant=0&dop_source_zone_name=novinky.szhnp.box&dop_req_id=zXmFStr7z8c-202203290841&dop_id=40391962&source=hp&seq_no=7&utm_campaign=abtest189_panel_sluzeb_varBB&utm_medium=z-boxiku&utm_source=www.seznam.cz
- [47]<https://www.predistribuce.cz/Files/vyrobci/zadost-o-pripojeni-vyrobny/>
- [48]<https://www.predistribuce.cz/cs/potrebuji-zaridit/vyrobci/pripojeni-vyrobny-k-distribucni-soustave/>
- [49]<https://www.predistribuce.cz/Files/legislativa/ppds-priloha-4/>
- [50]<https://www.predistribuce.cz/cs/potrebuji-zaridit/spolupracujici-firmy/podnikove-normy/>
- [51]https://www.predistribuce.cz/Files/legislativa/ppds_2016/
- [52]<https://elektrika.cz/data/clanky/jisteni-a-dimenzovani-elektrickych-vedeni>
- [53]<https://www.mylms.cz/vypocet-zatizeni-kabelu/>

- [54]<https://publi.cz/books/260/03.html>
- [55]<https://www.solar-eshop.cz/c/fotovoltaika-1/elektro-prislusenstvi/>
- [56]<https://www.dek.cz/produkty/vypis/2756-medene>
- [57]<https://www.ecoshopa.sk/ATM-Automatizacia-a-Optimalizacia-vyroby-energie-FV-systemu-SOLC-WattRouter-ECO-d1518.htm#>
- [58]<https://www.solaxpower.com/wp-content/uploads/2021/05/X3-Hybrid-G4-Use-Manual.pdf>
- [59]<https://www.pv-configurator.com/project/394622/product/110881/config>
- [60]<https://kdf.mff.cuni.cz/vyuka/Fyzika2elmag/MernyOdporLatek.pdf>
- [61]<http://www.odbornecasopisy.cz/elektro/casopis/tema/lps-podle-noveho-souboru-norem-csn-en-62305-cast-2--12757>
- [62]<http://www.kniska.eu/centrum/soubory-skoleni/Prusanky2009.pdf>
- [63]<https://novazelenausporam.cz/dokument/2557>
- [64]<https://novazelenausporam.cz/dokument/2532>
- [65]<https://oenergetice.cz/trh-s-elektroinou/nova-tarifni-struktura-problemy-fixnich-plateb-mozna-inspirace-z-usa>
- [66]<https://www.ote-cr.cz/cs/kratkodobe-trhy/elektrina/denni-trh?date=2022-04-20>
- [67]https://www.landpowerpv.com/east-west-flat-roof-solar-mounting_p15.html
- [68]<http://neighbourpower.com/blog/east-west-facing-solar-panels/>

Seznam obrázků

Obrázek 1- Vývoj žádostí o dotaci na FVE na RD – Zdroj dat: NZÚ [2]	11
Obrázek 2 - Rozměry střechy RD změřené pomocí softwaru SolarEdge Designer - vlastní tvorba	26
Obrázek 3 - Modelování rozmístění panelů s orientací k jihu - maximální kapacita 17ks - vlastní tvorba.....	42
Obrázek 4 - Modelování rozmístění panelů s orientací EW - maximum 22ks - vlastní tvorba	43
Obrázek 5 - Katastrální mapa půdorysu s rozměry.....	70
Obrázek 6 - 3D vizualizace s ukázkou zastínění - JV pohled - vlastní tvorba	71
Obrázek 7 - 3D vizualizace s ukázkou zastínění - JZ pohled - vlastní tvorba	71
Obrázek 8 - Procesní diagram průběhu realizace FVE.....	72
Obrázek 9- Zákres způsobu připojení výroby na síť NN - vlastní tvorba	75
Obrázek 10 - Výpis použitých komponent - vlastní tvorba	76
Obrázek 11 - Foto z reálné instalace, systém Solax - vlastní tvorba	77
Obrázek 12 -Schématické zapojení WattRouteru ECO - [57].....	78
Obrázek 13 - Vstupy a výstupy měniče Solax X3 Hybrid 8.0D G4 - [58].....	79
Obrázek 14 – Popis vstupů a výstupů měniče Solax X3 Hybrid 8.0D G4 - [58]	79
Obrázek 15 - Schéma zapojení FVE pro měnič Solax X3 Hybrid 8.0D G4 - [58].....	80
Obrázek 16 - Fotovoltaický rozvaděč pro daný měnič s vyvedeným plným back upem a 3f ohřevem TUV - vlastní tvorba.....	81
Obrázek 17 - Výpočet potřebné minimální vzdálenosti mezi jednotlivými řadami - [63] + vlastní tvorba.....	82
Obrázek 18 - Konstrukce na panely s orientací EW - [67]	88
Obrázek 19 - Rozdíl v tvaru křivky výroby v průběhu dne v závislosti na orientaci stringů - [68]	89

