

## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Šterberová** Jméno: **Lenka** Osobní číslo: **405364**  
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**  
Zadávající katedra/ústav: **Katedra elektroenergetiky**  
Studijní program: **Elektrotechnika, energetika a management**  
Specializace: **Elektroenergetika**

## II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

**Zhodnocení vlivu účinnosti fotovoltaického modulu na ekonomickou návratnost systému rodinného domu**

Název diplomové práce anglicky:

**Evaluation of the Effect of Photovoltaic Module Efficiency on the Economic Return of the Domestic PV System**

Pokyny pro vypracování:

- studium literatury
- průzkum pravidel pro připojování malých PV systémů
- ověření simulace na reálných datech
- simulace výtěžnosti typického PV systému v rámci programu NZÚ s ukládáním do vody (možno rozšířit o baterie) v programu PV\*SOL
- průzkum trhu FV modulů v návaznosti na předchozí práci Anny Pražanové (aktualizace cen)
- průzkum trhu FV systémů v rámci programu Nová zelená úsporám (nabídky českých firem)
- vyhodnocení navýšení ceny modulu přidáním perovskitové vrstvy
- výpočet ceny za vyrobenou energii a ekonomické zhodnocení

Seznam doporučené literatury:

Photovoltaics Report 2019, [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)  
kniha: Konrad Mertens, Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice, ISBN: 978-1118634165  
e-kniha: Arno Smets, Klaus Jäger, Olindo Isabella, René van Swaaij, Miro Zeman, Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems  
článek: M. Cai, Y. Wu, H. Chen, X. Yang, Y. Qiang, L. Han, Cost-Performance Analysis of Perovskite Solar Modules, Adv. Sci. 2017, 4, 1600269, DOI: 10.1002/advs.201600269  
článek: Nathan L. Changa, Anita Wing Yi Ho-Bailliea, Doojin Vakb, Mei Gaob, Martin A. Greena, Renate J. Egan, Manufacturing cost and market potential analysis of demonstrated roll-toroll perovskite photovoltaic cell processes, Solar Energy Materials and Solar Cells 174 (2018) 314–324, DOI: 10.1016/j.solmat.2017.08.038  
internetový zdroj: Cost of Ownership calculation of perovskite PV technology, <https://www.cheops-project.eu/2019/05/23/cost-of-ownership-calculation-of-perovskite-pv-technology>  
bakalářská práce: Anna Pražanová „Studium reverzibilních změn v solárním článku na bázi hybridního metalhalidového perovskitu“ Katedra ekonomiky, manažerství a humanitních věd, FEL, ČVUT v Praze, květen 2019

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

**doc. Mgr. Jakub Holovský, Ph.D., katedra elektrotechnologie FEL**

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

Datum zadání diplomové práce: **18.02.2020**

Termín odevzdání diplomové práce: **14.08.2020**

Platnost zadání diplomové práce: **19.02.2022**

\_\_\_\_\_  
doc. Mgr. Jakub Holovský, Ph.D.  
podpis vedoucí(ho) práce

\_\_\_\_\_  
podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

### III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

Diplomantka bere na vědomí, že je povinna 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 studentky

Diplomová práce



České  
vysoké  
učení technické  
v Praze

**F3**

Fakulta elektrotechnická  
Katedra elektroenergetiky

## Zhodnocení vlivu účinnosti fotovoltaického modulu na ekonomickou návratnost systému rodinného domu

**Lenka Šterberová**

Vedoucí: doc. Mgr. Jakub Holovský, Ph.D.  
Obor: Elektrotechnika, energetika a management  
Studijní program: Elektroenergetika  
Srpen 2020



## Poděkování

Na tomto místě bych chtěla poděkovat vedoucímu své diplomové práce doc. Mgr. Jakubu Holovskému, Ph.D. za jeho odborné vedení, čas a cenné rady. Dále bych chtěla poděkovat pracovníkům firmy Energo centrum Plus s.r.o za umožnění přístupu k datům využívaným v této práci a za ochotu odpovídat na všechny dotazy.

## Prohlášení

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

V Praze, 10. srpna 2020

## Abstrakt

Tato diplomová práce se zaměřuje na ekonomický potenciál fotovoltaiky. Nejprve je popsána legislativa vztahující se na nové systémy a aktuální dotační program Nová zelená úsporám 2020, dále je na příkladu reálného systému ověřena přesnost simulačního nástroje PV\*Sol. V další části je proveden průzkum českého trhu, spolu s jeho grafickou interpretací a vyhodnocením. Na příkladu skutečného rodinného domu je provedena případová studie k posouzení ceny energie vyráběné fotovoltaikou pomocí LCoE. Případová studie je dále využita k ekonomickému zhodnocení vlivu zvýšení účinnosti použitých modulů přidáním dodatečné perovskitové vrstvy.

**Klíčová slova:** fotovoltaický systém, PV\*Sol, simulace, průzkum trhu fotovoltaiky, NZÚ 2020, LCoE, vliv účinnosti, vliv dimenzování střídače, perovskit

**Vedoucí:** doc. Mgr. Jakub Holovský, Ph.D.

## Abstract

This master's thesis deals with the economic potential of the photovoltaic technologies. The first part describes the photovoltaic legislation on the new systems and the actual subsidy programme called Nová zelená úsporám. The accuracy of the computer simulation program PV\*Sol is evaluated on the example of a real PV system. Next part is focused on the research of the Czech photovoltaic market, its graphical interpretation and evaluation. A real home case study is performed to evaluate the cost of photovoltaic energy. The study is also used for the economic analysis of the influence of the PV module efficiency augmentation brought about by the additional perovskite deposition on the silicon modules.

**Keywords:** photovoltaic system, PV\*Sol, simulation, research of photovoltaic market, NZU 2020, LCoE, effect of efficiency, effect of sizing ratio, perovskite

**Title translation:** Evaluation of the Effect of Photovoltaic Module Efficiency on the Economic Return of the Domestic PV System

## Obsah

<b>Úvod</b>	<b>1</b>	<b>2 Simulace fotovoltaického systému a ověření výsledků</b>	<b>15</b>
<b>1 Legislativní podmínky pro různé typy fotovoltaických systémů a podpora</b>	<b>3</b>	2.1 Popis simulovaného fotovoltaického systému . . . . .	16
1.1 Autonomní systémy . . . . .	3	2.2 Postup simulace v programu PV*Sol . . . . .	17
1.1.1 Hybridní systémy . . . . .	4	2.2.1 Založení projektu, výběr a vliv lokality – klimatických dat . . . . .	17
1.2 Systémy připojené k síti . . . . .	5	2.2.2 Tvorba 3D modelu budov ČVUT . . . . .	20
1.2.1 FVS jako podnikání . . . . .	6	2.2.3 Modelování bloků FVS na budově ČVUT . . . . .	23
1.2.2 Mikrozdroj . . . . .	7	2.2.4 Rozdělení do stringů a ztráty v kabelech . . . . .	26
1.2.3 FVS pro vlastní spotřebu se standardním procesem připojení . .	8	2.3 Výsledky simulace a jejich ověření	28
1.2.4 Smlouva o připojení a PPDS .	9	2.3.1 Porovnání vyrobené energie .	28
1.2.5 Daňová povinnost . . . . .	10	2.3.2 Porovnání denního diagramu	31
1.3 Dotace v programu Nová zelená úsporám . . . . .	11	2.3.3 Ověření funkce MPPT a překlenovacích diod . . . . .	33
1.3.1 Podoblast podpory C.3.3. . . .	12	2.3.4 Klimatická data . . . . .	37
1.3.2 Podoblasti podpory C.3.4 až C.3.9 a jejich podmínky . . . . .	12	<b>3 Komponenty fotovoltaického systému, jejich parametry a průzkum trhu</b>	<b>39</b>
		3.1 Fotovoltaické moduly . . . . .	40

3.1.1 Sledované parametry modulů	43	4.4 Vliv účinnosti použitých modulů	75
3.2 Měniče	47	4.5 Vliv faktoru dimenzování střídače SR	77
3.2.1 Sledované parametry měničů	49	4.6 Vliv zvýšení účinnosti přidáním perovskitové vrstvy	78
3.3 Fotovoltaické systémy	53	<b>Závěr</b>	<b>83</b>
3.4 Interpretace průzkumu trhu	56	<b>Bibliografie</b>	<b>87</b>
<b>4 Případová studie – ekonomické vyhodnocení fotovoltaického systému a vliv perovskitu</b>	<b>59</b>	<b>Seznam zkratk</b>	<b>93</b>
4.1 Popis lokality a objektu a 3D model	60	<b>Přílohy</b>	<b>95</b>
4.2 Energetické potřeby domácnosti	64	Obsah přiloženého CD	95
4.3 Fotovoltaický systém - popis, simulace a LCoE	67		
4.3.1 Popis vybrané varianty fotovoltaického systému	67		
4.3.2 Porovnání vyrobené a spotřebované energie	68		
4.3.3 Den minima spotřeby a maxima výroby	70		
4.3.4 Přebytky energie	71		
4.3.5 Výpočet LCoE	73		
4.3.6 Citlivostní analýza	73		



## Obrázky

1.1 Schéma autonomního systému vycházející ze schématu publikovaném v [5]. . . . .	4	2.7 Celková energie vyrobená všemi částmi FVS v jednotlivých měsících – porovnání skutečnosti a výsledků simulace. . . . .	29
1.2 Schéma hybridního fotovoltaického systému vycházející z [6] . . . . .	5	2.8 Relativní odchylka výsledků simulace od skutečnosti. . . . .	30
1.3 Schéma on-grid systému bez akumulace vycházející z [5] . . . . .	6	2.9 Znázornění relativních odchylek energie vyrobené jednotlivými bloky FVS mezi simulací a reálnými daty. 31	
2.1 Mapa s 3D modelem budov ČVUT. . . . .	22	2.10 Porovnání průměrného denního diagramu zatížení budovy laboratoří VVN v srpnu podle simulace a v realitě. . . . .	32
2.2 Fotografie kotvicí konstrukce FV modulů. . . . .	24	2.11 Porovnání průměrného denního diagramu zatížení budovy A3 v lednu podle simulace a v realitě. . . . .	33
2.3 Snímek z programu zachycující budovu D3 a úhel orientace vzhledem k osazovanému povrchu 48,5°. . . . .	25	2.12 Výkonová charakteristika modulu s by-pass diodami a bod maximálního výkonu převzaté a upravené z [28]. 34	
2.4 Ukázka budovy rozdělení modulů do stringů podle projektové dokumentace a v programu na budově D3. . . . .	26	2.13 Červeně vyznačený string, jehož veličiny jsou vyneseny v grafu 2.14. Snímek z PV*Sol zobrazuje stínění stringu právě 5. března v 9.00. . . . .	34
2.5 Analýza zastínění na budově D3 vyjádřená v procentech jako roční pokles přímého slunečního záření. . . . .	27	2.14 Časový průběh intenzity slunečního záření dopadajícího na horizontální rovinu, napětí v MPP a výkonu střídače ve 2 různé březnové dny podle výsledků simulace v PV*Sol. . . . .	35
2.6 Model zastínění budovy D3 z dubna v ranních hodinách – v dalších měsících a hodinách bude rozdílné. . . . .	27	2.15 Graf napětí v MPP a výkonu jednoho ze střídačů na bloku D3 – porovnání výsledků simulace a reality. . . . .	36

2.16 Porovnání napětí v MPP a výkonů střídače na bloku D3 v zimním období podle výsledků simulace a reálných dat. ....	36	3.6 Vliv teploty na voltampérovou a výkonovou charakteristiku modulu [39] za předpokladu shodné intenzity záření.....	46
2.17 Porovnání napětí v MPP a výkonů střídače bloku D3 v letním období podle výsledků simulace a reálných dat. ....	37	3.7 Zobrazení poklesu výkonu v průběhu životnosti FV modulů některých výrobců.....	47
2.18 Graf průměrných měsíčních teplot.....	37	3.8 Zobrazení účinnosti a cen transformátorových a beztransformátorových střídačů nabízených na českém trhu vyplývající z průzkumu trhu – viz příloha 1. ....	48
3.1 Graf zobrazující ceny různých typů fotovoltaických modulů [Kč/m <sup>2</sup> ] v závislosti na jejich účinnosti.....	42	3.9 Zobrazení typické závislosti účinnosti na poměru výstupního výkonu střídače k jeho jmenovitému výstupnímu výkonu podle [41] a zobrazení závislosti křivky účinnosti na velikosti vstupního napětí převzaté z katalogového listu střídače Fronius Primo [42]. ....	50
3.2 Procentuální podíl produkce mono/multikrystalických a tenkovrstvých modulů na trhu převzatý z [35]. ....	42	3.10 Závislost cen střídačů některých výrobců na jejich výkonu – viz příloha 1. ....	52
3.3 Laboratorní výsledky účinností fotovoltaických článků různých typů technologií fotovoltaiky podle [36].	43	3.11 Zobrazení cen nabídek v závislosti na výkonu FVS bez uvažování dotace. ....	55
3.4 Voltampérová U-I a výkonová U-P charakteristika FV modulu upravená podle [38]. ....	44	3.12 Zobrazení cen nabídek v závislosti na výkonu FVS se započítáním udělené dotace. ....	55
3.5 Příklad vlivu hodnoty intenzity slunečního záření na proud nakrátko, napětí naprázdno a výkon podle [39] modulu, body na jednotlivých křivkách výkonu označují body maximálního výkonu.....	45	3.13 Zobrazení cen modulů a fotovoltaických systémů v závislosti na jejich účinnosti. ....	57

4.1 Snímek modelované lokality z roku 2009 převzatý z map Google Earth, stínící stromy už v současnosti na místě nejsou. ....	61	4.13 Výroba a spotřeba v průměrný lednový víkendový den. ....	70
4.2 Znázornění vlivu stínění horizontem. ....	62	4.14 Den minima spotřeby. ....	71
4.3 Výnosnost modulů v závislosti na jejich orientaci a sklonu podle [46].	63	4.15 Den maxima výroby. ....	71
4.4 Vymodelovaná budova včetně jejího lokálního zastínění. ....	63	4.16 Závislost LCoE na tempu meziročního růstu provozních nákladů. ....	74
4.5 Porovnání měsíční spotřeby za rok 2018 a 2019 zjištěné odečtem. ....	65	4.17 Zobrazení závislosti výtěžnosti systému na jeho ceně (nepřímo účinnosti). ....	76
4.6 Denní spotřeby energie v zimě a v létě. ....	66	4.18 Výtěžnost systému s různými hodnotami faktorů dimenzování střídače. ....	79
4.7 Průměrný denní diagram spotřeby v zimě/létě ve všední den/víkend. .	66	4.19 Zobrazení závislosti výtěžnosti FVS na jeho ceně (nepřímo účinnosti) a vlivu přidání perovskitové vrstvy do tandemu. ....	81
4.8 Celková měsíční spotřeba elektrické energie za rok 2018, 2019 a výroba FVS. ....	68		
4.9 Průměrný průběh nevyužitého výkonu v jednotlivých hodinách. .	69		
4.10 Výroba a spotřeba elektřiny v průměrný červnový všední den. .	69		
4.11 Výroba a spotřeba v průměrný červnový víkendový den. ....	69		
4.12 Výroba a spotřeba v průměrný lednový všední den. ....	70		

## Tabulky


1.1 Pokuty za přetoky energie do DS. . . . .	8
4.1 Hodnoty přebytků energie a výroby FVS. . . . .	72
4.2 Použité moduly pro ověření vlivu účinnosti. . . . .	75
4.3 Parametry monokrystalických modulů Jinko Solar. . . . .	77
4.4 Parametry střídače GoodWe. . . . .	77
4.5 Ověření bezpečného pracovního bodu střídače. . . . .	78



## Úvod

Ačkoliv si fotovoltaika získala celou řadu odpůrců v důsledku příliš štědrých výkupních tarifů a v důsledku zastavování prázdných pozemků v období tzv. *solárního boomu* způsobeného nevhodně nastavenou legislativou zaměřenou na podporu obnovitelných zdrojů, jsou v současnosti střešní fotovoltaické systémy poměrně běžnou součástí rodinných domů. Snahy Evropské unie o ochranu klimatu spočívající v úsporách energie a zvýšení podílu elektřiny z obnovitelných zdrojů v energetickém mixu vedou ke vzniku dotačních programů na jejich podporu a také ke zdražování emisních povolenek, potažmo růstu ceny elektřiny. Kvůli těmto vlivům se fotovoltaický systém jeví jako zajímavá investice nejen pro soukromé investory, ale i pro energeticky náročné podniky, kterým díky dodávce elektřiny zejména v období špičky jejího odběru umožňuje významně snížit jejich provozní náklady. Fotovoltaika, která v současnosti představuje podle [1] pouze necelá 2 % energetického mixu České republiky, tak v současnosti získává stále více pozornosti. Na vývoj nových účinnějších nebo levnějších technologií fotovoltaiky se zaměřuje celá řada laboratoří a vědců, jejichž úsilí může v blízké budoucnosti vést k nárůstu využití tohoto obnovitelného zdroje. Otázka, jaký je správný poměr mezi účinností a cenou technologie, je dlouhodobě předmětem debaty zejména proto, že některé levnější technologie, jako například amorfní křemík, komerčně zcela zanikly, a naopak u vysoce účinných technologií se očekává komerční úspěch.

Tato diplomová práce se proto zaměřuje právě na ekonomický potenciál fotovoltaiky z pohledu zvyšování účinnosti. Jednak bude vyhodnocena ekonomická efektivita FVS na podkladě současných účinností, současného nastavení legislativy a dotační podpory, k tomuto účelu bude využit simulační nástroj PV\*Sol, jehož přesnost bude v práci také ověřena. Dalším záměrem bude pokus o vyhodnocení potenciálu nové (v současnosti ještě nekomerční) tech-



nologie, a to tandemových článků využívajících krystalického křemíku a látek zvaných perovskity.

# Kapitola 1

## Legislativní podmínky pro různé typy fotovoltaických systémů a podpora

V této kapitole budou rozebrány základní varianty fotovoltaických systémů, které umožňuje česká legislativa i s přihlédnutím k současným možnostem získání dotace. Jednotlivé systémy se mohou lišit v mnoha aspektech, hlavním kritériem dělení FVS je jejich připojení nebo nepřipojení k elektrické distribuční síti, dále se rozlišují podle různého způsobu využití přebytků energie, množství a druhu nutných komponent systému, až po důvod pro výstavbu elektrárny a velikost jejího výkonu.

Budou zde také zmíněny základní právní a jiné předpisy, které možnosti připojení FVS k síti a pravidla a podmínky jejich provozu upravují. Budou to především zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (neboli také energetický zákon) [2], dále vyhláška č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě [3] a zákon č. 586/1992 Sb. o daních z příjmů [4]. Dalším důležitým právním dokumentem, který upravuje podmínky výstavby FVS, je stavební zákon č. 183/2006 Sb.

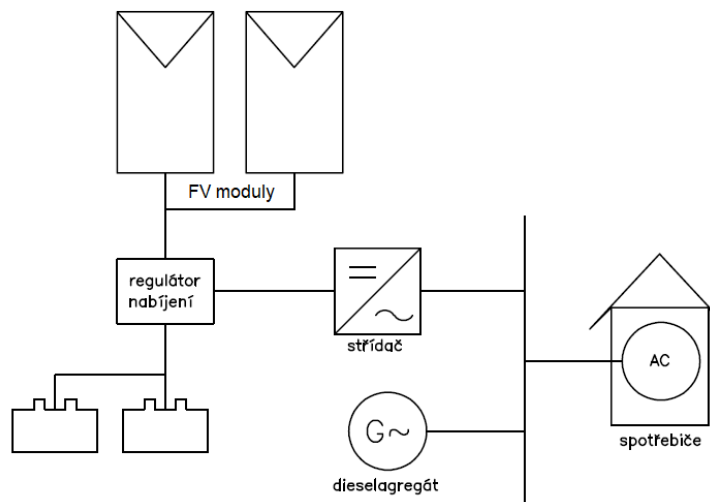
### 1.1 Autonomní systémy

Autonomní neboli také off-grid systémy se vyznačují tím, že nejsou propojeny s elektrizační soustavou, FVS tedy tvoří samostatný energetický ostrov





finančně náročné, je výhodné využití fotovoltaických modulů v hybridních systémech. Jak je patrné z obrázku 1.2, fotovoltaické moduly jsou zde kromě baterií a regulátorů nabíjení doplněny i dalšími zdroji energie, kterými může být například větrná elektrárna nebo obvyklejší dieselařegát, případně i kombinace více zdrojů. Tento systém pracuje nezávisle na DS, platí pro něj proto stejná podmínka a legislativa jako pro autonomní systémy.



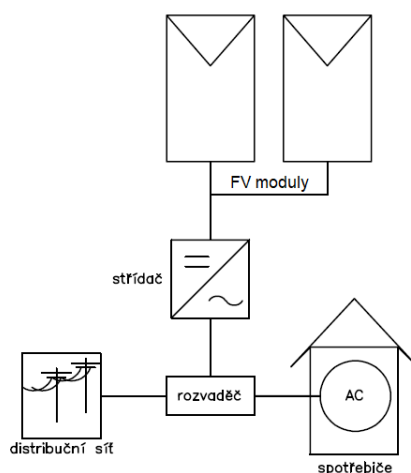
**Obrázek 1.2:** Schéma hybridního fotovoltaického systému vycházející z [6]

Plocha a počet fotovoltaických modulů i kapacita bateriového úložiště pro zabezpečení bezproblémového chodu objektu bez výpadků energie by musela být velká, vhodně naddimenzovaná tak, aby stačila pro zabezpečení dodávky elektrické energie i v zimě, kdy je světlo umožňující chod FVS pouze pár hodin denně a intenzita slunečního záření je často velmi slabá. Zejména v případě celoročního provozu objektu by tak velikost FVS, pokud by zde nebyl jiný zdroj energie, musela být dimenzována právě na zimní období a finanční náročnost takového systému by jistě byla výrazná. Doplněním o další záložní zdroje energie je dosaženo snížení nároků na velikost FVS, a zároveň se zvýší spolehlivost systému pro případ poruchy modulů. Náklady na hybridní systém jsou naopak nižší než v případě, kdy by byl objekt napájen pouze dieselařegátem, jak uvádí [6].

## 1.2 Systémy připojené k síti

On-grid systémy neboli systémy připojené k distribuční síti a provozované paralelně s ní jsou v podmínkách České republiky nejběžnějším typem. Základní a v současné době u nových instalací běžné schéma zapojení je zobrazeno

na obrázku 1.3. Elektrická energie v tomto způsobu zapojení může být do objektu dodávána nejen z FVS přes střídač, ale i z distribuční sítě. Systém je navíc možné rovněž rozšířit o akumulaci energie a lépe tak využít vyrobenou elektřinu, a ještě více snížit účet za elektřinu od dodavatele. Energie z obnovitelného zdroje je užívána primárně, ze sítě je odebírána pouze v případě nedostatku. Tento systém je z hlediska spolehlivosti dodávky elektřiny velmi výhodný díky nepřerušené možnosti odběru ze sítě. Druhou variantou, která už dnes pro nově instalované malé FVS běžná není, je přímé připojení elektrárny k síti a prodej veškeré vyrobené energie obchodníkovi s elektřinou.



**Obrázek 1.3:** Schéma on-grid systému bez akumulace vycházející z [5]

### 1.2.1 FVS jako podnikání

Jen zběžně zmíníme možnost výstavby FVS pro prodej veškeré vyrobené energie do sítě. Tento model je podle [7] i dalších zdrojů v současnosti nevýhodný. Legislativa a dotace jsou naopak nastaveny tak, že pro investora je výhodné spotřebovat co největší podíl vyrobené energie v místě výroby. Podmínkou pro připojení k DS je podle vyhlášky č. 16/2016 Sb. § 3 [3] jednak podání žádosti o připojení před výstavbou nebo připojením nového zařízení, jejíž povinné náležitosti (údaje o žadateli a údaje o zařízení) rovněž upravuje tato vyhláška. Další podmínkou je případné provedení studie připojitelnosti, pokud si ji PDS vyžádá, což je pravděpodobné, neboť podle § 6 této vyhlášky [3] má právo si ji vyžádat, pokud připojované zařízení bude mít vliv na provoz soustavy. Další podmínkou je uzavření smlouvy o připojení s provozovatelem distribuční případně přenosové soustavy.

Jelikož se v případě prodeje veškeré vyrobené energie jedná jednoznačně

o podnikání v elektroenergetice, které upravuje zákon č. 458/2000 Sb. § 3 [2], je také nutné získat licenci na výrobu elektřiny, kterou uděluje ERÚ na základě podání písemné žádosti, jejíž náležitosti a podmínky udělení upravuje rovněž tento zákon (§ 5 a § 7). Nezbytná je podle [7] také smlouva s obchodníkem o dodávkách vyrobené elektřiny. Cena, za kterou obchodník elektřinu vykoupí, je předmětem dohody. Nicméně není pravděpodobné, že by překročila nebo se příliš přiblížila tržní ceně, za kterou silovou energii odebíráme ze sítě, jinak by pro obchodníka s elektřinou tento obchod nebyl profitabilní. Cena silové energie v současnosti není příliš vysoká a žádná dotace pro tento typ provozu není poskytována, proto je model FVS s prodejem veškeré vyrobené energie do sítě všeobecně považován za ekonomicky neefektivní.

### 1.2.2 Mikrozdroj

Provozování FVS jako tzv. mikrozdroje je novou variantou, kterou od roku 2016 vyhláška č. 16/2016 Sb. [3] umožňuje. Za mikrozdroj se podle § 2 této vyhlášky považuje zařízení pro výrobu elektřiny připojené paralelně k soustavě nízkého napětí s celkovým maximálním jmenovitým výkonem 10 kW a střídavým proudem maximálně 16 A na fázi. Pro takové zdroje podmínky připojení uvedené v kapitole 1.2.1 neplatí a je umožněn zjednodušený proces připojení k síti. Žadatel o připojení mikrozdroje ve zjednodušeném procesu musí splnit následující podmínky při instalaci výroby, které vyplývají z § 16 vyhlášky č. 16/2016 Sb. [3]:

- Elektřina bude využívána primárně pro vlastní spotřebu provozovatele. Mikrozdroj by tedy měl být technicky řešen tak, aby nedocházelo k neoprávněným dodávkám energie do sítě. To může být dosaženo jak vhodným dimenzováním zdroje, tak instalací tzv. PLC regulátoru spolu se solid state relé pro plynulé spínání ohmických spotřebičů (např. v ČR známého Wattrouteru), případně akumulací energie, především ale použitím dodatečné regulace střídače, která umí v případě nemožnosti vlastního uplatnění elektřiny plynule utlumovat výkon elektrárny (např. v ČR známý regulátor IRIDON). Za případné přetoky může být provozovatel sankcionován PDS podle platného cenového rozhodnutí ERÚ – viz tabulka 1.1 z Cenového rozhodnutí ERÚ č. 5/2019 [8]. Překročení rezervovaného výkonu se účtuje až od hodnoty vyšší než 115 W, v případě překročení této hodnoty ale za celkovou hodnotu překročení.
- Zajištění změření impedance proudové smyčky v místě připojení, která nesmí překročit 0,47  $\Omega$  pro zdroje do 16 A na fázi a pro zdroje do 10 A 0,75  $\Omega$ .



žádost podle § 8 zmíněné vyhlášky [3] posuzuje s ohledem na místo a způsob připojení, rezervovaný výkon a jeho průběh, spolehlivost dodávky, zpětné působení výroby na síť, plánovaný rozvoj soustavy a její limity. Pro provoz FVS musí být rovněž uzavřena smlouva o připojení výroby, kde požadovaný rezervovaný výkon nebude v tomto případě nulový jako u mikrozdroje, nýbrž bude tvořen součtem jmenovitých výkonů všech instalovaných modulů.

Pokud celkový instalovaný výkon FVS nepřesáhne 10 kW, není podle zákona č. 458/2000 Sb. § 3 [2] pro provoz výroby třeba licence na výrobu elektřiny. Nicméně je třeba uzavřít smlouvu s obchodníkem ochotným odebírat případné přetoky elektrické energie a vyplácet za ně výrobcí sjednanou cenu. Opět není očekávatelné, že by tato cena přesáhla nebo se příliš přiblížila tržní ceně, za kterou elektřinu potom prodá spotřebiteli. Tento způsob provozu FVS bude sice administrativně náročnější, ale dnes je mnoho firem nabízejících instalaci FVS na klíč v rámci dotace Nová zelená úsporám, které celý administrativní proces zákazníkovi usnadní. Provozovatel výroby tak získá více svobody, nemusí nutně pořizovat regulační prvky pro plynulé utlumování výkonu výroby, navíc se nemusí obávat sankcí za případné přetoky.

#### 1.2.4 Smlouva o připojení a PPDS

Podle § 28 zákona č. 458/2000 Sb. [2] smí zákazník provozovat výrobu elektřiny maximálně o výkonu 10 kW propojenou s DS/PS pouze na základě uzavřené smlouvy o připojení, což vyplývá už z předcházejících odstavců. Na takového zákazníka se potom vztahují některá práva a povinnosti výrobce energie. Zákazník má podle § 23 zákona č. 458/2000 Sb. [2] právo připojit své zařízení k elektrizační soustavě, ale pouze pokud splňuje podmínky stanovené v Pravidlech provozování distribuční soustavy (PPDS), případně v Pravidlech provozování přenosové soustavy (PPPS). Ze stejného paragrafu vyplývají jeho povinnosti, a to zajistit na své náklady připojení zařízení k PS/DS, zpřístupnit měřicí zařízení PPS/PDS, řídit se pokyny dispečinku, dodržovat parametry kvality energie stanovené PPPS/PPDS, podílet se na úhradě oprávněných nákladů spojených s připojením výroby.

Uzavřením smlouvy o připojení se podle § 50 zákona č. 458/2000 Sb. [2] provozovatel soustavy zavazuje připojit žadatele a zajistit mu sjednaný rezervovaný výkon, žadatel zase k úhradě podílu na oprávněných nákladech na připojení, což jsou náklady spojené s úpravami soustavy nutnými pro připojení žadatele. Náležitosti smlouvy o připojení upravuje také § 50 energetického zákona [2] – smlouva musí obsahovat technické podmínky připojení (jako je specifikace a technické údaje odběrného místa, ve kterém je připojena výroba, včetně druhu výroby a způsobu provozu podle energetického zákona), způsob



15% sazbou. V případech, kdy licence vyžadována není, bude příjem daněn podle § 10 stejného zákona jako ostatní příjem také sazbou 15 %. Pokud ale příjmy investora spadající do kategorie ostatních příjmů nepřesáhnou 30 000 Kč za zdaňovací období, bude poplatník od daně osvobozen.

## 1.3 Dotace v programu Nová zelená úsporám

Zatímco ještě v nedávné minulosti stát podporoval FVS na základě pevně stanovených výkupních tarifů, v současnosti podpora probíhá formou jednorázových dotací na výstavbu. Kvůli snaze státu o splnění požadavku EU na zvýšení podílu obnovitelných zdrojů v energetickém mixu byla podpora na libovolně velké FVS v minulosti nastavena tak, aby se investice zaplatila do 15 let. Podpora byla možná buď formou garantovaných výkupních cen nebo tzv. zeleného bonusu na vyrobenou energii. Tato podpora navíc garantovala maximální meziroční pokles výkupních cen 5 %, což spolu s prudkým poklesem investičních nákladů na FVS vedlo k výraznému nárůstu jejich počtu i instalovaného výkonu zejména mezi lety 2009 a 2013. Tento druh podpory s výhodou využívaný na výstavbu rozsáhlých FVS o vysokém výkonu byl v roce 2013 ukončen.

V současné době je podpora od MPO nastavena jako jednorázový příspěvek na výstavbu FVS. Podniky čerpají v rámci programu Úspory energie dotace ve výši 2-50 mil. Kč v závislosti na velikosti podniku a prokázaných způsobilých výdajích [12]. Dotace na instalaci FVS pro výrobu elektřiny v rodinných domech jsou potom udělovány v rámci 3. výzvy programu Nová zelená úsporám [13] platné od 31. ledna 2020, konkrétně z oblasti podpory C – Efektivní využití zdrojů energie. Základní podmínky programu obecně jsou takové, že není možné uplatňovat na jeden objekt více žádostí souběžně, další žádost je tak možné podat až po vyplacení úhrady žádosti předchozí. Lze však také v rámci jedné žádosti kombinovat více druhů opatření. O dotaci může požádat vlastník rodinného domu nebo jeho stavebník pomocí elektronického formuláře na stránkách programu NZÚ kdykoliv před, v průběhu nebo po dokončení instalace elektrárny do konce roku 2021. Maximální výše podpory z programu je omezena na 50 % způsobilých doložených výdajů, což jsou takové výdaje, které přímo souvisí s dodáním a instalací podporovaného opatření.

Dotaci v oblasti C programu [13] tvoří jednorázový příspěvek na náklady spojené s instalací, který pro jeden objekt nesmí v součtu za jednotlivé oblasti C.1 až C.4, C.7 a C.9 překročit 350 000 Kč. Pokud tedy v minulosti byla využita dotace například na tepelné čerpadlo z tohoto programu (oblast C.1 a C.2), je třeba ověřit, kolik již je z uvedeného limitu vyčerpáno a kolik tedy





- střídač o Euro účinnosti alespoň 94 % a nutné MPPT o 98 %, případně hybridní měnič (měnič pro přeměnu stejnosměrného napětí z akumulátorů pro vnitřní rozvod) o Euro účinnosti 92 %
- povinnost využít alespoň 70 % teoretického zisku v místě výroby s automatickým řízením tak, aby energie byla využita primárně pro okamžitou spotřebu a pro akumulaci – přesný výpočet teoretického zisku systému [kWh/rok] se provádí na základě klimatických podmínek lokality, parametrů modulů a jejich orientace, parametrů měniče a dalších komponent, ztrát v rozvodu, nebo zjednodušeně jako součin špičkového instalovaného výkonu všech modulů [kWp]·1000
- nevyužívat olověné a Ni-Cd akumulátory

Výše dotace a také další podmínky jednotlivých podoblastí C.3.4 až C.3.9 podle [13] jsou rozdílné, a budou nyní zmíněny jen ve stručnosti. V podoblasti C.3.4 je možné získat 55 000 Kč při celkovém teoretickém využitelném zisku elektrárny alespoň 1700 kW/rok, v oblasti C.3.9 je to až 80 000 Kč při zisku minimálně 3000 kWh/rok. Podmínkou je akumulace přebytků energie do teplé vody s minimální požadovanou velikostí zásobníku 120 l pro oblast C.3.4 a 200 l pro C.3.9.

Při stejném minimálním zisku elektrárny jako v C.3.4. je možné žádat také o podporu až 70 000 Kč v podoblasti C.3.5, kde je však povinná akumulace přebytků ve formě elektrické energie. Podmínkou je minimální kapacita akumulátoru 1,75 kWh na každý instalovaný kWp, případně pouze 1,25 kWh pro moderní akumulátory s větší užitnou kapacitou a větším počtem vybíjecích cyklů (např. Li-Ion, LiFePO<sub>4</sub>). Podoblasti C.3.6 a C.3.7 mají stejné podmínky ohledně akumulace, liší se akorát v možné výši podpory a minimálním požadovaném zisku FVS, kde pro podoblast C.3.6 je možné získat až 100 000 Kč při zisku alespoň 3000 kWh/rok, pro podoblast C.3.7 je to až 150 000 Kč při alespoň 4000 kWh/rok. Nejkomplikovanější podmínky pro získání až 150 000 Kč dotace jsou v podoblasti C.3.8, systém musí efektivně spolupracovat s tepelným čerpadlem při vytápění a přípravě teplé vody. Detailní podmínky je možné najít v [13].

Současně se žádostí o podporu z podoblasti C.3 je podle [13] možné podat také žádost o podporu z podoblasti C.5 na zhotovení odborného posudku, zabezpečení technického dozoru a zajištění měření průvzdušnosti stěn budovy. Výše této podpory může dosahovat až 5 000 Kč.



## Kapitola 2

### Simulace fotovoltaického systému a ověření výsledků

Při návrhu a ekonomickém zhodnocování plánované investice do FVS je výhodné předem znát objem energie, který elektrárna ve zvolené lokalitě při daném sklonu, orientaci, zastínění, typu a počtu modulů a střídačů může vyrobit. Zcela přesný výpočet nejspíš není možný, avšak pro alespoň přibližný odhad se využívají různé simulační programy. Tyto programy mohou být nápomocné i při návrhu pro nastavení konfigurace systému vedoucí k maximální výtěžnosti.

Aby bylo možné získat určitou představu o přesnosti výsledků simulace FVS, bude v následující části práce provedeno porovnání již realizovaného a provozovaného systému s počítačovou simulací téhož systému. Bude se jednat o část FVS umístěné na budovách ČVUT v Dejvicích. Přístup k údajům o daném systému pro účely této práce byl umožněn díky firmě Energocentrum Plus s.r.o., která je správcem elektrárny a provádí také nepřetržitý monitoring celého systému. Kromě projektové dokumentace systému nezbytné pro získání dat k provedení simulace byla firmou pro účely této práce udělena i přístupová práva k webovému systému sběru dat a dispečerského řízení nazvanému **Mervis SCADA**, který je produktem firmy Energocentrum Plus s.r.o. a jehož vývojem se firma zabývá. Po přihlášení do Mervis systému je možno o uvažovaném FVS získat celou řadu užitečných informací, ať už o aktuálních okamžitých hodnotách výkonu, proudu a napětí z jednotlivých střídačů, nebo o atmosférických podmínkách (jako je teplota nebo v posledních letech i intenzita slunečního záření), poruchách a odstávkách v provozu, sumě vyrobené energie a dalších. Užitečnou schopností Mervis je zobrazení daných okamžitých hodnot v grafech v závislosti na čase ve zvoleném intervalu. Navíc

jsou v systému uložena data za dobu 10 let, což bylo pro simulaci s výhodou využito. Údaje je možné stáhnout i ve formátu excel.

K simulaci FVS na budovách ČVUT byl použit program **PV\*Sol Premium 2019** společnosti Valentin Software, v průběhu práce potom byl proveden upgrade na verzi 2020. Tento program je sofistikovaným nástrojem pro provádění simulací FVS, umožňuje velmi detailní a věrné napodobení uvažované lokality i systému, lokalitu je možné vymodelovat včetně například výšek budov i velmi členitých, zastínění daného okolním horizontem, stínící vegetace včetně stupně propustnosti slunečních paprsků, kotvicích konstrukcí modulů, druhů kabeláží aj. Zároveň je program poměrně uživatelsky přívětivý a přehledný. O jeho funkci a přesnosti bude pojednávat tato kapitola. K získání představy o výtěžnosti FVS může být využit například i online kalkulátor **PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System**, který sice neumožňuje zadání takového množství detailů jako PV\*Sol, nicméně je narozdíl od něj přístupný každému zdarma, a navíc je v něm modelování systému časově daleko méně náročné.

### 2.1 Popis simulovaného fotovoltaického systému

Fotovoltaický systém na střeše ČVUT v Dejvicích, který je v provozu od ledna roku 2012, je rozmístěn na několika budovách školy (A1, A2, A3, D1, D3 a F1) a jeho celkový instalovaný výkon je 121,19 kWp. Pro účely simulace byla nicméně využita pouze část tohoto systému, konkrétně na střechách bloků D3, A3 a F1 (laboratoře VVN). Jednalo se o téměř 280 kusů multikrystalických modulů o instalovaném výkonu 62,54 kWp využitých pro simulaci. Předpokládáme, že takto rozsáhlý systém již je dostatečným vzorkem k identifikaci případných odchylek simulace od reality. Zvolená část FVS také zahrnuje více typů modulů i střídačů, čímž se minimalizuje možný vliv chyby databáze komponent programu PV\*Sol.

Před vlastní simulací byla na místě provedena prohlídka FVS. Cílem bylo zjistit stav systému, změřit rozměry, vzdálenosti a úhly, odhalit a naměřit potenciální zdroje zastínění. Pokud bychom chtěli porovnávat simulaci s nejaktuálnějšími daty z Mervis, bylo by nezbytné vzít v potaz degradaci modulů a související snížení jejich výkonu, k čemuž dochází zejména vlivem stárnutí materiálů a jejich vystavení vnějším vlivům. S postupnou degradací je třeba počítat a výrobce ji vždy u svých produktů uvádí. Zohledňování této degradace by simulací a vyhodnocení jejích výsledků zbytečně komplikovalo, proto byl zvolen postup provedení simulace z prvních let provozu – tedy předtím, než došlo k významnějšímu zhoršení parametrů modulů.

Zvolené bloky FVS v programu PV\*Sol byly tedy vymodelovány na základě původní projekční dokumentace, která byla pro tento účel poskytnuta firmou Energocentrum Plus s.r.o. Podle této dokumentace jsou všechny moduly orientovány směrem na jih a upevněny na ploché střeše na ocelových konstrukcích se sklonem cca 25°. Výkon z FVS je rozdělen do 2 napájecích bodů. Moduly jsou rozčleněny do stringů a ukončeny ve střídačích, odkud jsou přenášena data o činnosti do Energocentra. Střídače jsou potom svedeny do 2 sumárních rozvaděčů R-FVS 1/R-FVS 2, kde jsou umístěny elektroměry, které rovněž přenáší data do Energocentra, jističe a přepětové ochrany. Z těchto rozvaděčů je výkon veden do blízkých rozvaděčů R-FVS 1.1/R-FVS 2.1 vybavených síťovou ochranou a odpínacím prvkem (stykačem). Celá dosud popsaná část se nachází ve vnějším prostředí a je tedy vystavena atmosférickým vlivům a kolísáním teplot. Odtud je potom výkon sveden kabelovými žlaby po vnějším plášti budov dovnitř a vyveden na výkonové jističe ve stávajícím rozvaděči NN v suterénu budovy. Jeden bod je napájen z modulů na střeše bloku F1, druhý potom z modulů na bloku A3 a D3, které budou modelovány v programu, A1, A2 a D1.

## 2.2 Postup simulace v programu PV\*Sol

V následující kapitole bude naznačen postup, jakým byla simulace provedena, aby bylo patrné, jak bylo dosaženo výsledků popsaných dále.

### 2.2.1 Založení projektu, výběr a vliv lokality – klimatických dat

Prvním důležitým krokem po založení nového projektu v programu PV\*Sol, kde se kromě názvu projektu vyplní eventuálně také údajů o zákazníkovi a projektantovi, je výběr *typu systému a klimatických dat* (System Type, Climate Data and Grid). PV\*Sol nabízí simulaci off-grid i on-grid systémů, s akumulátory/dieselagregátem/spotřebiči energie aj. Nicméně cílem této práce bylo zjistit pouze, jaký je výkon a energie vyrobená FVS na výstupu ze střídačů, odkud byla k dispozici měřená data.

Objem energie vyrobené FVS je závislý na mnoha podmínkách, těmi nejdůležitějšími jsou *zeměpisná poloha a atmosférické podmínky*, které s polohou částečně souvisí. Výkon FV modulů je úměrný intenzitě slunečního záření [ $W/m^2$ ] (výkonu zářivého toku dopadajícího na metr čtvereční) dopadajícího



Jak se v programu i v manuálu [16] můžeme dočíst, zdrojem generovaných dat pro ČR je software MeteoNorm, který čerpá informace z téměř 8,5 tisíc meteorologických stanic po celém světě [17], z nichž 1600 se nachází v Evropě. Data nově generovaných lokalit jsou získávána interpolací průměrných měsíčních dat z nejbližších stanic s uvažováním korekčních faktorů (např. pro přímořskou polohu, jižní svahy atp.). Data odpovídají TMY (Typical Meteorological Year), což znamená, že z měřených dat za několik let (konkrétně pro naši lokalitu 1991-2010) jsou vybrány měsíční hodnoty v roce jako kompilace nejtypičtějších dat za dané měřené období [18]. Na základě matematických modelů jsou potom dopočítány hodinové, případně minutové, průběhy hodnot. Parametry využívané programem PV\*Sol pro simulaci jsou roční osvit [ $\text{kWh}/\text{m}^2$ ] a teplota [ $^{\circ}\text{C}$ ].

Data, ze kterých pro naši simulaci PV\*Sol vychází, jsou zeměpisná šířka  $50^{\circ}6'10''$  délka  $14^{\circ}23'31''$ , průměrná roční teplota  $9,7^{\circ}\text{C}$  a roční osvit pro představu  $1066 \text{ kWh}/\text{m}^2$ .

Při výběru *parametrů simulace* (Simulation Parameters) je možné nastavit celou řadu dalších detailů simulace. Lze zde například zpřesnit výsledky simulace volbou provedené simulace v minutových intervalech, což v našem projektu využito nebylo za účelem omezení množství zpracovávaných dat. Důležitější možností zde je nastavení procentuální hodnoty *albeda*. Tato hodnota vyjadřuje odrazivost okolních povrchů a objektů, čili kolik procent záření dopadajícího na daný povrch se odrazí do okolí. Vysoká hodnota albeda může na výkon FV modulů působit pozitivně, neboť záření odražené z okolí může významně zvýšit intenzitu záření dopadajícího na jejich povrch, a tedy generujícího elektrický výkon. Přednastavená hodnota v programu je 20 %, se kterou je podle [19] vhodné obecně počítat a která odpovídá odrazivosti povrchů, jako je beton, šterk, trávník, pole, stromy aj. Je tedy zřejmé, že běžné městské zástavbě by tato hodnota mohla odpovídat, a proto nebyla upravena. Hodnoty albeda je možné zadat i na měsíční bázi, kdy například v zimních měsících by bylo možno uvažovat výrazně vyšší odrazivost sněhu – podle [19] až 80 %. Nicméně v simulovaném projektu byla preferována původní doporučená hodnota průměrně 20 % před úpravami založenými na odhadu.

Dalším z možných nastavení simulace jsou *ztráty v důsledku znečištění FV modulů* (Soiling Losses). Na povrchu modulů se postupem času usazuje prach a jiné nečistoty. Tyto mohou v závislosti na míře znečištění podle [20] snížit výkon až o 10 %, zachytí totiž určité procento fotonů (dojde k jejich absorpci nebo odražení), které by jinak ve FV článku generovaly fotovoltaické napětí. Zejména po dlouhé době a při nepravidelné údržbě mohou tyto ztráty nabývat značných hodnot. Pro běžné aplikace uvádí [5] hodnotu 1 %. V projektu byla pro tyto ztráty zvolena právě hodnota % vzhledem k tomu, že simulace

byla provedena pro FVS po půl roce jeho provozu, moduly tedy nebyly vystaveny zdrojům znečištění dlouhou dobu, nicméně s nějakým znečištěním je nutno počítat, neboť se FVS nachází uprostřed rušného města s poměrně hustou dopravou. V období zimy potom byly tyto ztráty v simulaci navýšeny, konkrétně na 7 % v lednu a únoru, a 5 % v březnu, kdy v podmínkách ČR může dojít k dočasnému snížení výkonu vlivem zastínění sněhem.