Seznam tabulek

Tabulka 1 - Struktura podpory FVE z programu NZÚ do října 2021 - [5].....	12
Tabulka 2 - Požadované technické parametry v jednotlivých podoblastech podpory - [5]	13
Tabulka 3 - Struktura výpočtu dotace na FVE, NZÚ od října 2021 - vlastní tvorba	14
Tabulka 4 - Příklad výpočtu dotace, hybridní měnič a baterie - vlastní tvorba	14
Tabulka 5 - Příklad výpočtu dotace na jednotlivé systémy bez baterie - vlastní tvorba .	15
Tabulka 6 - Ceny a objemy dlouhodobých futures z PXE - [18].....	23
Tabulka 7 - Hodnoty získané z programu SAM a jejich reprezentace ve výpočetním modelu – vlastní tvorba	35
Tabulka 8 - Porovnání ekonomických parametrů dle rozdílné životnosti střídače a baterie - vlastní tvorba.....	39
Tabulka 9 - Náklady nepřímo spojené s FVE - vlastní tvorba	40
Tabulka 10 - Jednotkové náklady na dané komponenty, použité pro výpočet ceny při iteracích - vlastní tvorba	40
Tabulka 11 - Uvažované možnosti velikostí FVE - vlastní tvorba	41
Tabulka 12 – Uvažované varianty FVE, pro které byl prováděn výpočet - vlastní tvorba	43
Tabulka 13 - Uvažované varianty doby ohřevu TUV pomocí EE - vlastní tvorba.....	44
Tabulka 14 - Ekonomická kritéria výběru a omezující podmínky při výběru optimálního řešení - vlastní tvorba	45
Tabulka 15 - Souhrn uvažovaných scénářů včetně jejich základních parametru - cen EE a ZP - vlastní tvorba	48
Tabulka 16 - Závislost ekonomických ukazatelů na roční spotřebě EE při konstantní roční výrobě – vlastní tvorba.....	49
Tabulka 17 - Ověření, že růst spotřeby nad roční výrobu nedává ekonomický smysl nehledě na scénář-vlastní tvorba	50
Tabulka 18 - Porovnání NPV v závislosti na velikosti baterie – vlastní tvorba.....	51
Tabulka 19 - Ověření ekonomických faktorů dle jednotlivých scénářů - vlastní tvorba	52
Tabulka 20 - Tabulka uvažovaných variant dle poměru spotřeby a výroby-vlastní tvorba	52
Tabulka 21 - Panelový optimalizace - naznačené nejlepší výsledky pro všechny 3 scénáře - vlastní tvorba.....	53
Tabulka 22 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Scénář č. 2 - vlastní tvorba.....	57
Tabulka 23 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Bonusový scénář č. 2 - vlastní tvorba.....	60
Tabulka 24 - Výsledky ekonomických faktorů při panelové optimalizaci – Bonusový scénář č. 3 - vlastní tvorba.....	61
Tabulka 25 - Parametry optimálního systému.....	62
Tabulka 26 - Citlivostní analýza NPV na daných parametrech - vlastní tvorba	65
Tabulka 27- Dvoj dimenzionální citlivostní analýza, NPV na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba.....	65
Tabulka 28 - Dvojdímenzionální citlivostní analýza, RCF na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba.....	67
Tabulka 29 - Dvojdímenzionální citlivostní analýza, IRR na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba.....	68
Tabulka 30 - Dvojdímenzionální citlivostní analýza, PP na vývoji cen ZP a EE - vlastní tvorba.....	69

Seznam grafů

Graf 1 - Vývoj ceny emisních povolenek –[10]	19
Graf 2- Vývoj ceny ZP v Evropě za poslední dva roky - [15].....	20
Graf 3- Vývoj cen dlouhodobých kontraktů ZP na PXE - [16].....	21
Graf 4- Vývoj cen dlouhodobých kontraktů EE na PXE - [17].....	21
Graf 5- Ochota zaplatit za přesnou ekonomickou analýzu - vlastní tvorba.....	24
Graf 6 - Odběrový diagram vycházející z TDD upravený o ohřev TUV od března do září - vlastní tvorba	28
Graf 7 - Průběh okamžité denní spotřeby EE daného RD, vycházející z upraveného TDD - vlastní tvorba	29
Graf 8- Průběh okamžité spotřeby EE ve všední a víkendové dny - mladý pár - vlastní tvorba	31
Graf 9 - Průběh okamžité spotřeby EE ve všední a víkendové dny - pár v důchodu - vlastní tvorba	31
Graf 10 - Průběh okamžité spotřeby EE - vyhotovený pomocí LPG a Makra B - vlastní tvorba	32
Graf 11 - Měsíční diagram spotřeby EE - ohřev TUV nastaven na březen až říjen - vlastní tvorba + Makro B [26].....	33
Graf 12- Vývoj inflace v ČR - [35].....	37
Graf 13 - Vývoj NPV u Scénáře č.2 - roční spotřeba \approx roční výroba, upravené poměry NT/VT - vlastní tvorba	54
Graf 14 - Optimalizace instalovaného výkonu dle NPV - porovnání scénářů - vlastní tvorba	54
Graf 15 - Optimalizace instalovaného výkonu dle IRR - porovnání scénářů - vlastní tvorba	55
Graf 16 - Porovnání PP u daných scénářů a změna doby PP dle instalovaného výkonu u Scénáře č. 2 - vlastní tvorba.....	56
Graf 17 - Vývoj IRR při změně instalovaného výkonu - Scénář č. 2 - vlastní tvorba....	58
Graf 18 - Porovnání výdajových NPV u varianty bez pořízení FVE a s FVE - vlastní tvorba	58
Graf 19 - Vývoj diskontovaných hotovostních toků (CDCF) potažmo znázornění PP - vlastní tvorba.....	59
Graf 20 - Citlivostní analýza RCF, Scénář č.2 - vlastní tvorba	66
Graf 21- Citlivostní analýza IRR, Scénář č.2 - vlastní tvorba	68
Graf 22 - Citlivostní analýza PP, Scénář č.2 - vlastní tvorba	69