Podle [21] sníh na ploše modulu ulpívá v závislosti na okolní teplotě a sklonu modulu. Vyšší sklony náklonu umožňují samočištění. S rostoucím náklonem se totiž zvyšuje pravděpodobnost, že sněhová vrstva z modulu sjede a snižuje se tak riziko zastínění. Také při teplotách kolem  $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$  bude sníh na povrchu modulů tát a sjíždět dolů, jak uvádí [21], při nižších teplotách je potom ulpívání sněhové pokrývky pravděpodobnější. Nicméně i skrz sněhovou pokrývku určité procento fotonů nakonec projde, konkrétně [21] uvádí například až 20 % prošlého záření při 2 cm ležícího sněhu, 3-4 % při 10 cm, přičemž se zejména jedná o krátkovlnné záření (vysokoenergetické fotony). Sníh má podle [21] dobré tepelně-izolační vlastnosti, proto při procesu termalizace dopadajících krátkovlnných fotonů, dochází k zahřívání povrchu modulu izolovaného od okolí sněhovou vrstvou, tím se zvyšuje pravděpodobnost roztátí přiléhající vrstvy sněhu a následného sjetí sněhové pokrývky z modulu. Pokud pod spodní hranou modulu není dostatek prostoru k hromadění sjíždějícího sněhu, může se zde vytvořit sněhová závěš, která částečně leží na modulu a bude způsobovat částečné zastínění. [21] stanovuje průměrné denní ztráty zastíněním vlivem sněhu pro moduly se sklonem  $40^{\circ}$  5 %, se sklonem  $30^{\circ}$  11 % při tloušťce sněhové vrstvy do jednoho palce (cca 2,5 cm). Moduly v simulovaném projektu mají sklon cca  $25^{\circ}$ , jak již bylo zmíněno, denní ztráty by tedy mohly teoreticky být vyšší. Nicméně s ohledem na lokalitu, kde jsou teploty spíše vyšší a sněží nepravidelně, byly měsíční ztráty odhadnuty konzervativně právě na 7 a 5 %.

### 2.2.2 Tvorba 3D modelu budov ČVUT

Dalším krokem postupu simulace byla tvorba 3D modelu lokality. Je důležité, aby byl program schopen reálně napodobit veškerá zastínění FV modulů od terénu, okolních budov, stromů a jiných objektů částečně nebo vůbec nepropouštějících sluneční záření.

Zastínění FV článku sníží úměrně jeho proud, a tím pádem i výkon. Články zapojenými v sérii protéká stejný proud. Pokud tedy poklesne proud jedním článkem, ostatní články jsou tímto také omezené, čímž dojde k poklesu výkonu celého modulu. Zastíněný článek se navíc může dostat pod vysoké napětí vyvinuté ostatními nezastíněnými články a disipovaným výkonem může dojít k jeho poničení (Hot-Spot Breakdown). Oba tyto nežádoucí vlivy částečného



zastínění se omezují zapojením překlenovacích by-pass diod v přípojovací krabici modulu. Výše uvedená úvaha o stínění pak platí pouze na každý tzv. sub-string, neboli část modulu příslušející k jedné překlenovací diodě, což je obvykle 20 nebo 24 článků. K úplnému utlumení výkonu by bylo potřeba zastínit alespoň jeden článek z každého takového sub-stringu. Přesto, že překlenovací diody mohou významně omezit negativní vliv stínění, je stínění velmi důležitý efekt, který program PV\*SOL umí modelovat. Je tedy třeba co nejpřesněji stanovit poměr výšek přilehlých budov a objektů ve vztahu k FVS, a tím pádem i možné zastínění, které se v průběhu roku bude měnit s polohou Slunce. PV\*Sol nabízí 2 možné postupy, jak toho dosáhnout. První možností je vymodelovat lokalitu od základu, kdy se na podkladě známých rozměrů budov a objektů tyto umístí na pracovní plochu. Aby byly výsledky reálné, je nutné vše správně orientovat tak, jak je to ve skutečnosti. Program totiž na základě zvolené zeměpisné polohy simuluje pohyb Slunce po obloze, čímž odhalí trvání a rozsah zastínění.

Jednodušším způsobem, který byl v této práci využit, je vložení snímku mapy simulované lokality a extrahování objektů přímo z této mapy. Tak je možné vyhnout se zdoluhavému manuálnímu naměřování vzdáleností i zjišťování orientace budov. Pro návrh objektu nabízí program funkci *3D Design*, která umožňuje nový 3D systém vytvořit *výběrem z mapy* (Map Section). PV\*Sol nabízí hned několik variant map a satelitních snímků, nicméně na žádné z nich nebyl na modelovaný objekt vhodný náhled. Aby bylo modelování snazší, bylo vhodné získat snímek objektu přímo shora tak, aby byly viditelné pouze střechy objektů a co nejméně viditelné boční stěny. Proto byla zvolena varianta *nahrání* (Load from Hard) *vlastní mapy*, která byla získána z aplikace Google Earth Pro – výsledek 3D modelování na podkladě zvolené mapy je na obrázku 2.1. Mapu je před vytvořením snímku pro PV\*Sol vhodné přiblížit, ne však příliš, na snímku by měly být zobrazeny i všechny okolní potenciální zdroje zastínění. Pomocí snadno ovladatelných navigátorů bylo dosaženo co nejstrmějšího pohledu na objekt svrchu. Dále je podle oficiálního návodu společnosti Valentin Software [22] výhodné výběr mapy natočit tak, aby pohled (vrchní a spodní okraj snímku) směřoval na sever. Při tvorbě modelu na základě vlastní mapy je také nutné zadat správné měřítko.

Následující kroky, které už se provádí v PV\*Sol modulu *3D Design*, již byly poměrně jednoduché, i když časově náročné. Byl využit nástroj *načrtnutí 3D mnohoúhelníku* (Sketch a Polygon), pomocí kterého byla zvlášť označena každá z relevantních budov. Potom se daný mnohoúhelník převedl na trojrozměrný útvar (volbou možnosti Extrude 3D Object). Program je schopen celou řadu objektů rozpoznat podle jejich tvaru a při extrakci tak rovnou tyto možnosti nabízí – budovy s rovnou střechou, šikmou střechou, doplňkové budovy, střešní okna, komíny, stromy, parapety aj. Pak už stačí pouze zadat výšku extrahovaného objektu, případně úhel sešikmení střechy.



**Obrázek 2.1:** Mapa s 3D modelem budov ČVUT.

Všechny výšky byly zjištěny s využitím již zmíněného Google Earth Pro pomocí jeho nástroje pravítka 3D cesty. Každá výška byla v aplikaci změřena vždy několikrát na trochu jiných místech a výsledek byl potom získán průměrováním, aby se snížila pravděpodobnost chyby měření. Google Earth Pro zobrazující 3D modely mnoha lokalit po celém světě je velmi výhodným nástrojem pro zjištění výšek budov a zejména v hustých zástavbách větších měst se na něj lze spolehnout. Jeho výhodou navíc je, že umožňuje pomocí časové osy zobrazit, jak daná lokalita vypadala v minulosti včetně 3D zobrazení. Co se týká lokality Dejvic, tato aplikace umožňuje podívat se zpět až do roku 2005. Toho bylo s výhodou využito, aby bylo možno vymodelovat již neaktuální vzhled lokality z roku 2012/2013, kdy byla FVS uvedena do provozu a který byl simulován. Zejména se to týkalo nové budovy Českého institutu informatiky, robotiky a kybernetiky (CIIRC) v ulici Jugoslávských Partyzánů, která v roce 2012 na místě ještě nestála, místo ní zde byla mnohem nižší a méně rozlehlá budova Technické menzy, jejíž rozměry bylo díky aplikaci možné získat.

Povrch modelovaných budov nebyl pouze plochý, ale naopak spíše členitý s řadou přístavků, komínů, zařízení vzduchové techniky atd. Tyto objekty bylo také nutné vymodelovat, protože zastínění od nich mohlo rovněž ovlivnit výkon FV modulů. Pomocí funkce *aktivace povrchu* (Activate) a následně stejným nástrojem jako v předchozím odstavci (Sketch a Polygon) a extrahováním 3D objektu se zadáním výšky byly na povrchu budovy vymodelovány požadované 3D útvary.

### 2.2.3 Modelování bloků FVS na budově ČVUT

V předchozí fázi projektu byl v programu PV\*Sol vytvořen 3D model lokality, ve které se nachází modelovaná FVS. Kromě hlavních budov nesoucích FV moduly byly vymodelovány i okolní blízké zdroje zastínění. Následně již bylo možné přistoupit k doplnění samotných bloků FVS do modelu, což se provádí stále ve stejném modulu *3D Design*. Postupovalo se po blocích, kdy se nejprve provedla aktivace povrchu každé z dotčených střech (D3, A3, F1). Následně bylo třeba podle projektové dokumentace vybrat správný typ FV modulů a způsob jejich ukotvení a orientace, a potom je umístit na daný povrch v programu.

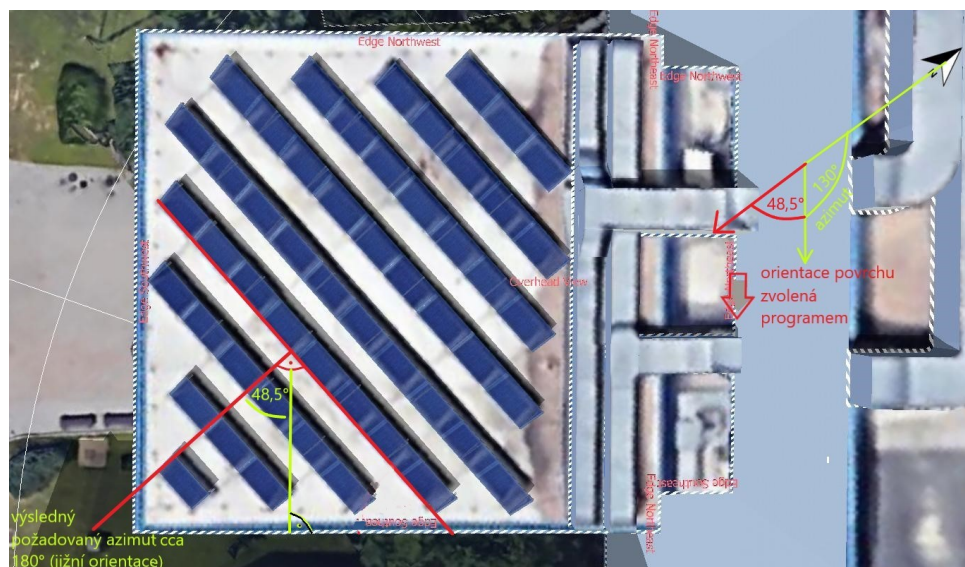
Výběr FV modulů se provádí funkcí *pokrytí moduly* (Modul Coverage) volbou *nový modul* (New module) a následným výběrem z databáze. Podle projektové dokumentace byly využity moduly z multikrystalického křemíku vyrobené firmou LDK Solar Co., Ltd. Konkrétně na budově F1 bylo použito 140 ks modulů se značením 220P-20 (220 Wp), na A3 86 ks modulů 230P-20 (230 Wp) a D3 52 ks modulů 230P-20 (230 Wp). Moduly 220P-20 v databázi chyběly, proto musely být doplněny, což bylo provedeno zkopírováním modulu 230P-20, jeho přejmenováním a upravením všech důležitých parametrů podle produktového listu.

Parametry FV modulů sledované v programu PV\*Sol, které lze zobrazit volbou *Info* u příslušného modulu a u zkopírovaných modulů i přepisovat, jsou následující:

- *Základní elektrická data* (Electrical Data) – počet a typ článků (multi/monokrystalické/ amorfní křemíkové, CdS atd.), počet by-pass diod modulu.
- *Voltampérové charakteristiky při STC* (I/V Characteristics at STC) – tj. základní parametry, které lze najít v produktovém listu – napětí a proud v bodě maximálního výkonu ( $I_{MPP}$ ,  $U_{MPP}$ ), napětí naprázdno ( $U_{OC}$ ) a proud nakrátko ( $I_{SC}$ ), jmenovitý špičkový výkon ( $P_{MPP}$ ), účinnost ( $\eta$ ) a činitel plnění (FF).
- *Voltampérové charakteristiky při částečném ozáření* (I/V Characteristics at Low Light) – Vlastnosti FV modulů udávané při standartních testovacích podmínkách (STC) jsou měřené při intenzitě záření  $1000 \text{ W/m}^2$ . Nicméně intenzita slunečního záření se v průběhu dne mění a většinu času se bude pohybovat spíše v oblasti nižších hodnot. Proto je třeba do programu zadat i parametry podle předchozího bodu při jedné nižší hodnotě intenzity záření (např. při  $200 \text{ W/m}^2$ ), pro jiné hodnoty si program



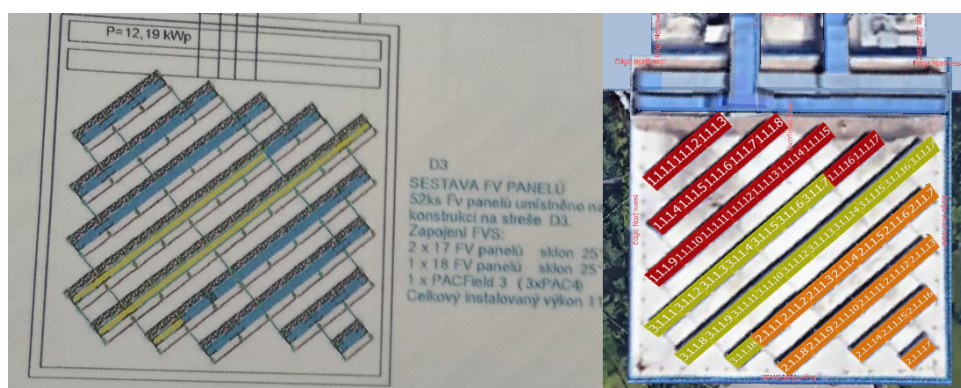
Sklon a orientace modulů se v programu PV\*Sol upravují volbou *Montáž modulů* (Module Mounting) tvorbou *nového montážního systému* (New Assembly System). Nejprve je třeba vybrat požadovaný typ FV modulu a zvolit způsob jeho uložení – horizontální (uloženo delší stranou na povrchu) nebo vertikální (kratší stranou na povrchu). Následně se volí *úhel náklonu od osazované plochy* (Mount Angle) – v našem případě vodorovné střechy – a *orientace* vzhledem k osazovanému povrchu (Orientation to Mounting Surface). Při aktivovaném povrchu umí program tuto orientaci sám vypočítat na základě zadání požadovaného výsledného *azimutu modulů* (Resulting Module Orientation) a známé orientace aktivovaného povrchu. Pro potřeby projektu byly vytvořeny 2 montážní systémy. U obou bylo zvoleno horizontální uložení modulů, deklarovaný úhel náklonu  $25^\circ$  a výška spodní části systému nad plochou (Height of Bottom Edge) 0,1 m – zastupující ocelovou konstrukci na pryžové podložce. Orientace modulů vzhledem k povrchu byla zvolena tak, aby jejich normála směřovala přibližně na jih, který má podle [25] v PV\*Sol azimut  $180^\circ$  a také tak, aby výsledná montáž souhlasila se snímkem nahrané mapy. Pro budovu laboratoří VVN (F1), která je orientována jižním směrem, byl vytvořen montážní systém s názvem 230Wp\_sklon25, kde byl potřebný úhel orientace vzhledem k povrchu nastavený na hodnotu  $0^\circ$ . Pro budovy A3 a D3 orientované jihozápadně to byl potom systém 220Wp\_sklon25 s úhlem orientace  $48,5^\circ$  – viz obrázek 2.3. Následně už byly jednotlivé řady modulů s nastavitelným počtem kusů (Module Rows) a správným montážním systémem umístěny na uvažované povrchy podle nahraného snímku mapy.



**Obrázek 2.3:** Snímek z programu zachycující budovu D3 a úhel orientace vzhledem k osazovanému povrchu  $48,5^\circ$ .

### 2.2.4 Rozdělení do stringů a ztráty v kabelech

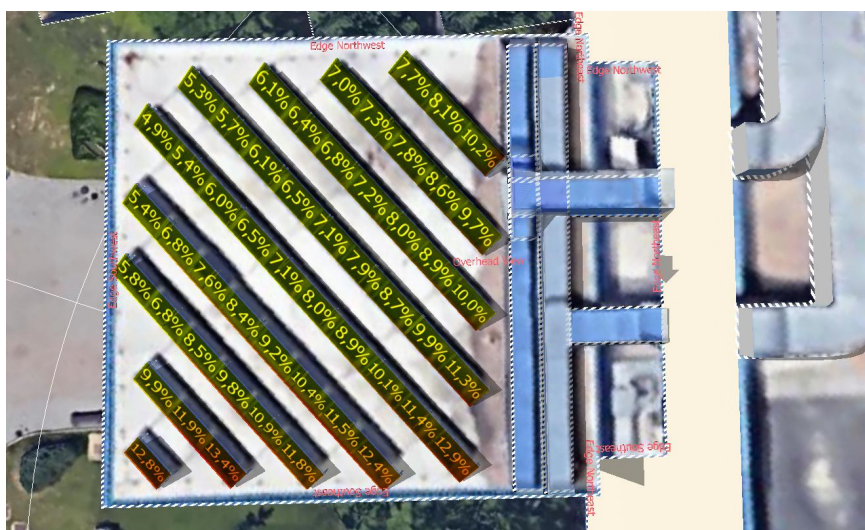
Po umístění všech modulů na střechy vymodelovaných budov byly tyto rozděleny do stringů podle projektové dokumentace. To bylo provedeno pro každý blok zvlášť po aktivaci daného povrchu volbou konfigurovat všechny moduly na dané ploše v záložce *konfigurace modulů* (Module Configuration). Bylo třeba vybrat použitý typ měničů, což podle projektové dokumentace byly střídače firmy Oelmaier Industrieelektronik GmbH & Co. KG – konkrétně typ PAC 4, PAC 5 a PAC 7. Program obsahuje velmi rozsáhlou databázi střídačů a všechny pro tento projekt potřebné v ní byly založeny. Dále bylo potřeba rozdělit plochy modulů do stringů tak, aby to odpovídalo projektové dokumentaci, a potom pro každou budovu zvolit počet a typ použitých střídačů a stringy k nim přiřadit. V dokumentaci byly stringy i použité měniče přehledně popsány – jednak textem, ale i barevným značením – viz obrázek 2.4. V jeho levé části lze například v popisu dokumentace vidět, že na budově D3 byly použity 3 měniče PAC 4, ke dvěma z nich byly zapojeny stringy po 17 modulech a k jednomu string o 18 modulech. Potom ani provedení v PV\*Sol nebylo složité – viz pravá část obrázku 2.4, pouze bylo třeba při volbě konfigurace modulů upravit rozložení barevných obdélníků tak, aby to odpovídalo schématu z dokumentace.



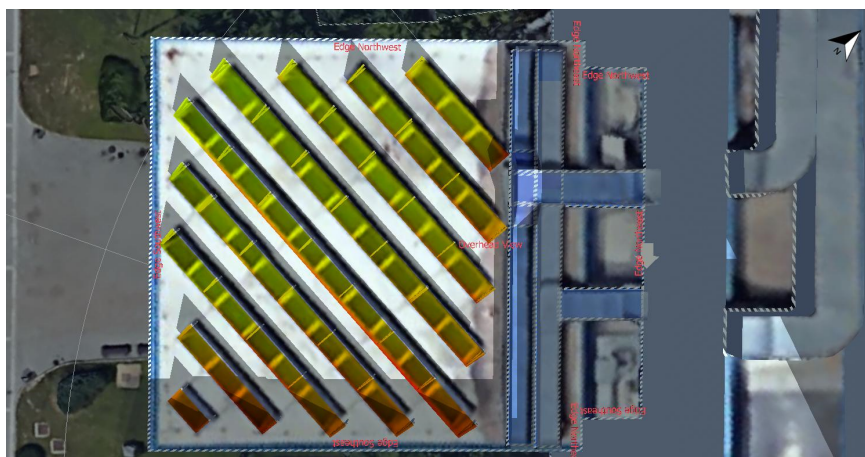
**Obrázek 2.4:** Ukázka budovy rozdělení modulů do stringů podle projektové dokumentace a v programu na budově D3.

Důvodem pro rozdělení FV pole do většího počtu stringů je minimalizace ztrát v důsledku nestejných pracovních podmínek, zejména pokud jsou moduly různě orientovány. Podobný vliv může mít i teplota nebo vliv zastínění. Při zastínění dojde k poklesu výkonu zastíněné části, pokud ale střídač nenalezne správně nový pracovní bod s podstatně nižším napětím, které umožní otevření příslušných překlenovacích diod na zastíněných modulech, budou limitovány i zbylé moduly spojené s tím zastíněným v sérii ve stringu. Důvodem je, že proud protékající sériově spojenými moduly ve stringu musí být stejný, pokud se tedy překlenovací diody neotevrou, je proud nezastíněného modulu omezen na úroveň proudu zastíněného modulu. Zbylé stringy ovlivněny nejsou.

Analýza zastínění se provádí funkcí *frekvence stínění* (Shading Frequency), výstupem potom je procentuální hodnota poklesu přímého slunečního záření průměrně za celý rok – viz obrázek 2.5. V programu je možné získat i vývoj zastínění v průběhu libovolného dne v roce v modulu 3D vizualizace funkcí *výška Slunce* (Solar Altitude) a volbou *animace* (Animation) a dne, který nás zajímá. Při spuštění animace lze potom pozorovat průběh stínů na FVS – viz obrázek 2.6. Analýza zastínění byla provedena po nakonfigurování všech modulů a střídačů, bez ní by patrně výstupní výsledky byly značně zkreslené. Z obrázku 2.5 lze usuzovat, že výkon FVS bude konkrétně na této budově (D3) zastíněním poměrně značně ovlivněn.



**Obrázek 2.5:** Analýza zastínění na budově D3 vyjádřená v procentech jako roční pokles přímého slunečního záření.



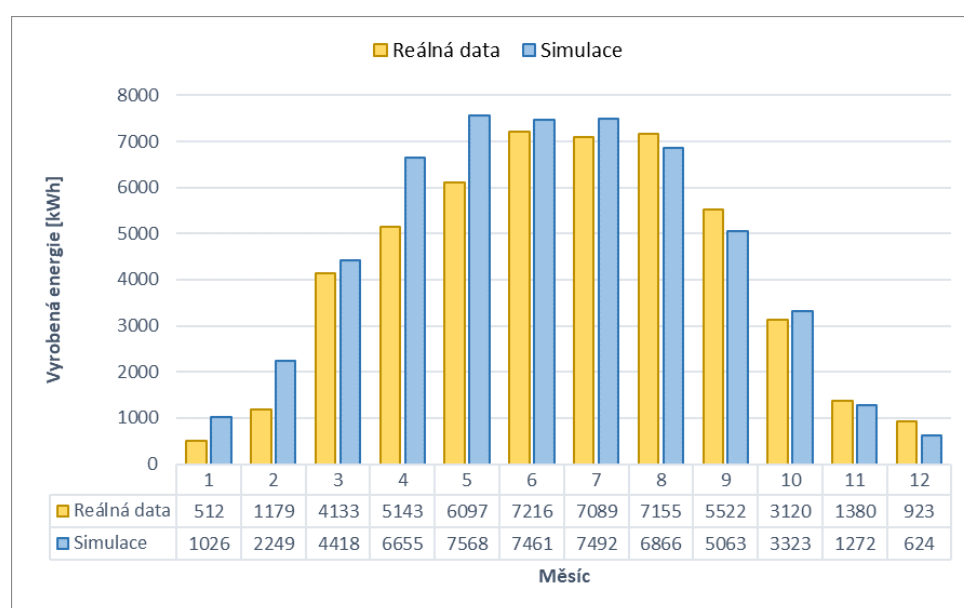
**Obrázek 2.6:** Model zastínění budovy D3 z dubna v ranních hodinách – v dalších měsících a hodinách bude rozdílné.

V DC i AC kabelech a propojeních vznikají různě velké ztráty, které je třeba vzít v úvahu. V této simulaci byly uvažovány pouze DC kabely vedoucí do střídačů, odkud byla brána data pro porovnání. Tato ztráta by podle





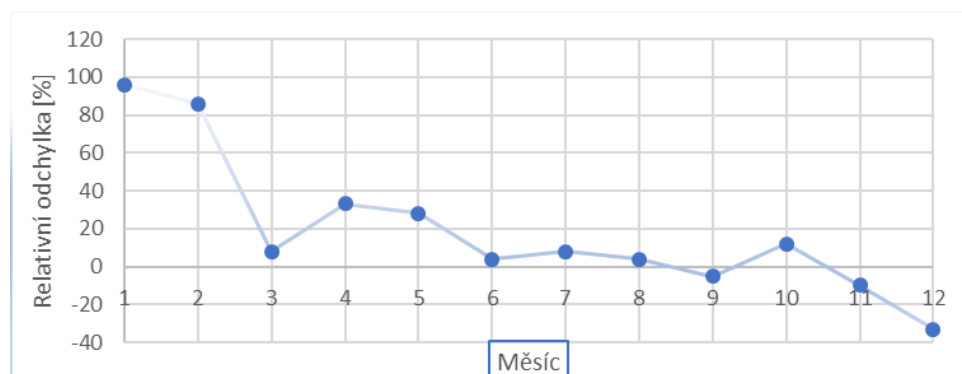
až kilowatthodiny – byla 0 kWh vyrobená moduly připojenými k danému střídači v tento den považována za neplatnou. Mohlo jít o plánovanou nebo neplánovanou odstávku za účelem provedení opravy poruchy nebo údržby některé části systému. Odstávky ve výrobě PV\*Sol neuvažuje, a proto by tato nula nesprávně zvětšovala rozdílnost mezi simulací a realitou. Každá taková nula byla nahrazena odpovídajícím měsíčním průměrem denní energie změřené v daném střídači. Jiné dny s nulovou výrobou byly naopak ponechány, pokud bylo uznáno, že to při normálním provozu bylo reálné – například zimní měsíce, zejména leden, kdy je jednak obecně nízká intenzita záření a také je možné zastínění sněhovou pokrývkou, nebo dny s velmi nízkými intenzitami záření (kolem 60-80 W/m<sup>2</sup>, nebo třeba až 600 W/m<sup>2</sup>, ale pouze třeba 20 minut v daném dnu). Celková energie vyrobená celou uvažovanou



**Obrázek 2.7:** Celková energie vyrobená všemi částmi FVS v jednotlivých měsících – porovnání skutečnosti a výsledků simulace.

částí systému sestávající ze 12 střídačů a 278 modulů byla v daném roce simulací vypočítána na cca 54 MWh, podle údajů ze střídačů to ve skutečnosti bylo pouze asi 49,5 MWh při uvažování zmíněné úpravy. Odchylka byla poměrně malá, činila pouze 9 %, přičemž simulace výrobu oproti realitě nadhodnotila. V grafu 2.7 jsou zobrazeny hodnoty energie vyrobené elektrárnou v jednotlivých měsících ve skutečnosti a podle simulace. Vyplývá z něj, že simulace v PV\*Sol poměrně přesně napodobuje výrobu energie v průběhu roku – nízké hodnoty v zimě postupně stoupají až k vyšším hodnotám v létě. Z grafu 2.7 je také zřejmé, že v absolutních hodnotách se simulace od reality nejvíce lišila v jarních měsících – konkrétně v dubnu a v květnu o cca 1,5 MWh, v relativních hodnotách vztažených k energii vyrobené v daném měsíci byla simulace méně přesná v měsících zimních – v lednu a únoru. Jak je patrné z grafu 2.8, odchylka simulace byla v těchto měsících skoro 100 %, což ale v absolutních hodnotách odpovídá pouze 0,5-1 MWh. Velmi přesné výsledky

simulace vykazala v letních měsících – v červnu až září se odchylka pohybovala v jednotkách procent – viz graf 2.8.



**Obrázek 2.8:** Relativní odchylka výsledků simulace od skutečnosti.

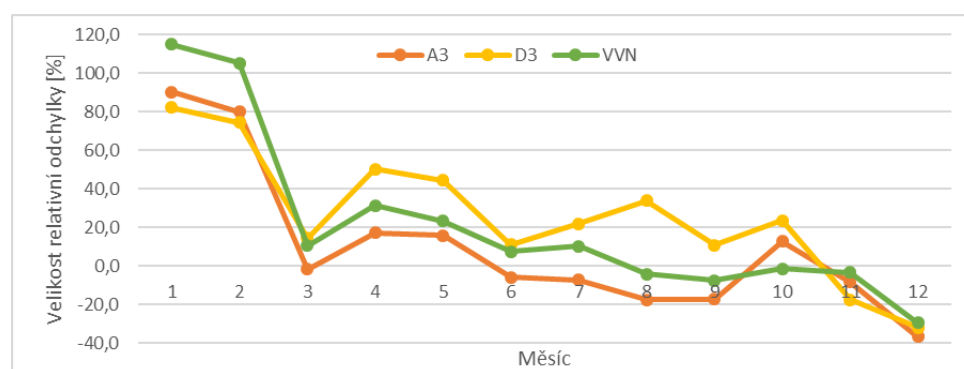
Z hlediska vyrobené energie lze simulaci v PV\*Sol považovat za poměrně přesnou – zejména v létě, ale i v zimě je to navzdory vysoké relativní odchylce možné vzhledem k nízkým hodnotám vyprodukované energie. Nadhodnocené výsledky simulace lze navíc alespoň částečně přičíst na vrub nesprávnému nastavení parametrů simulace – například mohly být podhodnoceny ztráty v kabelech nebo znečištěním. Zejména ztráty vlivem sněhu v zimních měsících mohly být pravděpodobně nastaveny na vyšší procento, čímž by se snížila odchylka v zimních měsících. Při odhadu vyšších ztrát, což by nemuselo být nereálné, by se pak rozdíl mezi simulací a realitou mohl ještě snížit. Také nižší odhad albeda by odchylku snížil. Dalším potenciálním zdrojem nepřesnosti simulace mohlo být nesprávné vyhodnocení dat z Mervis, kdy mohl být některý den s výrobou 0 kWh namísto dne odstávky chybně považován za den s nízkou intenzitou záření. Důvodem odchylky byl jistě také fakt, že není příliš pravděpodobné, aby všechny dny roku ve skutečnosti odpovídaly hodnotám TMY, ze kterého však simulace vychází. Navzdory všem těmto zdrojům potenciální nepřesnosti, lze simulaci programem považovat za poměrně přesný nástroj ke zjištění vyrobené energie.

Pokud bychom vyhodnocovali samostatně části FVS na jednotlivých budovách, v grafu 2.9 jsou vyobrazeny hodnoty odchylek energie vyrobené jednotlivými bloky v každém měsíci. Z tohoto grafu a z celkové energie vyrobené jednotlivými bloky bychom mohli pozorovat, že nejpřesnějších výsledků simulace dosáhla na budově A3, kde simulace i data z Mervisu roční vyrobenou energii stanovily shodně na cca 17,3 MWh – odchylka byla v řádu desetin procenta, další v pořadí přesnosti byla budova laboratoří VVN, kde byl roční výsledek simulace asi 26,9 MWh, zatímco skutečná hodnota byla 24,2 MWh – odchylka tedy činila asi 11 %. Paradoxně relativně nejméně přesný byl výsledek pro systém na budově D3 sestávající z nejmenšího počtu modulů, kde simulace roční výrobu stanovila na 10 MWh, ale skutečná hodnota byla

pouze 8 MWh – tedy relativní odchylka 26 %.

Nicméně závěr, že simulace menších FV systému jsou méně přesné než těch rozsáhlejších, by pravděpodobně nebyl správný. Výsledek na budově D3, která je nejnižší z celého modelovaného komplexu, byl do značné míry ovlivněn zastíněním. Pokud by kterákoliv z budov, ať už D3 nebo okolních stínících, byla vymodelována s chybou (třeba kvůli chybnému naměření výšky či vzdálenosti), vliv zastínění by se mohl podstatně změnit. Stejně tak mohla nastat situace, že funkce překlenovacích diod v realitě neodpovídá dostatečně přesně počítačovému modelu.

Pokud bychom předpokládali, že výsledky z budovy D3 byly zkresleny chybou modelu a vyřadili je ze vzorku, byla by odchylka energie vyrobené celým systémem mezi simulací a realitou pouze 6 %.



**Obrázek 2.9:** Znázornění relativních odchylek energie vyrobené jednotlivými bloky FVS mezi simulací a reálnými daty.

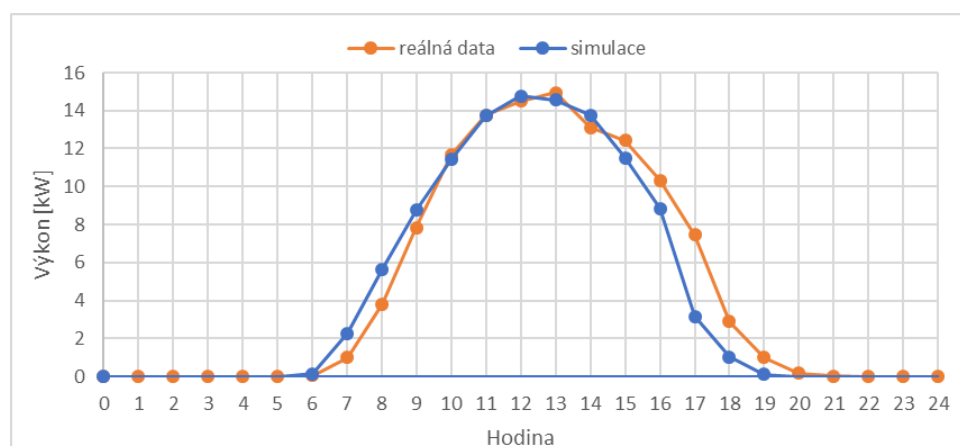
### 2.3.2 Porovnání denního diagramu

Další informací, kterou je možné z PV\*Sol získat, a která může být užitečná při porovnání s realitou, jsou hodnoty výkonu v průběhu dne – tedy denní diagram zatížení elektrárny. Proto byly porovnány denní diagramy vytvořené simulací s těmi získanými z dat z Mervis. Pro výběr dat k porovnání denního diagramu byl využit graf 2.9, ze kterého byl vybrán jeden měsíc, kdy výroba podle simulace téměř přesně odpovídala výrobě podle dat z Mervis a jeden jiný měsíc, kdy se naopak výsledek simulace od skutečných dat velmi lišil. Tak byla získána představa o přesnosti simulace denních průběhů výkonů programem PV\*Sol s ohledem na přesnost simulace vyrobené energie.

Denní diagramy byly z dat získaných z Mervie i z PV\*Sol vytvořeny tak, že za celý vybraný měsíc byly zprůměrovány výkony daného bloku FVS

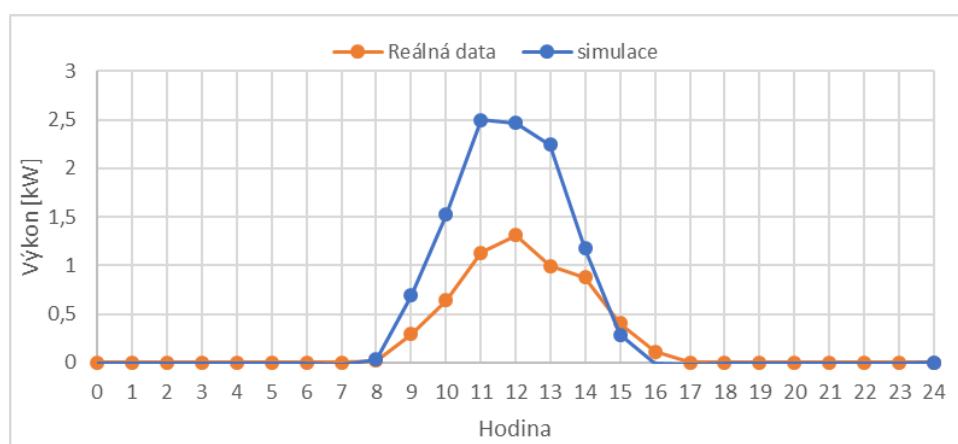
pro každou hodinu dne. Čili pro každou hodinu bylo zprůměrováno 28-31 hodnot podle počtu dnů daného měsíce, a tak byla získána data pro grafy níže. Porovnávat jenom konkrétní dny by nemělo význam, protože simulace v PV\*Sol nevychází z klimatických dat konkrétního vybraného roku, ale z klimatických dat TMY.

Jako příklad přesné simulace byl vybrán srpen a blok FVS na budově laboratoří VVN, kdy byla odchylka vyrobené energie téměř 0 %, jak je patrné z grafu 2.9. Výsledné porovnání je zobrazeno v grafu 2.10, z kterého vyplývá, že i denní diagram podle simulace téměř odpovídá tomu skutečnému, alespoň co se týká dosahovaných hodnot výkonu. Aby si průběhy odpovídaly i časově, musel být diagram simulace upraven. PV\*Sol totiž podle [27] pracuje pouze se zimním časem, proto musely být hodnoty výkonů v letních měsících (zde se jednalo o srpen) posunuty o hodinu dopředu (např. z 2:00 na 3:00). Jinak by průběhy v grafu 2.10 proti sobě byly významně posunuté. Z grafu 2.10 můžeme vyvozovat, že v případě přesnosti simulace s ohledem na vyrobenou energii, jsou výsledky po případné úpravě na letní čas velmi přesné i z hlediska průběhu výkon (denního diagramu zatížení). Simulace poměrně přesně stanovuje, kdy FVS ráno začíná vyrábět a kdy naopak večer přestává, včetně strmosti nárůstu a poklesu výkonu v závislosti na elevaci Slunce.



**Obrázek 2.10:** Porovnání průměrného denního diagramu zatížení budovy laboratoří VVN v srpnu podle simulace a v realitě.

Jako příklad málo přesné simulace byl vybrán blok FVS na budově A3 v lednu, kdy se odchylka vyrobené energie blížila téměř 100 %. V grafu 2.11 je zobrazeno výsledné porovnání, které vyšlo podle očekávání. Hodnoty výkonu v průběhu dne byly proti realitě výrazně nadhodnoceny stejně jako vyrobená energie. Z pohledu časového průběhu však simulace realitě i v tomto případě přibližně odpovídá.

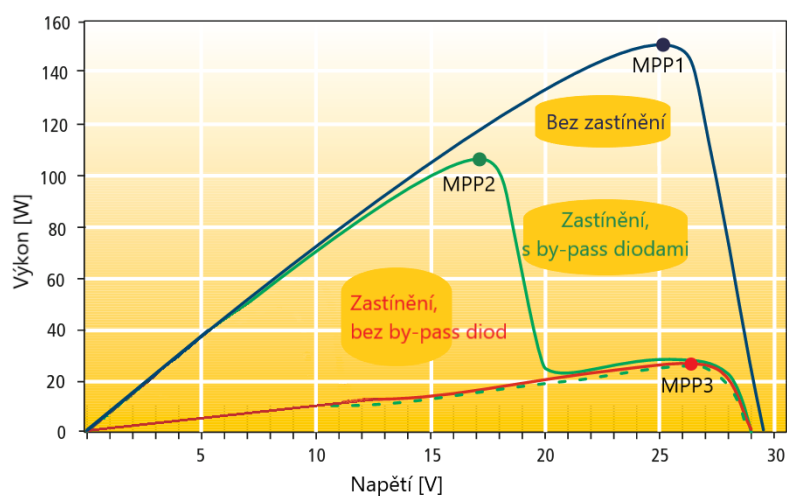


**Obrázek 2.11:** Porovnání průměrného denního diagramu zatížení budovy A3 v lednu podle simulace a v realitě.

### 2.3.3 Ověření funkce MPPT a překlenovacích diod

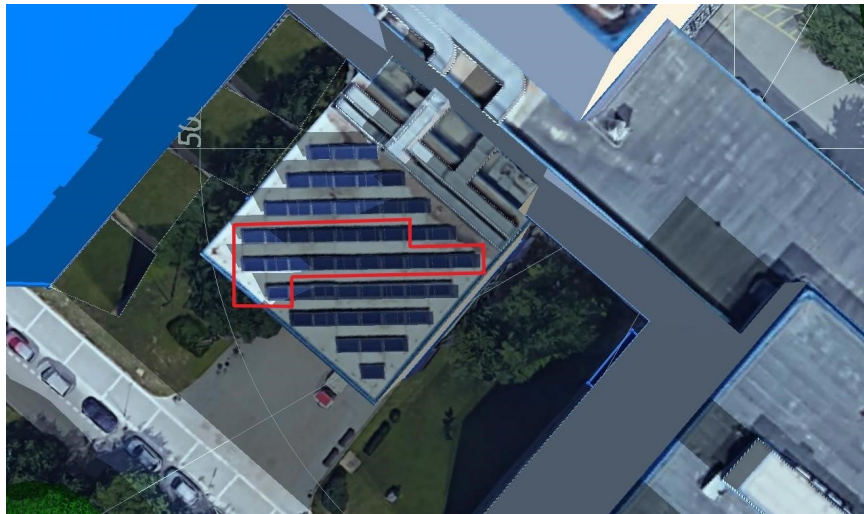
Součástí přípojovací krabice každého FV modulu je různý počet překlenovacích by-pass diod, které (jak již bylo popsáno v kapitole 2.2.2) chrání sub-stringy v modulu při jejich částečném zastínění proti lokálnímu přehřátí a zároveň zajišťují neomezenou práci zbylých nezastíněných sub-stringů. Předpokladem této funkce je však připojení ke sledovací MPP, který umožňuje nalezení nového pracovního bodu celého stringu o nižším výkonu a při podstatně nižším napětí – míra poklesu je dána množstvím zastíněných substringů. Cíl jeho funkce je znázorněn na obrázku 2.12 – za pomoci by-pass překlenovacích diod a MPPT je modulu umožněno při částečném zastínění přejít z pracovního bodu MPP1 do bodu MPP2, namísto do bodu MPP3 s výrazně nižším výkonem.

Aby výsledky simulace v PV\*Sol odpovídaly realitě, musí program tuto funkci by-pass diod a MPPT umět napodobit. Za tímto účelem byl do grafu 2.14 na základě výsledků simulace vynesena časový průběh intenzity slunečního záření dopadajícího na obecnou horizontální rovinu nerespektující vliv lokálního zastínění, a průběh výkonu a napětí v MPP jednoho ze stringů na střeše budovy D3, která byla zvolena s ohledem na vyšší míru jejího zastínění. Pomocí simulace průběhu zastínění v PV\*Sol bylo zjištěno, že například v průběhu března je část tohoto stringu v ranních hodinách zastíněna, proto byla zobrazena data získaná simulací právě z tohoto měsíce. V první části grafu 2.14 s datem 5. března je viditelné, že funkce by-pass diod a MPPT skutečně je součástí simulace v PV\*Sol. Sluneční záření hned od 6 hodin nedopadá přímo na moduly, jejich výkon je dán spíše difúzním zářením, kolem 9. hodiny už je část stringu osvětlena přímými paprsky, část je ale zastíněna



**Obrázek 2.12:** Výkonová charakteristika modulu s by-pass diodami a bod maximálního výkonu převzaté a upravené z [28].

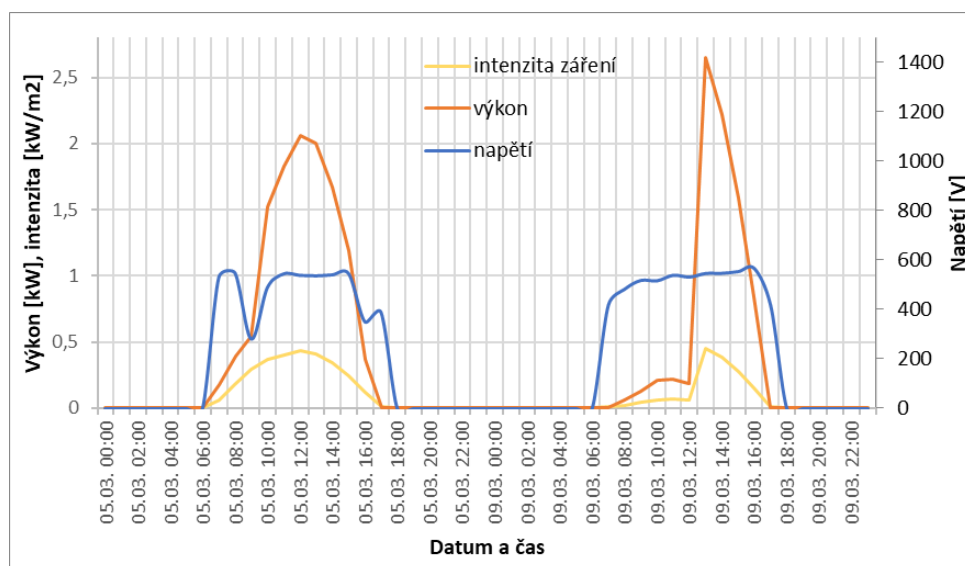
budovou A4, viz obrázek 2.13. V oblasti této hodiny je tedy v grafu 2.14 patrný propad napětí v MPP daný vlivem působení by-pass diod a MPPT a nalezení nového pracovního bodu stringu. Také průběh výkonu zde neodpovídá nárůstu intenzity slunečního záření, jejíž průběh by měl kopírovat.



**Obrázek 2.13:** Červeně vyznačený string, jehož veličiny jsou vyneseny v grafu 2.14. Snímek z PV\*Sol zobrazuje stínění stringu právě 5. března v 9.00.

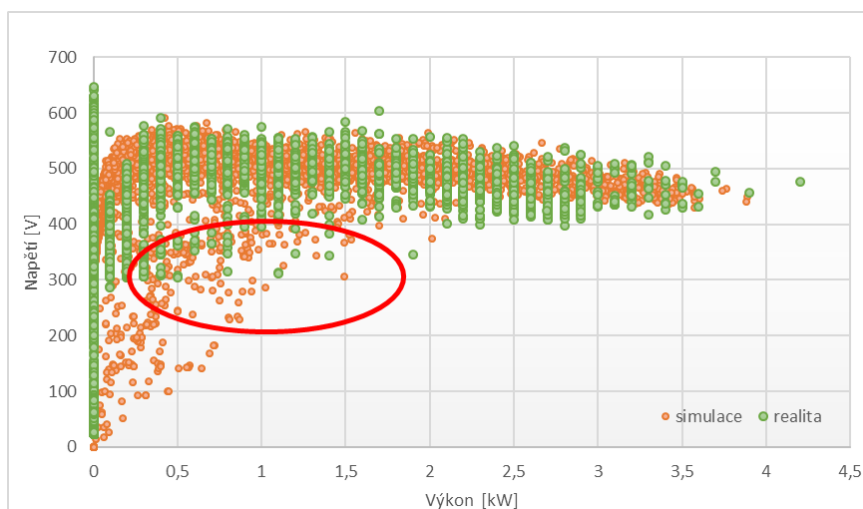
Ve druhé části grafu 2.14 z 9. března je situace rozdílná, podle průběhu intenzity je zřejmé, že pro tento den je podle PV\*Sol typická značná dopolední oblačnost. V jejím důsledku je výkon stringu dán především difúzním zářením,

které se šíří ze všech směrů. Nemůže při něm tedy docházet k lokálnímu zastínění, a neprojeví se ani funkce by-pass diod a MPPT – nedojde k poklesu napětí v MPP.



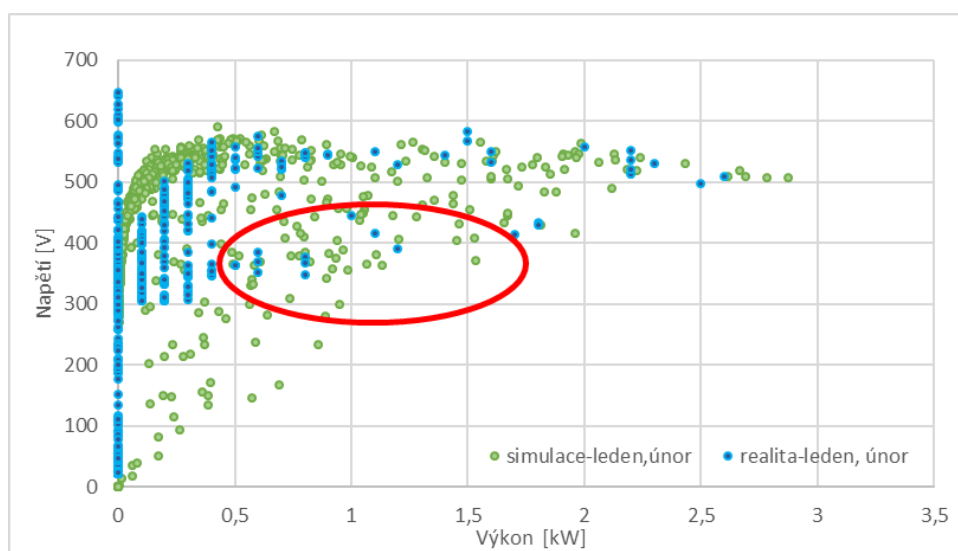
**Obrázek 2.14:** Časový průběh intenzity slunečního záření dopadajícího na horizontální rovinu, napětí v MPP a výkonu střídače ve 2 různé březnové dny podle výsledků simulace v PV\*Sol.

Pro porovnání funkce by-pass diod a MPPT v reálném provozu a podle simulace byl vyobrazen graf 2.15 získaný z dat téhož střídače na budově D3. Červeně zakroužkovaná oblast reprezentuje práci by-pass diod a MPPT při zastínění, tedy nalezení pracovního bodu s nižším výkonem a napětím. Z grafu je zřejmé, že simulace poměrně věrně napodobuje realitu. Jediným rozdílem je, že střídač podle dat z Mervis dodává nenulový výkon až od hodnot vstupního napětí nad 300 V (v katalogovém listu bohužel není udaná hodnota minimálního provozního napětí střídače), zatímco střídač podle simulace je zřejmě schopen pracovat i s nižšími hodnotami napětí. Také je zřejmé, že střídač podle simulace obecně pracuje s poněkud vyššími hodnotami napětí, což může být způsobeno idealizováním vlastností stringu, kde v realitě může docházet k větším odchylkám mezi jednotlivými moduly. Důvodem, proč zelené body podle dat z Mervis nejsou rozptýleny rovnoměrně, ale tvoří svislé čáry, je přesnost vstupních dat. Mervis totiž hodnoty zaokrouhluje pouze na jedno desetinné místo, zatímco data z PV\*Sol jsou vyjádřena s přesností na 4 desetinná místa.



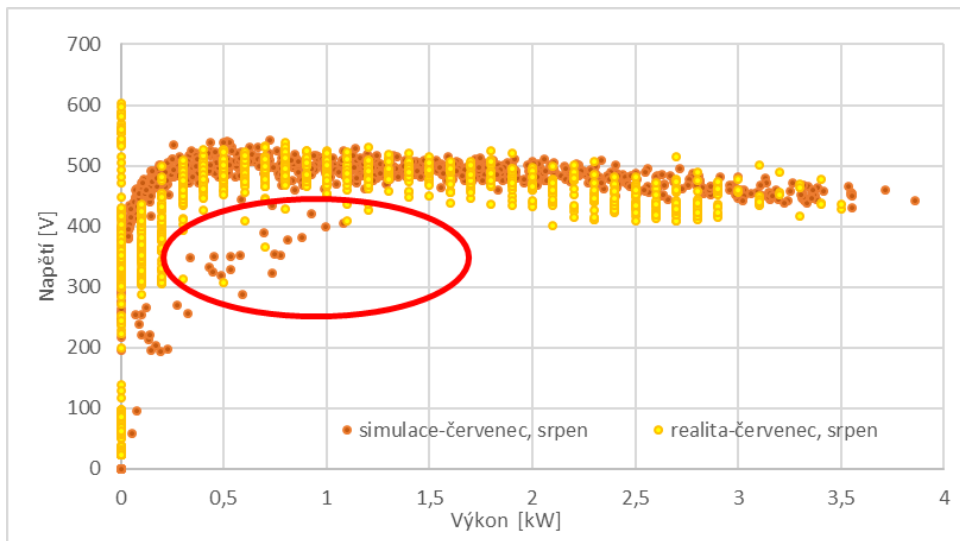
**Obrázek 2.15:** Graf napětí v MPP a výkonu jednoho ze střídačů na bloku D3 – porovnání výsledků simulace a reality.

V grafech 2.16 a 2.17 jsou vyobrazena stejná data ale pro různá období. Z grafů vyplývá, že činnost by-pass diod a MPPT se mezi letními a zimními měsíci výrazně neliší – červeně zakroužkováno – kromě toho, že v zimních měsících ke stínění dochází častěji zřejmě vlivem nižší elevace Slunce, a FVS tak častěji pracuje s nižším napětím. Pokud se ale podíváme na body, které leží na ose y (tedy nenulové napětí při nulovém výkonu), je zřejmé, že by-pass diody a MPPT reálně nepracuje tak dobře jako podle simulace a zejména v zimních měsících je takových datových bodů mnoho – výkon je často nulový.



**Obrázek 2.16:** Porovnání napětí v MPP a výkonů střídače na bloku D3 v zimním období podle výsledků simulace a reálných dat.

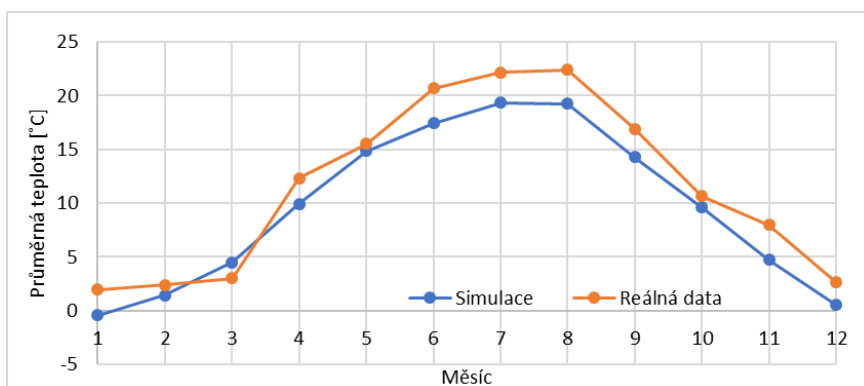




**Obrázek 2.17:** Porovnání napětí v MPP a výkonů střídače bloku D3 v letním období podle výsledků simulace a reálných dat.

### 2.3.4 Klimatická data

V pravé části obrázku 2.14 je vidět, že při oblačnosti nastává právě ta situace, kdy je generován téměř zanedbatelný výkon, avšak napětí je vysoké. Dále vzhledem k tomu, že odchylky pro různé měsíce vykazují u jednotlivých FVS podobný trend, viz graf 2.9, je pravděpodobné, že rozdíly jsou dány hlavně klimatickými podmínkami. Měřená data o záření dopadajícím na povrch sledovaných budov bohužel nebyla k dispozici, avšak v grafu 2.18 je vyobrazeno porovnání alespoň průměrných měsíčních teplot podle simulace a podle reálných měřených dat. Zde je zřejmé, že odchylky reálných meteorologických hodnot od hodnot TMY mohou být značné a mohou pravděpodobně způsobit pozorované rozdíly v některých měsících.



**Obrázek 2.18:** Graf průměrných měsíčních teplot.

Na základě rozboru simulovaných a reálných dat provedeném v předcházejících kapitolách lze konstatovat, že PV\*Sol lze považovat za dostatečně přesný nástroj k výpočtu výtěžnosti FVS a k následnému ekonomickému vyhodnocení investice. Ačkoliv stoprocentní přesnost není dosažitelná při využití modelovaných klimatických dat TMY, vyhodnocená odchylka asi 6 % je poměrně nízká.

## Kapitola 3

### Komponenty fotovoltaického systému, jejich parametry a průzkum trhu

V této kapitole budou popsány jednotlivé komponenty FV systémů nabízené na českém trhu spolu s jejich vybranými základními charakteristickými parametry uváděnými v katalogových listech, jejichž znalost může být užitečná jednak při výběru, ale i při dimenzování a stanovování vzájemné kompatibility nezbytných součástí FVS. Podle zadání diplomové práce by měl být průzkum vypracován v rámci programu NZÚ. Podrobné podmínky získání dotace byly popsány v kapitole 1, z hlediska komponent se jednalo především o jejich dimenzování a možnost spotřeby vyrobené energie (max. 10 kW, 70 % přímo spotřebovaných, dále o účinnost (15 % pro moduly a moduly složené z mono/multikrystalických článků, 10 % pro tenkovrstvé; měniče o Euro účinnosti alespoň 94 % a MPPT 98 %, hybridní měniče 92 %). Co se týče výběru konkrétních výrobků nebo výrobců, ten není podmínkami dotace nijak omezen. Nicméně na stránkách [29] lze najít seznam prověřených a schválených výrobků a materiálů, jejichž použití sice není povinné, ale může usnadnit vyřízení žádosti o dotaci. K výrobkům vyjmenovaným v této databázi (u FVS se to týká modulů a střídačů) není nutné dokládat dokumenty o splnění technických podmínek NZÚ. Databáze je poměrně rozsáhlá a domnívám se, že výrobky významnějších značek nabízené na českém trhu v ní budou s velkou pravděpodobností všechny obsaženy.

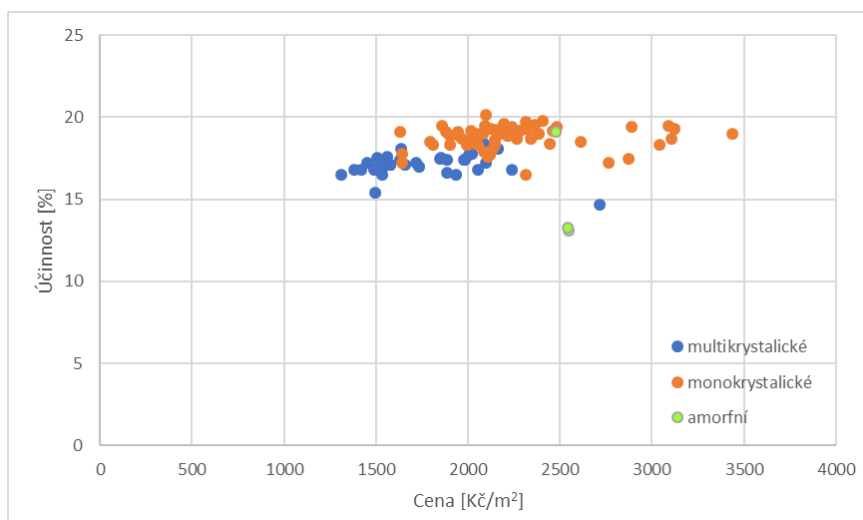
Další podmínkou přidělení dotace je realizace FVS dodavatelem s odbornou způsobilostí a příslušnými oprávněními pro provádění dané práce. Průzkum trhu – viz příloha 1 – může tedy sloužit pro získání rámcové představy o nutných součástech FVS a jejich cenovém měřítku, nicméně výsledná cena a použité komponenty budou záviset z velké části na nabídce realizační firmy.



výroby fotovoltaiky do 3 generací. Fotovoltaické moduly **první generace** jsou tvořeny serio-paralelním zapojením článku z krystalického křemíku, obvykle 60 nebo 72. Podle způsobu výroby základního křemíkového materiálu, ze kterého se potom řezáním vytvoří jednotlivé desky (tzv. wafery), se ještě rozlišují články *monokrystalické* – kde se základní materiál vyrábí tažením krystalu pomocí Czochralského metody – a *multikrystalické* – kde roztavený křemík řízeně tuhne v bloku. Podle [32] mají moduly složené z monokrystalických článků typicky vyšší účinnost (15-20 %) než ty složené z multikrystalických článků (13-16 %) kvůli vyššímu výskytu nečistot a materiálových nedokonalostí v posledně jmenovaných, v laboratorních podmínkách jsou samozřejmě dosahovány účinnosti článků podstatně vyšší – viz graf 3.3. Multikrystalické moduly jsou podle [33] výhodné při odchylce od ideální orientace modulu, protože dodávají výkon rovnoměrněji i při rozptýleném světle. V důsledku náročnosti technologie výroby základního krystalu jsou však také obvykle monokrystalické moduly dražší. Oba tyto trendy se průzkumem českého trhu potvrdily, jak je vyobrazeno v grafu 3.1. Pro porovnání FV modulů se jejich cena často udává v [Kč/Wp] – tedy cena/jmenovitý výkon modulu. Pro naši ekonomickou analýzu použijeme přepočítání na Kč/m<sup>2</sup> – tedy cenu vztahovanou na plochu modulů. Při průzkumu byla zjištěna průměrná cena multikrystalických modulů 10,3 Kč/Wp neboli 1749 Kč/m<sup>2</sup> a monokrystalických 11,9 Kč/Wp neboli 2245 Kč/m<sup>2</sup>.

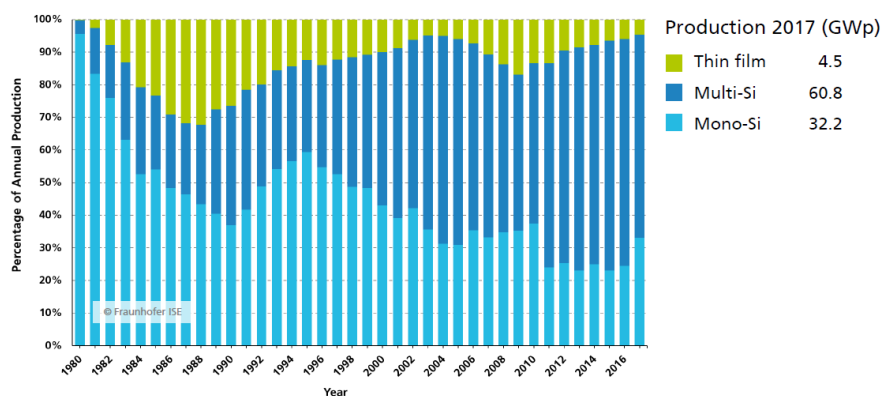
Pro průzkum trhu – viz příloha 1 – byly vybrány moduly ve výkonových třídách 240-345 Wp. Tyto moduly jsou běžné pro menší střešní FVS a jsou na českém trhu nejrozšířenější. Z průzkumu trhu také očekávatelně vyplynulo, že s rostoucím výkonem modulu jeho cena obecně narůstá. Zatímco z grafu 3.3 je patrné, že FV články vyrobené z krystalického křemíku v laboratorních podmínkách dosahují účinnosti až 26,7 %, moduly z krystalického křemíku v laboratořích dosahují podle [34] maximálně 24,4 %, ty nabízené na českém trhu potom dosahují jmenovité účinnosti nejvýše 20 %. Konkrétně je rozmezí jmenovitých účinností nalezených modulů monokrystalických 16,5-20,15 % a multikrystalických 14,7-18,4 %.

Při výrobě článků z krystalického křemíku se spotřebuje značné množství tohoto materiálu, jednak tloušťka waferu není zanedbatelná – podle [5] je to typicky 230 μm, dále dochází při řezání k poškození povrchové vrstvy, kterou je potom nutné odstranit. Za účelem úspory základního materiálu (zpočátku drahého) byly vyvinuty fotovoltaické moduly **druhé generace** – tj. moduly tenkovrstvé vyráběné depozicí funkčního absorbujícího materiálu na nosný substrát. Do druhé generace se podle [31] řadí moduly s tenkými vrstvami vyráběnými z amorfního nebo mikrokřemíkového křemíku, u kterých je spotřeba křemíku 100 – 1000krát nižší, ale také třeba CdTe nebo různé směsi materiálů Cu, In, Ga, S, Se. I výroba je z hlediska času a počtu nutných provedených operací méně náročná, celý modul se vyrábí najednou ve vakuové komoře nanášením jednotlivých vrstev na substrát. Moduly druhé



**Obrázek 3.1:** Graf zobrazující ceny různých typů fotovoltaických modulů [Kč/m<sup>2</sup>] v závislosti na jejich účinnosti.

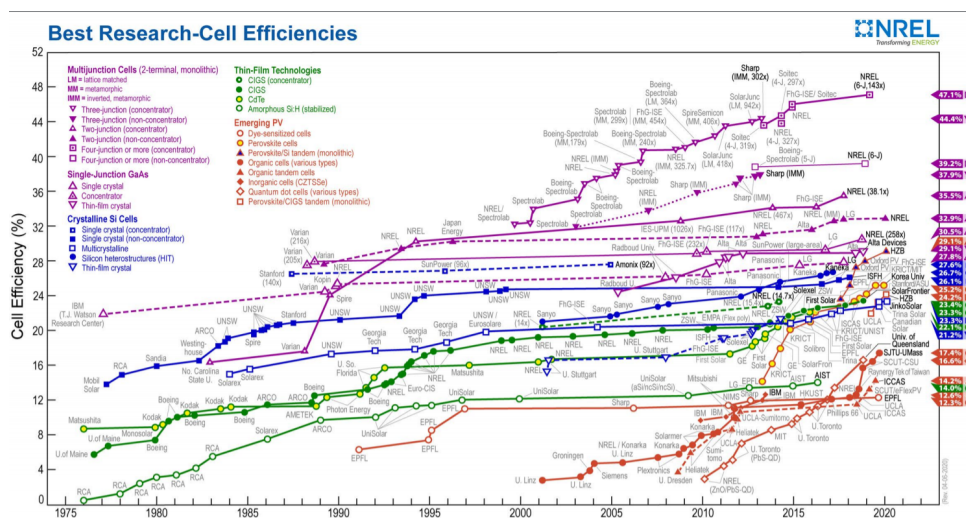
generace mají podle [31] ovšem nižší účinnost a také je pro dosažení stejného jmenovitého výkonu nutná větší plocha modulu, což pro menší FVS pro rodinné domy s omezenou střešní plochou není výhodné. Tyto důvody spolu s poklesem cen a rostoucí produkcí modulů první generace, zapříčinily pokles podílu modulů druhé generace na trhu, jak je patrné z grafu 3.2 vytvořeného Fraunhoferovým institutem pro solární energetické systémy. V současné době podle [31] více než 90 % trhu tvoří moduly první generace, což graf 3.2 potvrzuje. Z průzkumu trhu vyplynulo, že na českém trhu jsou moduly druhé generace velmi málo zastoupené, jak je patrné z grafu 3.1. Také jejich cena je vyšší a účinnost v porovnání s první generací obvykle nižší.



**Obrázek 3.2:** Procentuální podíl produkce mono/multikrystalických a tenkovrstvých modulů na trhu převzatý z [35].

Technologie **třetí generace** zatím není běžně komerčně nabízená, nebo alespoň na českém trhu nen. Podle [31] se jedná o celou řadu nových druhů

FV modulů, které jsou nyní ve fázi výzkumu. Slibnou technologií jsou podle [31] vícevrstvé články (dvouvrstvé zvané tandemové i trojvrstvé) schopné využít energeticky širší spektrum dopadajícího záření díky většímu počtu různých materiálových přechodů, příkladem jsou právě i křemíkové články s přidanou perovskitovou vrstvou, které v ideálních laboratorních podmínkách vykazují velmi dobrou účinnost – viz graf 3.3. Dále do třetí generace patří třeba organické nebo Grätzelovy články (DSSC).



**Obrázek 3.3:** Laboratorní výsledky účinností fotovoltaických článků různých typů technologií fotovoltaiky podle [36].

### 3.1.1 Sledované parametry modulů

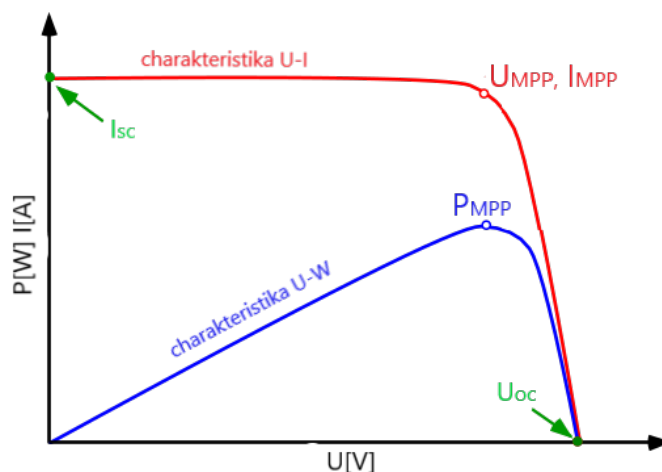
V této části budou popsány vybrané parametry, kterými jsou obvykle FV moduly reprezentovány v katalogových listech jednotlivých výrobců a které jsou zásadní nebo užitečné pro návrh FVS. Tyto parametry byly zaznamenány v příloze 1 – konkrétně jmenovitý výkon, napětí naprázdno a proud nakrátko, napětí a proud v MPP, účinnost, rozměry a také samozřejmě cena.

**JMENOVIÝ VÝKON [Wp].** Základním parametrem, který každý výrobce uvádí v katalogovém listě na prvním místě, je jmenovitý výkon FV modulu. Jeho jednotkou je watt špičkového výkonu [Wp] a stanovuje se pomocí něho referenční výkon celého systému – součtem jmenovitých výkonů všech modulů. Tento výkon je však pouze teoretický, neboť je to parametr změřený v laboratoři při idealizovaných testovacích podmínkách (STC). Ve skutečnosti je výkon, který je v dané aplikaci získán z modulu, obvykle spíš nižší, závislý podle [37] na celé řadě podmínek – intenzitě slunečního záření, úhlu dopadu paprsku, teplotě, kvalitě výkonového přizpůsobení. Špičkový výkon  $P_{MPP}$  je

možné také stanovit jako

$$P_{MPP} = I_{MPP} \cdot U_{MPP} = FF \cdot I_{SC} \cdot U_{OC} \quad (3.1)$$

kde  $I_{MPP}$  proud v bodě maximálního výkonu (MPP) při STC a  $U_{MPP}$  napětí v tomto bodě výrobce také obvykle uvádí – všechny 3 parametry je možné nalézt v grafu 3.4



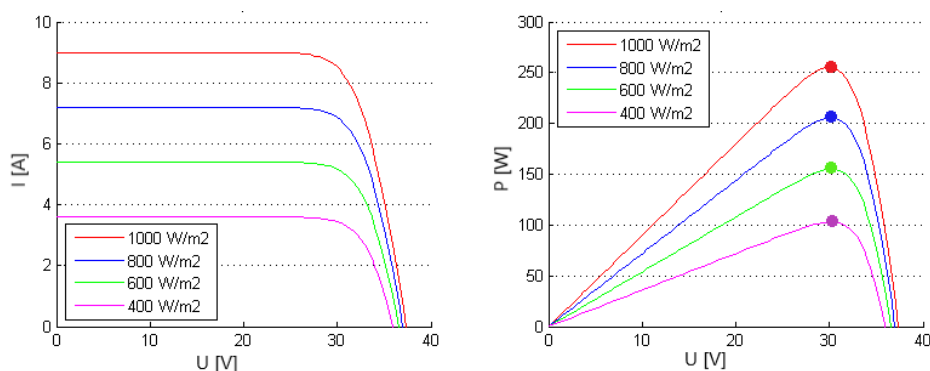
**Obrázek 3.4:** Voltampérová U-I a výkonová U-P charakteristika FV modulu upravená podle [38].

**BODY VOLTAMPÉROVÉ A VÝKONOVÉ CHARAKTERISTIKY.** V katalogových listech FV modulů bývají obvykle uvedeny všechny zásadní body jejich voltampérové a výkonové charakteristiky, které je možné vidět v grafu 3.4. Tyto body jsou důležité při dimenzování střídače. Kromě jejich hodnot je obvykle uveden i graf jejich závislosti na intenzitě záření, případně teploty.

**Proud nakrátko**  $I_{SC}$  [A] je maximální proud, který je modul schopen dodat, pokud je zkratován. Tento proud je podle [6] úměrný intenzitě záření – jak je možné vidět v grafu 3.5, který výrobci obvykle v katalogových listech uvádějí. Je důležité, aby moduly spojené v sérii ve stringu měly proud nakrátko i proud v MPP stejně velký, jinak bude proud stringu omezen na hodnotu nejméně výkonného modulu a bude tak docházet ke ztrátám a zahřívání modulů. To je jedním z důvodů, proč se obvykle v daném FVS využívá pouze jeden typ FV modulů. Také by měly být moduly ideálně vystaveny stejným okolním podmínkám. Přesto se ale obvykle počítá se ztrátami v důsledku nesouladu modulů (Mismatch Losses), které jsou způsobeny tím, že katalogové údaje modulů připouští nepřesnost uvedených údajů, obvykle v řádu procent. Podle [5] mohou tyto ztráty na výkonu činit asi 1,5 %.

**Napětí naprázdno**  $U_{oc}$  [V] je maximální napětí, které by bylo možné naměřit na rozpojených svorkách FV modulu. Tato napětí modulů spojených





**Obrázek 3.5:** Příklad vlivu hodnoty intenzity slunečního záření na proud nakrátko, napětí naprázdno a výkon podle [39] modulu, body na jednotlivých křivkách výkonu označují body maximálního výkonu.

do série v jednom stringu se pro účely dimenzování sčítají. Napětí paralelně spojených modulů nebo celých stringů by měla být shodná, jejich proudy se sčítají. Napětí naprázdno s rostoucí intenzitou záření roste za světla pouze velmi mírně – jak lze vidět v grafu 3.5. Při úplné tmě ale napětí klesne rychle k nule.

**Bod maximálního výkonu MPP**, jak vyplývá už z názvu, je takový pracovní bod modulu, při kterém je z něj možné odebrat nejvyšší výkon. Pro maximální výtěžnost FVS je účelné zajistit, aby modul pracoval právě v tomto bodě. Poloha MPP se zřejmě mění v závislosti na intenzitě slunečního záření – což zobrazuje graf 3.5 – a také na teplotě - viz graf 3.6, její sledování zabezpečuje sledovač bodu maximálního výkonu (MPPT), který je obvykle součástí střídače.

Na základě výše zmíněných parametrů se vypočítá další obvykle uváděný parametr kvality FV modulu, a to činitel plnění FF, který se podle [6] stanoví jako

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot U_{MPP}}{I_{SC} \cdot U_{OC}} \quad (3.2)$$

Tento činitel vyjadřuje míru plnění maximálního teoreticky možného výkonu daného součinem napětí naprázdno a proudu nakrátko. Podle [6] se u krystalických modulů pohybuje mezi 0,75 a 0,85, u tenkovrstvých potom mezi 0,6 a 0,75, což značí vyšší kvalitu prvně zmíněných modulů.

**JMENOVIÁ ÚČINNOST MODULU.** Jmenovitá účinnost FV modulu při STC je dalším parametrem vždy uváděným v jeho katalogovém listu, podle kterého se obvykle posuzuje jeho kvalita. Stanoví se podle [5] jako podíl elektrického výkonu získaného z modulu a výkonu slunečního záření, které

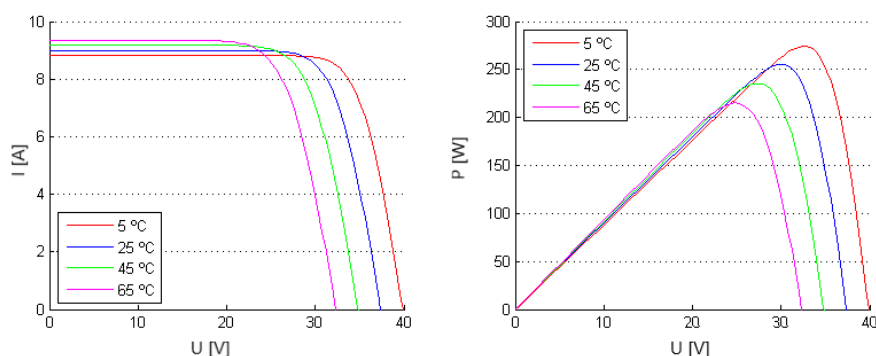
dopadá na plochu modulu, tedy

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_{OPT}} = \frac{P_{MPP}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot U_{OC} \cdot I_{SC}}{E \cdot A} \cdot 100\% \quad (3.3)$$

kde  $P_{MPP}$  je výkon v bodě maximálního výkonu a  $P_{OPT}$  je výkon slunečního záření daný jako součin plochy modulu  $A$  a intenzity slunečního záření  $E[W/m^2]$ . Účinnost modulů je proti účinnosti jednotlivých článků nižší.

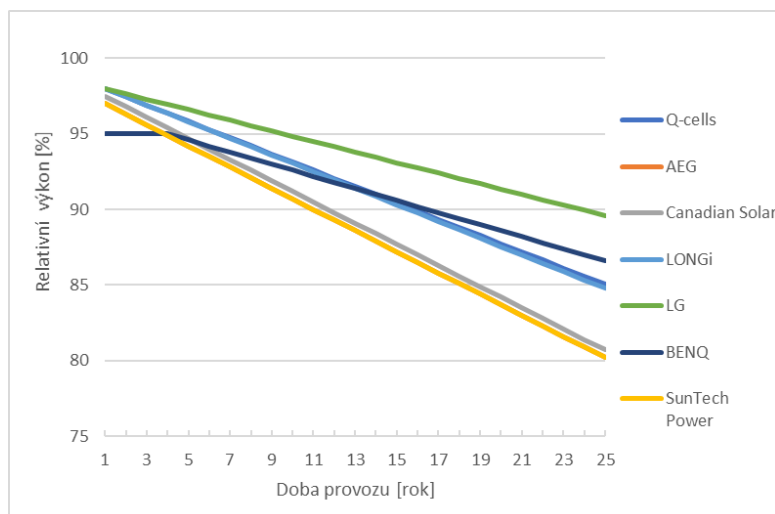
Nominální účinnost udávaná v katalogovém listě je vypočítaná při STC, tedy  $E = E_{STC} = 1000W/m^2$  a teplotě modulu  $25\text{ }^\circ\text{C}$ . Při rozdílných podmínkách se bude i skutečná účinnost modulu od té nominální lišit.

**TEPLOTNÍ CHARAKTERISTIKY.** Dalším údajem z katalogového listu jsou teplotní charakteristiky FV modulu, které udávají, jak se změní vybrané parametry v % – obvykle jmenovitý výkon, napětí naprázdno i proud nakrátko – při odchylce teploty od STC. Je zřejmé, že i  $U_{MPP}$ ,  $I_{MPP}$  a  $FF$  budou na teplotě také záviset. Jmenovité parametry modulu jsou udávány při teplotě modulu  $25\text{ }^\circ\text{C}$ , ale už jmenovitá provozní teplota modulu (NOCT) je často až o  $20\text{ }^\circ\text{C}$  vyšší. Jak je možné vidět v příkladovém grafu 3.6, proud nakrátko při rostoucí teplotě mírně roste – typicky podle [6] v řádech setin procent, zatímco napětí naprázdno prudce klesá – v řádech desetin procent, výkon bude také nižší – typicky do  $0,5\text{ } \%/^\circ\text{C}$ . Důvodem jsou vlastnosti PN přechodu článku, kdy při vyšší teplotě se snižuje prahové napětí zpětné diody, které přibližně odpovídá napětí naprázdno článku. Naopak proud nakrátko podle [40] přibližně odpovídá množství absorbovaných fotonů, které s rostoucí teplotou roste. Důvodem je zmenšení šířky zakázaného pásu. Je zřejmé, že nejlépe budou pracovat moduly s co nejnižšími hodnotami těchto koeficientů, jejichž výkon bude s rostoucí teplotou ideálně klesat co nejméně. Koeficienty jsou také důležité pro dimenzování střídače.



**Obrázek 3.6:** Vliv teploty na voltampérovou a výkonovou charakteristiku modulu [39] za předpokladu shodné intenzity záření.

**ŽIVOTNOST A POKLES VÝKONU.** Výrobce obvykle specifikuje také garantovanou dobu životnosti FV modulu spolu s maximálním poklesem nominálního výkonu, který je důsledkem vystavení modulu vnějším vlivům a jeho souvisejícího stárnutí. V katalogových listech lze obvykle najít jednak dobu, po kterou je výrobcem garantována záruka na materiálové vady výrobku při normálním využívání, aplikaci a údržbě, která obvykle činí 12 let, jak vyplynulo z katalogových listů prostudovaných při průzkumu trhu. Dalším údajem bývá buď graf zobrazující maximální výrobcem garantovaný pokles jmenovitého výkonu modulu nebo hodnoty procentuálně vyjádřeného maximálního meziročního poklesu jmenovitého výkonu. Z grafu 3.7, který byl vytvořen na základě informací z katalogových listů některých výrobců, je patrné, že pokles výkonu modulů probíhá lineárně a u všech výrobců velmi podobně s meziročním poklesem 0,35 % až 0,7 %. Standardní životnost modulů, během které se pokles udává, je 25 let.



**Obrázek 3.7:** Zobrazení poklesu výkonu v průběhu životnosti FV modulů některých výrobců.

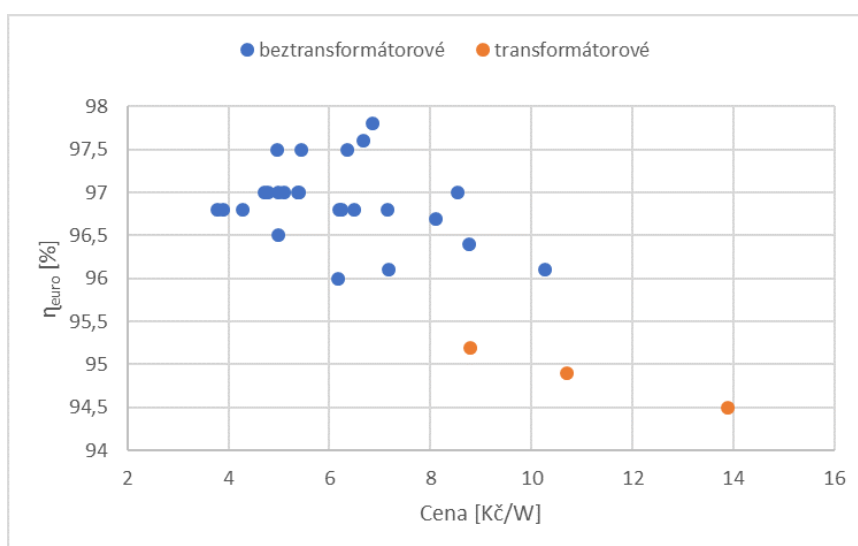
## 3.2 Měníče

Na trhu je nabízena celá řada různých střídačů, přičemž termín střídač má pro FV aplikace obvykle širší význam, kromě samotné DC/AC přeměny má obvykle integrovanou i funkci sledování bodu maximálního výkonu připojeného modulu/stringu (MPPT), jehož poloha se mění v závislosti na intenzitě slunečního záření a teplotě, jak již bylo popsáno v kapitole 3.1. Tzv. hybridní měniče navíc mohou kromě střídače obsahovat i regulátor pro nabíjení baterií zabráňující jejich přebíjení a hlubokému vybíjení mimo bezpečné meze předepsané výrobcem baterie. Ne pro všechny aplikace je nutné pořizovat střídač,

pro přímý ohřev vody stačí DC/DC měnič zajišťující MPPT.

V literatuře se obvykle střídače rozdělují do dvou skupin podle počtu fází – na **jednofázové** a **třífázové**. Prvně jmenované se podle [5] běžně používají u FVS menších výkonů, které jsou typické právě pro systémy pro rodinné domy podle [6] asi do 5 kW, zatímco třífázové střídače se používají u větších systémů. Průzkum trhu v oblasti střídačů byl proto zaměřen právě na jednofázové střídače, které jsou navíc v porovnání s třífázovými i hybridními střídači levnější.

Další běžné dělení střídačů je podle jejich topologie na střídače **transformátorové**, jejichž výhodou je jednak galvanické oddělení stejnosměrné a střídavé části vyplývající z přítomnosti transformátoru, a tedy dodatečná ochrana střídače i FV pole. Dalším pozitivem je, že na rozdíl od beztransformátorových střídačů nepřispívají k PID modulů. Druhou skupinou jsou střídače **beztransformátorové** založené pouze na polovodičových spínačích bez galvanického oddělení. Jejich nespornou výhodou je podle [41] zřejmá vyšší účinnost, kvůli absenci transformátoru zde dochází k menším ztrátám. Také jejich ceny by vzhledem k menší složitosti systému měly být podle [41] nižší. Průzkum trhu se střídači byl proveden v rozsahu 2-5,5 kW vstupního DC výkonu. Nabízené produkty naznačují potvrzení vyšší účinnosti a nižších cen beztransformátorových střídačů, porovnání je zobrazené v grafu 3.8, kde byla cena střídače vztažena k maximálnímu výstupnímu AC výkonu. Dalším zajímavým faktem je, že skupina transformátorových střídačů pro menší FVS není na trhu nikterak hojně zastoupena, byl nalezen jediný výrobek ve více výkonových třídách.



**Obrázek 3.8:** Zobrazení účinnosti a cen transformátorových a beztransformátorových střídačů nabízených na českém trhu vyplývající z průzkumu trhu – viz příloha 1.

U menších domácích FVS se z ekonomických důvodů typicky využívá pouze jediný centrální/řetězcový střídač. Jeho nevýhodou je ne zcela optimální sledování MPP, které provádí pro celý systém/string. Charakteristiky jednotlivých sériově propojených modulů se mohou mírně lišit, také v důsledku zastínění dojde ke změně charakteristiky zastíněného modulu nebo při jejich rozdílné orientaci. Proto proud nucený střídačem všemi sériově spojenými moduly může způsobit, že některé moduly budou pracovat mimo jejich MPP. Nabízené střídače se liší počtem MPPT a počtem stringů připojitelných ke každému ze sledovačů.

### 3.2.1 Sledované parametry měničů

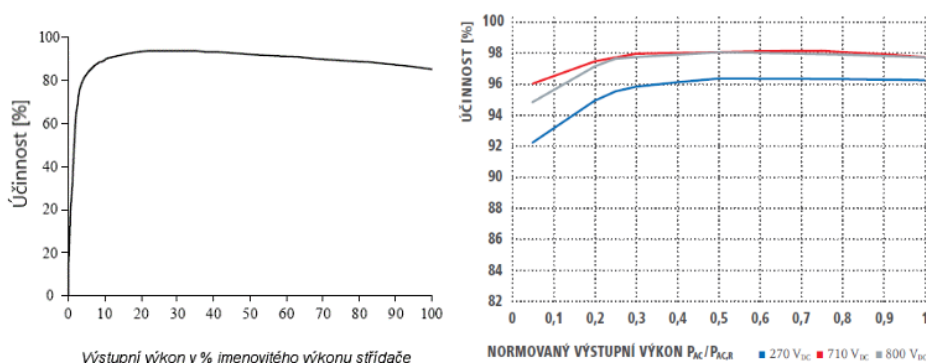
V této části budou opět popsány některé parametry užitečné pro výběr a dimenzování střídače, které výrobci uvádí v katalogových listech. Přehled parametrů střídačů získaný průzkumem trhu je v příloze 1.

**MAXIMÁLNÍ A EURO ÚČINNOST.** Konverzní účinnost střídače vyjadřuje v podstatě účinnost DC/AC přeměny, kterou střídač provádí – tedy jaká část vstupního DC výkonu bude úspěšně přeměněna na AC výkon na výstupu střídače. Podle [6] se stanoví ze vzorce

$$\eta_{kon} = \frac{P_{ACout}}{P_{DCin}} \cdot 100\% \quad (3.4)$$

Maximální účinnost  $\eta_{max}$ , která je často uváděná v katalogovém listě střídače, nemá zcela dobrou vypovídající hodnotu. V levé části grafu 3.9 je zobrazena typická křivka závislosti účinnosti na výstupním výkonu střídače, účinnost nejprve s rostoucím zatížením střídače stoupá, potom dosahuje hodnoty  $\eta_{max}$ , načež obvykle mírně klesá z důvodu rostoucích ztrát spínacích prvků střídače v sepnutém stavu. Je tedy zřejmé, že účinnosti  $\eta_{max}$  je dosaženo pouze za ideálních podmínek, tedy podle [41] při jmenovitém vstupním DC napětí střídače a středních hodnotách výkonu, což lze pozorovat v pravé části grafu 3.9 převzatém z katalogového listu střídače Fronius Primo. Z grafu je zřejmé, že tento střídač bude vykazovat svou maximální udávanou účinnost 98 % při vstupním napětí 710 V a při asi 30-80% zatížení.

K porovnávání střídačů se obvykle využívá tzv. *euro účinnost*  $\eta_{EU}$ , což je podle [6] vážený průměr účinnosti pro různá zatížení, který zohledňuje fakt, že střídač v závislosti na kolísajícím vstupním DC výkonu z FV pole jen zřídka pracuje se svým jmenovitým výstupním AC výkonem. Vybraným úrovním zatížení střídače jsou přiřazeny koeficienty četnosti výskytu na základě toho,



**Obrázek 3.9:** Zobrazení typické závislosti účinnosti na poměru výstupního výkonu střídače k jeho jmenovitému výstupnímu výkonu podle [41] a zobrazení závislosti křivky účinnosti na velikosti vstupního napětí převzaté z katalogového listu střídače Fronius Primo [42].

jak často klimatické podmínky ve střední Evropě umožňují chod střídače při dané úrovni výkonu. Podle [6] se stanoví jako

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad (3.5)$$

kde  $\eta_{x\%}$  je účinnost střídače při  $x\%$  zatížení. Euro účinnost se počítá při optimálním vstupním DC napětí, to ale vlivem teploty značně kolísá, proto někteří výrobci v katalogových listech uvádějí i křivky účinnosti při dalších hodnotách DC napětí – viz např. graf 3.9. Hodnoty euro účinnosti zjištěné v průzkumu českého trhu jsou pro beztransformátorové střídače v rozmezí 96-97,8 %, pro transformátorové trochu nižší 94,5-95,2 %. Uváděna bývá také účinnost sledování MPP, která podle [41] charakterizuje, jak rychle a přesně MPPT dokáže reagovat na měnící se klimatické podmínky, a tedy měnící se polohu MPP. Účinnost MPPT, které jsou součástí střídačů, v průzkumu trhu dosahovala obvykle hodnoty 99,9 % požadované v podmínkách NZÚ.

Okamžitý výstupní výkon FVS se podle [5] stanoví jako

$$P_{AC}(t) = A \cdot E_m(t) \cdot \eta_m(t) \cdot \eta_{inverter}(t) \cdot \eta_{MPPT}(t) \cdot \eta_{other}(t) \quad (3.6)$$

kde  $t$  označuje časový okamžik,  $A$  plochu všech modulů,  $E_m$  je intenzita slunečního záření dopadajícího na povrch modulů,  $\eta_m$  účinnost modulů (která se zřejmě mění s teplotou a intenzitou záření),  $\eta_{inverter}$  účinnost střídače (mění se s okolními podmínkami a zatížením) a  $\eta_{other}$  je účinnost dalších částí systému, jako jsou např. kabely. Energie vyrobená takovým systémem se potom stanoví integrací  $P_{AC}(t)$  za zvolenou dobu  $t$ . Je tedy zřejmé, že k dosažení co nejvyšších výnosů z FVS jsou třeba takové komponenty, jejichž účinnost bude co nejvyšší v co nejdelším intervalu z doby  $t$ . Střídač s vysokou euro účinností a s vysokou účinností MPPT je proto výhodnou komponentou.

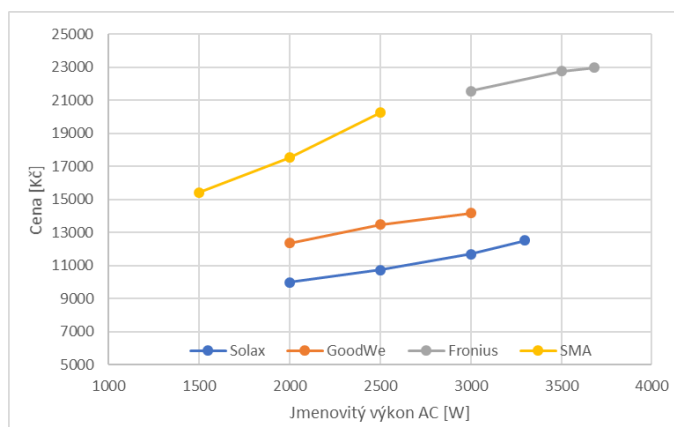
**PARAMETRY PRO DIMENZOVÁNÍ STŘÍDAČE.** V katalogovém listu střídače jsou vždy uvedeny parametry, které je nutné znát při dimenzování střídače. Jejich dodržáním se zajistí účinná a bezpečná součinnost FV modulů se střídačem.

Prvním krokem při výběru střídače k FV poli je jeho **výkonové dimenzování**. V katalogu střídače je obvykle uvedena hodnota maximálního vstupního DC výkonu střídače  $P_{DCmax}$ , kterou ale není vždy nutné dodržet. Naopak je podle [28] vhodnější vycházet z hodnoty jmenovitého výstupního výkonu střídače, což je taková hodnota výkonu, který je střídač schopen trvale dodávat při 25 °C, aniž by docházelo k nevyužití (Clipping) nadměrného vstupního výkonu. Pro výkonové dimenzování se zavádí faktor dimenzování  $SR$  (*sizing ratio*) daný rovnicí

$$SR = \frac{P_{PV}}{P_{INVAC}} \quad (3.7)$$

který vyjadřuje míru využití střídače jako poměr jmenovitého výkonu FV pole  $P_{PV}$  a jmenovitého výstupního výkonu střídače  $P_{INVAC}$ . [28] uvádí typické využívané rozmezí tohoto faktoru  $0,83 < SR < 1,25$ , ale doporučuje pro státy střední Evropy hodnotu 1. Mnoho dalších zdrojů – například [43] – naopak doporučuje poddimenzování střídače, čili zvolit  $SR > 1$ , což se typicky provádí pro státy s nižšími intenzitami záření nebo vysokými teplotami z důvodu, že FV pole zde dosáhne svého jmenovitého výkonu pouze velmi zřídka, neboť STC při běžném provozu nejsou reálně příliš často dosažitelné. Při slunečném teplém dni ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) například bude teplota modulů značně převyšovat 25 °C, s rostoucí teplotou bude klesat napětí, a tedy i výkon modulů. Pracovní bod střídače se bude pohybovat v oblasti nižších poměrných hodnot jmenovitého výkonu, kde podle grafu 3.9 bude dosahovat nižší účinnosti. Stačil by tedy střídač s nižším výkonem, který by mohl pracovat v oblasti vyšší účinnosti. Nevýhodou poddimenzování jsou možné ztráty při ideálních podmínkách – tedy chladném slunečném dni (např. podle [6] v květnu), kdy může FV pole skutečně generovat alespoň v krátkých intervalech svůj jmenovitý výkon – poddimenzovaný střídač tento výkon nedokáže celý využít a jmenovité špičky se tedy bez užitku ztratí. Naopak výhodou poddimenzování jsou o něco nižší pořizovací náklady střídače – jak je možné vidět v grafu 3.10 vytvořeném na základě průzkumu trhu.

Dalším nezbytným krokem je **napěťové dimenzování**, pomocí kterého se stanovuje počet modulů, které lze zapojit sériově do stringu k danému střídači. Protože napětí modulů/stringu významně závisí na teplotě, je podle [28] třeba vzít v úvahu i krajní možné hodnoty při vysokých letních teplotách a nízkých zimních. V katalogovém listu je vždy uvedena hodnota *maximálního vstupního napětí* střídače, která nesmí být za žádných okolností překročena, jinak by mohlo dojít k jeho poničení, stejně jako *minimální pracovní napětí*, při kterém teprve střídač začíná pracovat a nižší hodnoty jsou tedy bez užitku.



**Obrázek 3.10:** Závislost cen střídačů některých výrobců na jejich výkonu – viz příloha 1.

Maximálním napětím stringu bude jeho napětí naprázdno při nejnižší teplotě. [28] uvádí, že může být dosaženo v chladný slunečný den při vypnutém střídači (např. z důvodu poruchy v síti). Nejprve je tedy nutné pomocí teplotních koeficientů modulů přepočítat napětí naprázdno při STC na nejnižší okolní teplotu podle [28] jako

$$U_{OCTmin} = \left[ 1 - (25^\circ - T_{min}) \cdot \frac{\beta_{OC}}{100\%} \right] \cdot U_{OC} \quad (3.8)$$

kde  $T_{min}$  je nejnižší lokální teplota (často se využívá  $-10^\circ\text{C}$ ,  $\beta_{OC}$  je teplotní koeficient napětí naprázdno  $U_{OC}$  v  $\%/^\circ\text{C}$  a  $U_{OC}$  je napětí naprázdno modulu při STC. Dimenzováním je nutné zajistit, aby platilo

$$n_{max} \leq \frac{U_{INVmax}}{U_{OCTmin}} \quad (3.9)$$

kde  $n_{max}$  je maximální počet modulů ve stringu a  $U_{INVmax}$  je maximální dovolené vstupní napětí střídače.

Naopak nejnižší možné napětí modulů při vysokých teplotách modulů (obvykle se počítá se  $70^\circ\text{C}$ ) by mělo být vyšší než napětí, při kterém střídač začíná pracovat (Start-up), které někteří výrobci uvádějí. Obvykle se podle [28] pro dosažení vyšší efektivity systému kontroluje spíše napěťové rozmezí účinné funkce MPPT střídače. Tedy aby maximální rozsah napětí, kterých mohou moduly dosáhnout, byl v rozmezí funkce MPPT střídače. Výrobci obvykle neuvádějí teplotní koeficient napětí v MPP, podle [28] je možné tento koeficient dopočítat pro monokrystalické moduly jako  $\beta_{MPP} = \beta_{OC} - 0,1[\%/^\circ\text{C}]$ , pro multikrystalické  $\beta_{MPP} = \beta_{OC} - 0,11[\%/^\circ\text{C}]$ . Tyto koeficienty jsou využity pro výpočet nejvyššího napětí v MPP při nejnižší teplotě  $U_{MPPTmin}$  a nejnižšího napětí v MPP při nejvyšší teplotě  $U_{MPPTmax}$  jako

$$U_{MPPTmin} = \left[ 1 - (25^\circ - T_{min}) \cdot \frac{\beta_{MPP}}{100\%} \right] \cdot U_{MPP}(STC) \quad (3.10)$$



$$U_{MPPTmax} = \left[ 1 - (25^\circ - T_{max}) \cdot \frac{\beta_{MPP}}{100\%} \right] \cdot U_{MPP(STC)} \quad (3.11)$$

Potom se ověřuje, že pro minimální  $n_{min}$  a maximální  $n_{max}$  počet modulů ve stringu platí

$$n_{min} \geq \frac{U_{MPPmin}}{U_{MPPTmax}} \quad (3.12)$$

$$n_{max} \leq \frac{U_{MPPmax}}{U_{MPPTmin}} \quad (3.13)$$

kde  $U_{MPPmin} - U_{MPPmax}$  je rozmezí napětí, ve kterém pracuje MPPT. Dodržení těchto hranic není nutné, střídač jimi není nijak ohrožen, je to ale vhodné z důvodu efektivity provozu.

V neposlední řadě je také třeba zkontrolovat **proudové poměry**. Pokud neuvažujeme strategii poddimenzování střídače, viz výše, neměl by být překročen maximální dovolený vstupní proud střídače, což omezuje počet stringů připojitelných ke vstupu střídače  $n_{string}$ . Podle [28] by mělo být dodrženo

$$n_{string} \leq \frac{I_{INVmax}}{I_{STRINGmax}} \quad (3.14)$$

kde  $I_{INVmax}$  je maximální dovolený vstupní proud střídače a  $I_{STRINGmax}$  je maximální proud stringu. Většina výrobců střídačů uvádí jednak maximální vstupní DC proud, ale také maximální vstupní zkratový proud FV pole. Je vhodné zkontrolovat obě hodnoty, pokud za  $I_{INVmax}$  dosadíme max. dovolený vstupní proud z katalogu střídače, za  $I_{STRINGmax}$  se dosazuje  $I_{MPP}$  stringu při STC. Při dosažení max. dovoleného zkratového proudu za  $I_{INVmax}$  je za  $I_{STRINGmax}$  třeba dosadit  $I_{SC}$  stringu při STC. Z důvodu závislosti proudu na intenzitě záření, která může standardní intenzitu  $1000 \text{ W/m}^2$  často krátkodobě překročit, [28] doporučuje ke katalogovým hodnotám proudů modulů přičíst dalších 25 % jejich hodnoty k získání bezpečné rezervy. Při příliš častém překračování dovolené hodnoty proudu dochází ke stárnutí střídače, případně i k jeho zničení vlivem tepelného namáhání.

### 3.3 Fotovoltaické systémy

Hotové sestavy FVS na klíč nabízené na českém trhu jsou pro koncového zákazníka nejjednodušším řešením a z hlediska podmínek dotačního programu NZÚ také jediným možným. Mnoho výrobců nabízí na svých stránkách typové systémy o různých výkonech. Součástí nabídky bývají obvykle nejen všechny nutné součásti FVS – tedy moduly a střídač, nosné konstrukce, elektroinstalační materiál včetně ochrany a jištění, regulátory využití přebytků, případně baterie – ale také zpracování odborného posudku, přeprava, montáž

a oživení FVS, vyřízení dotace NZÚ a také vyřízení nezbytné administrativy. Volbou FVS na klíč sice zákazník přijde o možnost libovolného výběru typu modulů, střídače a dalších součástí, na druhou stranu se ale nemusí zabývat dimenzováním systému a ochran, kompatibilitou součástí, ani legislativou. Obvykle firmy nabízí alespoň výběr z několika možností modulů. Většina těchto prodejců, stejně jako mnoho obchodníků s elektřinou (ČEZ, E.ON, Bohemia Energy, aj.), ale také nabízí vytvoření nabídky na míru podle požadavků zákazníka na využití vyrobené energie a přebytků, výkon a rozměry pokrývané plochy.

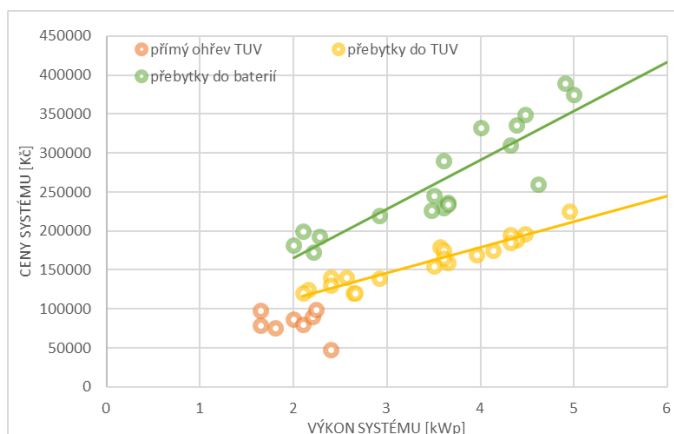
V příloze 1 jsou popsány nalezené nabídky do hodnoty 5 kWp, včetně několika nabídek vyžádaných na míru, pomocí typu využitých modulů, střídače a dalších regulátorů, případně baterií. Pro účely porovnání byly vypsány výkony jednotlivých částí a jejich účinnosti pro posouzení kvality systému, u FV modulů také jejich rozměry pro posouzení vhodnosti vzhledem k velikosti osazované střechy. Důležitým parametrem při výběru FVS je také jeho cena. FVS byly rozděleny do skupin podle využití energie/přebytků na

- FVS pro přímý ohřev TUV
- FVS s ukládáním přebytků energie do TUV
- FVS s ukládáním energie do baterií

Závěry vyplývající z průzkumu – viz příloha 1 – jsou znázorněny v grafu 3.11. Z něj je zřejmé, že FVS pro přímý ohřev TUV jsou obvykle nejlépejší, také ale mají omezený výkon s ohledem na reálně využitelný objem TUV a logicky omezené využití. Úspora je možná jenom v rámci ušetření nákladů na ohřev vody. Systémy s primárním využitím vyrobené energie v domácnosti a ukládáním přebytků do TUV bývají obvykle dražší a také jejich výkony dosahují i vyšších hodnot. Ještě vyššími cenami a vyššími hodnotami výkonů se pak zpravidla vyznačují systémy s akumulací přebytků do baterií. Důležité je, že ceny FVS s ukládáním přebytků do baterií obvykle zahrnují baterie o vhodné kapacitě, ve všech případech šlo o baterie lithiové (LiFePO<sub>4</sub>). Pro přímý ohřev a ukládání přebytků do TUV jsou ceny obvykle udávány bez zásobníku teplé vody, ani připočtením ceny za zásobník s objemem dostatečným pro splnění podmínek udělení dotace v kategorii C.3.4 nebo C.3.9 by se však poměry zobrazené v grafu 3.11 významně nezměnily vzhledem k jeho relativně nízké ceně.

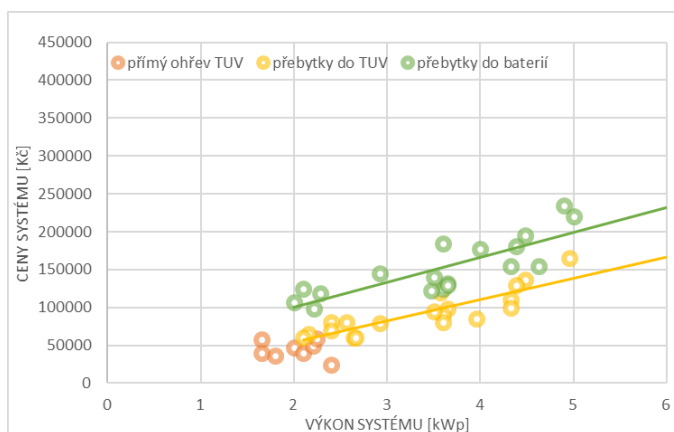
Graf 3.11 také naznačuje, že cena FVS je celkem logicky úměrná jeho výkonu, pro vyšší výkon je třeba více modulů nebo výkonnějších, také cena střídače je vyšší s jeho rostoucím výkonem (což bylo ukázáno v kapitole

3.2.1). Z této úvahy vyplývá, že jistý vliv na rozpočet FVS bude mít výkonové dimenzování střídače, při naddimenzování střídače ( $SR < 1$ ), bude tento nadbytečný výkon střídače zvyšovat jeho cenu. Tato navýšená cena však obvykle mívá opodstatnění, například někteří obchodníci počítají s budoucím možným rozšířením systému po jeho vyzkoušení a ověření s ohledem na velikost spotřeby energie v dané domácnosti. Z průzkumu trhu vyplynula průměrná hodnota  $SR$  0,927, s extrémy dosahujícími na jedné straně až 1,22 a na druhé dokonce pouze 0,5. Nejčastěji však hodnoty  $SR$  spadaly do rozmezí 0,9-1,1.



**Obrázek 3.11:** Zobrazení cen nabídek v závislosti na výkonu FVS bez uvažování dotace.

Graf 3.11 uvažuje původní ceny systémů, naproti tomu graf 3.12 zobrazuje ceny po odečtení příslušné kategorie dotace v programu NZÚ. Ceny všech systémů se při započítání dotace snižují, nicméně zejména u výkonnějších systémů a systémů s ukládáním do baterií je rozdíl významný – což je z grafů patrné snížením strmosti spojnic v grafu 3.12 oproti grafu 3.11.



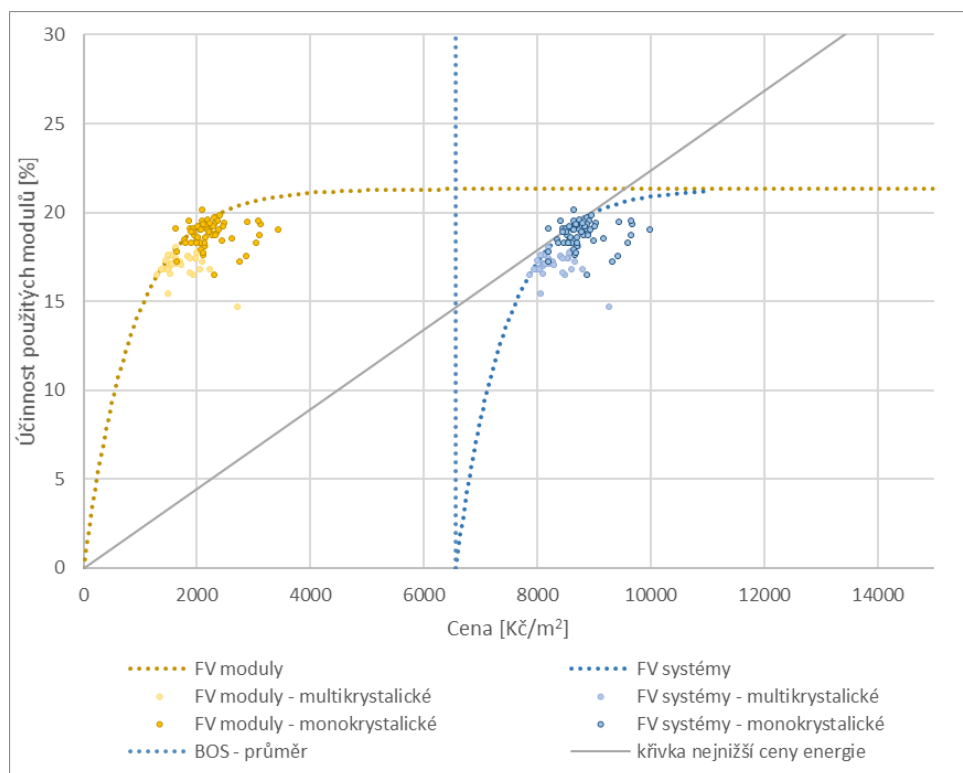
**Obrázek 3.12:** Zobrazení cen nabídek v závislosti na výkonu FVS se započítáním udělené dotace.

## 3.4 Interpretace průzkumu trhu

V kapitole 3.1 byl vynesena graf závislosti cen FV modulů v  $[\text{Kč}/\text{m}^2]$  na jejich účinnosti. Je zřejmé, že mezi těmito hodnotami nastává určitá korelace. Proto byly body v grafu 3.13 proloženy exponenciální obalovou křivkou naznačující trend růstu cen modulů spolu s jejich účinností. Vytvořená obalová křivka představuje optimální nabídky, je na ní možné najít většinu běžných teoreticky nejvýhodnějších nabídek modulů, body pod křivkou jsou méně výhodné, protože proti křivce mají při stejné účinnosti vyšší cenu. Bodů nacházejících se nad křivkou je pouze několik, byly vyhodnoceny jako obzvláště výhodné nabídky, které jsou spíše výjimečné. Logicky křivka začíná v bodě  $0 \text{ Kč}/\text{m}^2$  při 0% účinnosti. Shora se křivka asymptoticky blíží Shockley-Queisserovému limitu, který definuje maximální dosažitelnou účinnost pro fotovoltaický článek s jedním P-N přechodem, která je závislá na šířce zakázaného pásu daného materiálu [5] a odpovídá asi 33 % pro krystalický křemík. Maximální dosažitelná účinnost modulů je ještě nižší než Shockley-Queisserův limit, což je dáno zejména reálnými vlastnostmi použitých materiálů. Křivka vyplývající z průzkumu trhu se asymptoticky blíží 23 % účinnosti.

Předpokládáme, že pro hotové nabídky celých fotovoltaických systémů lze nalézt podobnou obalovou křivku, na které se budou nacházet optimální nabídky. Tato křivka také znázorňuje růst cen FVS v závislosti na účinnosti použitých modulů. Proti křivce samotných modulů však bude posunuta – nebude začínat v  $0 \text{ Kč}/\text{m}^2$  při 0% účinnosti, ale na určité hodnotě reprezentující náklady BoS v  $\text{Kč}/\text{m}^2$ , které budou vynaloženy nezávisle na účinnosti využitých modulů a které budou pro jednotkovou plochu/výkon modulu teoreticky konstantní. Posun křivky byl stanoven jako průměrná cena BoS pomocí dat z průzkumu trhu – tedy odečtením průměrné ceny modulů vztažené k jednotce jejich výkonu  $[\text{Kč}/\text{Wp}]$  od průměrné ceny FVS vztažené k jednotce výkonu použitých modulů  $[\text{Kč}/\text{Wp}]$  bez započtení dotace v rámci NZÚ a se zanedbáním akumulární nádrže. Pro přepočítání jednotkové ceny BoS na cenu odpovídající ploše modulu  $[\text{Kč}/\text{m}^2]$  byl využit přepočítávací koeficient získaný z průzkumu trhu vyjadřující průměrný výkon připadající na plochu modulu  $[\text{Wp}/\text{m}^2]$ . Výsledkem popsaného postupu bylo nalezení hodnoty asi  $6565 \text{ Kč}/\text{m}^2$  připadající na BoS a také nalezení teoretického průměrného poměru celkové ceny FVS – náklady na moduly asi 24 %, náklady BoS 76 %. Na základě tohoto poměru, průměrné ceny FVS po odečtení příslušné dotace  $[\text{Kč}/\text{Wp}]$  a zmíněného přepočítávacího koeficientu  $[\text{Wp}/\text{m}^2]$  byly potom stanoveny i průměrné náklady BoS připadající na plochu s uvažováním průměrné dotace, a to asi  $3775 \text{ Kč}/\text{m}^2$ . V tomto bodě by tedy začínala křivka, pokud bychom chtěli vzít v úvahu vliv dotace.

Graf 3.13 je užitečný při výběru teoreticky nejvýhodnější nabídky pro



**Obrázek 3.13:** Zobrazení cen modulů a fotovoltaických systémů v závislosti na jejich účinnosti.

investici, která se bude nacházet v kolenu křivky, tam kde se křivka dotýká tečny vedené z počátku. Díky zvolenému normování cen na plochu [ $Kč/m^2$ ] můžeme do grafu vynést křivky cen energie, každá taková přímka vedená z počátku potom představuje jeden konkrétní poměr mezi účinností a cenou za aktivní plochu systému neboli také cenu vyrobené elektřiny. Čím strmější křivka, tím nižší cena vyrobené elektřiny. Nejstrmější možná křivka, která má nějaký průnik s obalovou křivkou, je tedy její tečna. Body nabídek nacházející se před bodem dotyku se vyznačují nedostatečnou účinností (odpovídají také většinou multikrystalickým modulům) naopak body za bodem dotyku tečny se vyznačují pouze malým nárůstem účinnosti, ale významným nárůstem ceny proti bodům v kolenu. Je zřejmé, že při uvažování cen po odečtení příslušné dotace se body posunou a přeskupí v závislosti na její výši, princip hledání optimální varianty pomocí obalové křivky však může být užitečný i v takovém případě.



## Kapitola 4

### Případová studie – ekonomické vyhodnocení fotovoltaického systému a vliv perovskitu

V následující kapitole bude proveden výpočet FVS s ukládáním případných přebytků do vody včetně ekonomického zhodnocení. Cílem je pro jeden konkrétní případ simulovat množství vyrobené energie, stanovit její výrobní cenu a odhadnout možnosti její vlastní spotřeby. Na tomto konkrétním případě chceme demonstrovat možnosti aplikování dodatečné perovskitové vrstvy na stávající křemíkové moduly a výhodnost této aplikace – tedy jak se změní množství vyrobené energie přidáním perovskitu a jestli dodatečné navýšení účinnosti modulů bude přinášet výhodu navzdory souvisejícímu poddimenzování střídače. Navážeme tak na předchozí práci [44], kde byl ekonomický vliv přidání perovskitové vrstvy studován pouze na základě účinnosti.

Pro zpracování případové studie bude nejprve popsána lokalita včetně objektu, na kterém budou umístěny moduly, dále budou vyhodnoceny potřeby energie v daném objektu, což je nezbytné ke zjištění soudobosti výkonu FVS a spotřeby energie, případných přebytků a k ověření možnosti získání dotace, případně objemu akumulární nádrže. Dále bude z průzkumu trhu vybrána jedna varianta, která bude považována za tzv. průměrný systém, pro který platí průměrná cena BOS a závislost ceny systému na účinnosti modulů odvozená v kapitole 3.4. Na jeho příkladu potom bude ověřen vliv účinnosti využitých modulů a vliv faktoru dimenzování střídače na výtěžnost systému. Výhodnost systému bude posuzována z ekonomického hlediska pomocí kritéria LCoE – tedy ceny vyrobené energie.

**METODA EKONOMICKÉHO HODNOCENÍ.** Pro ekonomické zhodnocení bude využita metoda hodnocení ceny vyrobené energie *LCoE* (*Levelized Cost of Energy*), která je dle [5] definována jako

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [K\check{c}/kWh] \quad (4.1)$$

kde *LCoE* je cena vyrobené energie [Kč/kWh] za celou dobu životnosti systému *n* [rok] – obvykle 25 let,  $I_t$  jsou investiční náklady v roce *t*,  $M_t$  jsou náklady na provoz a údržbu systému v daném roce *t*,  $E_t$  je energie vyrobená systémem v roce *t* a *r* je diskontní míra. Investiční náklady zahrnují cenu FV modulů a BoS. *M* jsou náklady spojené s údržbou modulů a jejich čištěním, výměnou poškozených částí a také s periodickou výměnou měničů, jejichž životnost bývá kratší než 25 let, a výměnou akumulčního systému. Podle [6] by roční výše nákladů na provoz a údržbu měla být uvažována minimálně jako 1,5 % celkové původní investice.  $E_t$  bude zjištěna pomocí PV\*Sol, je třeba vzít v úvahu i degradaci systému, vliv bude mít zejména degradace FV modulů udávaná výrobcem pomocí meziročního poklesu výkonu. Diskontní míra *r* je mírou výhodnosti investice, jedná se o cenu nejlepší ušlé příležitosti s uvažováním míry jejího rizika. Tedy je to taková míra zhodnocení financí investovaných do FVS, kterou by bylo možné získat v případě jejich investování jinde.

Obvykle vyhodnocení této metody spočívá v porovnání vypočítané ceny energie *LCoE* s tržní cenou energie, která je účtována obchodníkem za odebranou kWh. Cílem je alespoň dosažení síťové parity, tedy podle [5]

$$LCoE_{FV} \leq LCoE_{sít} \quad (4.2)$$

aby cena energie vyrobené FVS byla stejná, ideálně nižší než cena energie odebírané ze sítě. Druhou možností, která bude také využita, je grafická metoda popsaná v kapitole 3.4.

## ■ 4.1 Popis lokality a objektu a 3D model

Pro návrh a simulaci výtěžnosti FVS s ukládáním do TUV bude využito opět simulačního programu PV\*Sol a simulován bude skutečný dvougenerační rodinný dům nacházející se v jižních Čechách v obci Bechyně, jehož majitelé pořízení fotovoltaiky v současnosti zvažují, aby snížili své náklady na elektrickou energii. Základem pro správnou funkci a vysoké výnosy každého FVS je dostatečný osvit FV modulů, který je závislý jednak na atmosférických podmínkách lokality, ale i na orientaci, sklonu, a také zastínění FV panelů.



Průzkum lokality, jehož aspekty budou nyní popsány, by proto měl podle [28] být prvním krokem při návrhu FVS.

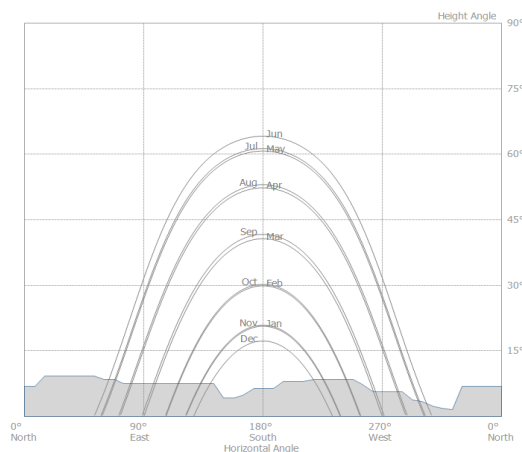
Podle mapy slunečního osvětlení [45] jsou atmosferické podmínky vybrané lokality (souřadnice  $49^{\circ}17'53.4''N$   $14^{\circ}27'39''E$ , nadmořská výška asi 360 m.n.m) na poměry České republiky dobré. PV\*Sol po výběru souřadnic stanovil roční sumu globálního ozáření na  $1093 \text{ kWh/m}^2$ , což je pro umístění FVS dobrým předpokladem. Průměrnou teplotu potom program stanovil na  $8,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Aby bylo možné tyto podmínky využít, je ještě třeba FV moduly vhodně orientovat. Podle [46] je na severní polokouli k co největším výnosům z FVS výhodná orientace panelů co nejvíce na jih, při odchylce od jižní orientace se výnosy snižují, a to asi o 5 % při odchylce do  $\pm 45^{\circ}$  a 10 % do  $\pm 70^{\circ}$ , což je také možné vidět na obrázku 4.3. Při odchylce západním směrem bude FVS více vyrábět v odpoledních hodinách – tato odchylka je podle [47] o 5-7 % výhodnější než odchylka východním směrem, při které bude FVS vyrábět více naopak dopoledne, neboť v ČR typická častější dopolední oblačnost. Lokalita včetně objektu je zobrazena na obrázku 4.1 získaném z Google Earth orientovaném podle kompasu (v pravém dolním rohu) severně. Část střechy objektu vhodná k umístění FVS má rozměry asi  $4,2 \times 17,2 \text{ m}$  s azimutem cca  $\gamma = 215^{\circ}$  (přičemž jih odpovídá v PV\*Sol  $180^{\circ}$ ), je tedy orientována jihozápadním směrem. Orientace tedy zřejmě není zcela ideální, FVS bude nejvíce energie dodávat spíše odpoledne, ale není zdaleka nevhodná. Opačný směrem – tedy severo-východně – je orientována plocha o rozměrech cca  $3,5 \times 17,2 \text{ m}$ , kterou uvažujeme jako nevhodnou pro umístění modulů. Objekt byl vytvořen v PV\*Sol stejným postupem jako v kapitole 2.2 s jediným rozdílem, že tentokrát byly informace o rozměrech budovy čerpány z jejích plánů a z měření na místě, neboť Google Earth poskytuje data pouze pro větší města s hustou zástavbou.



**Obrázek 4.1:** Snímek modelované lokality z roku 2009 převzatý z map Google Earth, stínící stromy už v současnosti na místě nejsou.

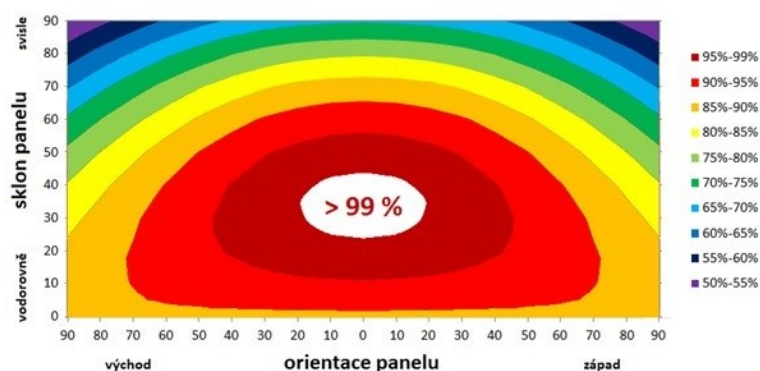
Co možná z obrázku 4.1 není až tak patrné, je mírně se svažující zahrada (označená modrou šipkou). Na jejímž spodním konci se ve vzdálenosti asi 90 m prudce zvedá lesnatá stráž až do nadmořské výšky asi 400 m.n.m, která by zejména v zimních měsících při nižší elevaci Slunce mohla působit jako zdroj zastínění. Proto bylo nutné tuto stráž zahrnout do simulace v PV\*Sol. Vzdálené zdroje zastínění se v programu simulují pomocí *linie horizontu* (Edit Horizon), kde se pro každý úhel orientace v určitém intervalu zadá úhel elevace horizontu (tedy pokud by Slunce při této orientaci mělo zadanou elevaci nebo menší, bylo by horizontem zakryto). Tyto úhly elevace je možné změřit speciálními přístroji, jako je např. SunEye, zde však byly získány za pomoci online nástroje PVGIS. Výsledný horizont v programu PV\*Sol spolu s průběhem elevací Slunce v různých měsících je na obrázku 4.2. Je patrné, že k určitým ztrátám přímého záření vlivem protilehlého horizontu pravděpodobně dojde, ale pouze v ranních a večerních hodinách.



**Obrázek 4.2:** Znárodnění vlivu stínění horizontem.

Jak již bylo popsáno v kapitole 2.2, skutečný výkon FVS závisí také na sklonu modulů  $\beta$  od horizontální roviny. Zatímco na plochých střechách lze velikost úhlu optimalizovat, u šikmých střech se obvykle využívá sklonu střechy. Podle [47] je v lokalitě České republiky optimální sklon modulů  $35^\circ$ . Nicméně [46] i [47] se shodují na tom, že mírná odchylka od tohoto sklonu nezpůsobí výrazné zhoršení produkce – jak je patrné z obrázku 4.3. Co se týká uvažovaného objektu, jeho střecha je šikmá se sklonem asi  $43^\circ$ , což je podle obrázku 4.3 ještě sklon umožňující maximální využití modulů. Podle [24] obecně platí, že různé úhly náklonu jsou optimální pro různá roční období, zatímco v létě jsou výhodnější menší úhly sklonu, v zimě jsou to naopak úhly vyšší. Úhel střechy uvažovaného objektu tedy zřejmě bude umožňovat trochu lepší funkci FVS i v zimě, což je v podmínkách ČR výhodné, neboť v zimě je jeho funkce značně omezena špatnými atmosférickými podmínkami.

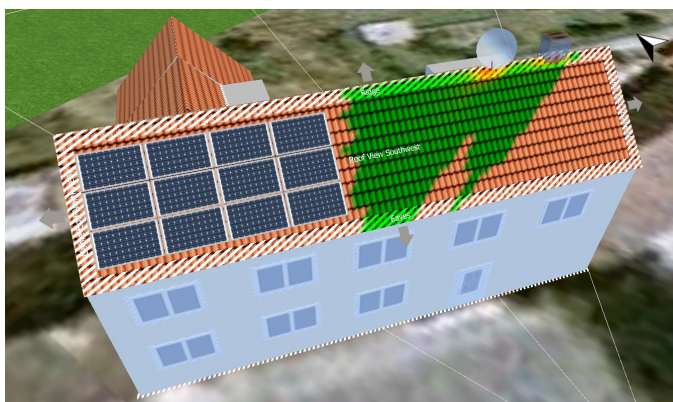
Výkon FVS může být podstatně ovlivněn lokálním zdrojem zastínění modulů, jak již bylo popsáno v kapitole 2.2. Uvažovaná lokalita je z hlediska



**Obrázek 4.3:** Výnosnost modulů v závislosti na jejich orientaci a sklonu podle [46].

těchto zdrojů pro výstavbu FVS výhodná, v blízkosti budovy se totiž nenachází žádné vysoké stromy, které by v současnosti nebo později mohly mít vliv na funkci modulů. Budova je navíc nejvyšší v ulici – jediná dvoupatrová, tedy ani zastínění okolními budovami nebo venkovním vedením nebude působit problém. Jedinými lokálními zdroji zastínění, jejichž vliv bylo nutné vzít v úvahu, jsou komín a satelit na hřebenu uvažované střechy, které tedy byly vymodelovány v PV\*Sol.

Na obrázku 4.4 je výsledná vymodelovaná budova spolu se zastíněním a ukázkou, jak byly na střechu umísťovány moduly – pokud možno mimo zastíněnou oblast a dále od kraje kvůli zatížení od větru.



**Obrázek 4.4:** Vymodelovaná budova včetně jejího lokálního zastínění.

## 4.2 Energetické potřeby domácnosti

Objekt zvolený pro provedení případové studie je běžný dvougenerační dům ve staré zástavbě nahlášený jako jedno odběrné místo, tedy se společným elektroměrem pro obě domácnosti. Jeho obyvateli jsou 2 dospělí v důchodovém věku, kteří tráví většinu času v domě nebo především v létě na zahradě, další 2 zaměstnaní dospělí trávící pracovní dobu mimo objekt a navíc 2 dospělí potomci přijíždějící často na víkendovou návštěvu, z čehož bude vyplývat zvýšená spotřeba energie během víkendů a dnů volna.

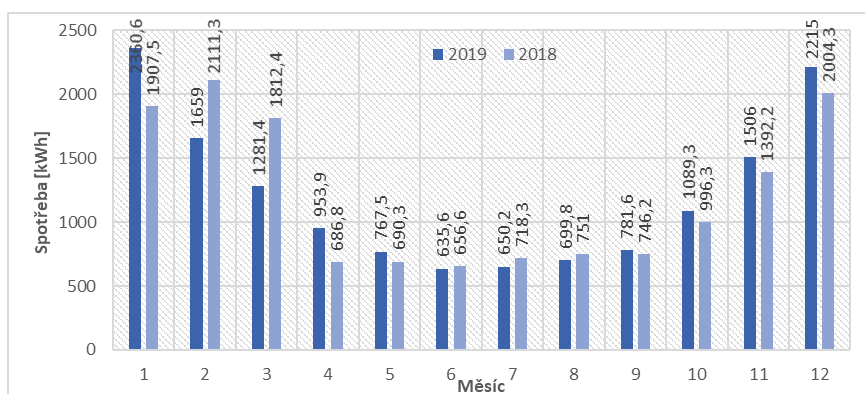
Objekt prošel přestavbou a rekonstrukcí naposledy před 50 lety, dnes má 2 obytná patra s celkovou vytápěnou plochou cca  $175 \text{ m}^2$ , zateplení budovy až na menší úpravy pochází z téže doby. Tepelné ztráty objektu nejsou zanedbatelné, podle výpočtu poskytnutého před 2 roky firmou realizující tepelné čerpadlo to je asi 24 kW. Vytápění celého objektu je zajišťováno tepelným čerpadlem vzduch/voda IVT Air X o výkonu 17 kW, které představuje nejvýznamnější spotřebič energie zvoleného objektu. Je jím ohřívána i teplá užitková voda pro jednu z domácností.

Dodavatelem elektřiny je společnost Bohemia Energy z distribuce E.ON Distribuce a.s. Elektřina je odebírána v tarifu D45d Přímotop, což je dvoutarifní sazba se střídáním NT a VT. Měření spotřeby je obchodníkem zajišťováno pouze na roční bázi, měsíční hodnoty byly zajištěny samoodečtem zákazníkem. Tyto hodnoty ale nejsou dostatečné ke zjištění podílu energie vyrobené FV systémem, kterou bude možno přímo spotřebovat uvažovanými domácnostmi. Jelikož s ohledem na instalovaný typ elektroměru obchodník nemá k dispozici denní diagram spotřeby zvoleného objektu, byly využity typové diagramy dodávky (TDD) poskytované OTE, které vyjadřují průměrný roční průběh spotřeby po hodinách konkrétní kategorie zákazníka podle charakteru jeho odběru. Konkrétně byl využit přepočtený (na skutečné klimatické podmínky dne dodávky) TDD třídy 7, do které odběratel podle obchodníka spadá. Ten je typický pro domácnosti, kde je odběratelem fyzická osoba a vytápění se provádí přímotopem nebo pomocí tepelného čerpadla. Diagram byl dále přepočten poměrně na skutečnou odečtenou měsíční spotřebu objektu jako

$$P_{t,skutečný} = P_{t,TDD} \cdot \frac{E_{\text{měsíc,skutečná}}}{E_{\text{měsíc,TDD}}} \quad (4.3)$$

kde  $P_{t,skutečný}$  je skutečný odběr v danou hodinu [kW],  $P_{t,TDD}$  odběr podle TDD [kW],  $E_{\text{měsíc,skutečná}}$  skutečná měsíční spotřeba energie podle odečtu [kWh] a  $E_{\text{měsíc,TDD}}$  měsíční spotřeba podle TDD [kWh].

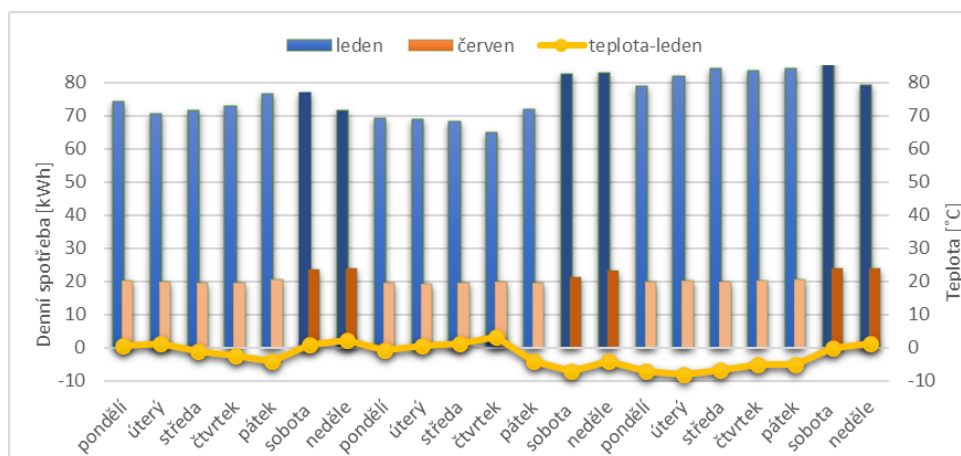
**ROČNÍ A MĚSÍČNÍ SPOTŘEBA ENERGIE.** Na základě hodnot spotřeby odečtených na elektroměru vždy na začátku měsíce v průběhu roku 2019 byl vynesena graf 4.5. Celková spotřeba za rok 2019 byla 14599,9 kWh, a rok dříve byla spotřeba o trochu nižší 14473,1 kWh, před touto dobou ještě nebylo nainstalováno tepelné čerpadlo a k vytápění sloužil kotel na tuhá paliva, spotřeba elektřiny s počátkem využívání tepelného čerpadla významně vzrostla. Na vytápění v roce 2019 bylo spotřebováno asi 8270 kWh elektřiny, tedy asi 57 % celkové spotřeby.



**Obrázek 4.5:** Porovnání měsíční spotřeby za rok 2018 a 2019 zjištěné odečtem.

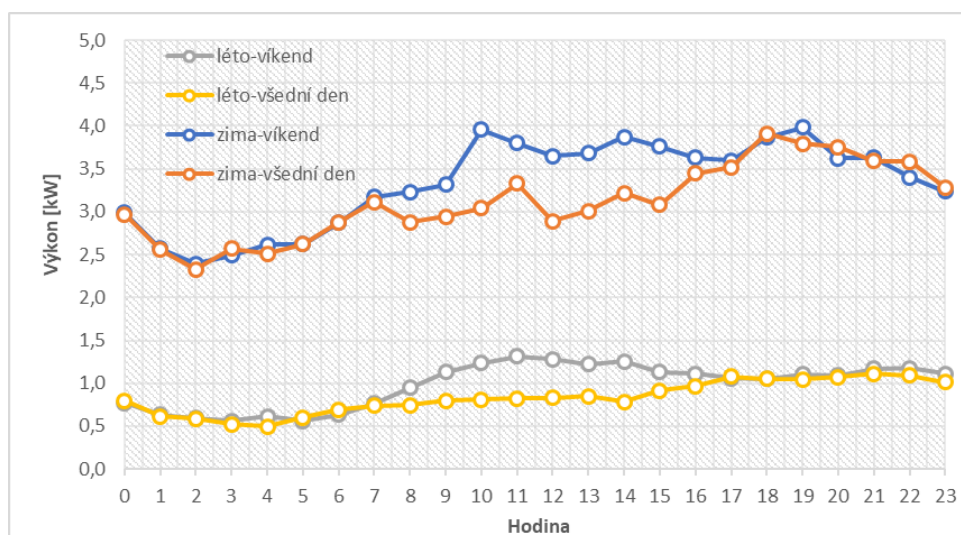
**DENNÍ SPOTŘEBA A JEJÍ DIAGRAM.** Do grafu 4.6 byly vyneseny denní hodnoty spotřeby elektrické energie v průběhu 3 týdnů v zimě a v létě. Byly vybrány měsíce s nejnižší a nejvyšší měsíční spotřebou – leden (střed topného období) a červen. Barevně byly odlišeny víkendové dny, kde je zejména v letním měsíci patrná vyšší potřeba elektřiny způsobená větším počtem osob zdržujících se v domácnosti. V zimním měsíci už víkend od všedního dne na základě hodnoty denní spotřeby nelze tak snadno odlišit. Je zřejmé, že na velikost spotřeby zde bude mít významný vliv tepelné čerpadlo, které je využíváno po celý týden, a tím pádem i venkovní teplota, která byla pro graf 4.6 získána také ze stránek OTE. Při nižší venkovní teplotě je jednak třeba dodat domácnosti více tepla k udržení tepelného komfortu kvůli vyššímu rozdílu mezi venkovní teplotou a vnitřní vytápěnou teplotou, a také topný faktor COP (tj. poměr mezi dodaným teplem a spotřebovanou elektrickou energií) čerpadla s klesající teplotou klesá. Při nižších venkovních teplotách a předpokladu konstantní vytápěcí teploty bude tedy spotřeba elektřiny čerpadlem vyšší.

Dále je třeba znát, jakých maximálních a minimálních hodnot výkon dosahuje a také kdy, aby bylo možné stanovit, zda bude celý výkon v daném okamžiku pokryt spotřebou v budově, případně jestli a jak velké budou vznikat přebytky, které budou akumulovány nebo nevyužity. V grafu 4.7 jsou vyneseny denní průběhy spotřeby (charakterizované jednotkami výkonu, protože se jedná o kWh/hod), jde o měsíční průměr spotřeby za každou hodinu



**Obrázek 4.6:** Denní spotřeby energie v zimě a v létě.

dne, léto je opět reprezentováno červnem a zimní období lednem. Z grafu 4.7 je patrná vyšší spotřeba elektřiny v zimě díky nutnosti vytápění, které je v objektu uskutečňováno pomocí tepelného čerpadla. V létě je potom spotřeba nižší nejen kvůli nevyužívání čerpadla pro vytápění, ale i v důsledku většího podílu času, který obyvatelé tráví mimo objekt, např. zahradničením, a méně energeticky náročnými aktivitami. V grafu 4.7 je také možné pozorovat rozdíl mezi spotřebou ve všední dny a o víkendech, kdy ve všední dny je patrné večerní odběrové maximum s návratem obyvatel z práce, zatímco víkendové dny jsou charakterizovány maximem kolem poledne spojeným s přípravou oběda obou domácností. Průběhy denní spotřeby v zimě jsou do značné míry ovlivněny odběrem tepelného čerpadla, i zde jsou ale patrná globální maxima stejná jako v létě.



**Obrázek 4.7:** Průměrný denní diagram spotřeby v zimě/létě ve všední den/víkend.

## ■ 4.3 Fotovoltaický systém - popis, simulace a LCoE

V této kapitole bude popsána zvolená varianta fotovoltaického systému, bude provedena jeho simulace a porovnání výroby se spotřebou, na jehož základě bude vypočítána cena energie LCoE.

### ■ 4.3.1 Popis vybrané varianty fotovoltaického systému

Zatímco při návrhu výkonu off-grid systémů je rozhodujícím kritériem velikost spotřeby objektu, kterou musí FVS pokrýt, a období v roce, ve kterém je FVS využíván, pro on-grid systémy žádné takto jednoznačné kritérium neexistuje. Volba velikosti on-grid systému je daleko komplexnějším problémem. Na prvním místě při plánování stojí zpravidla omezení daná lokalitou a objektem, který máme k dispozici – tedy především plocha vhodně orientované střechy bez zdrojů blízkého stínění, což již bylo popsáno v kapitole 4.1.

Výkon systému je třeba zvolit především tak, aby většina energie byla spotřebována objektem a pouze minimum případně dodáno nevhodně do sítě, nebo nevyužito (v případě mikrozdroje). Důležitou roli zde tedy bude mít i spotřeba energie domácností, která byla popsána v kapitole 4.2. Také je výhodné navrhnout systém tak, aby byly splněny podmínky dotace. Omezením může být i rozpočet plánovaný na pořízení FVE. Odpovědi právě na tyto otázky byly vyžadovány dodavateli FVS na klíč při tvorbě cenové nabídky – v první řadě roční spotřeba energie, požadavek na druh ukládání přebytků, dále rozměry a sklon střechy a také finanční omezení. Při udané roční spotřebě cca 15 MWh včetně spotřeby tepelného čerpadla na vytápění a ohřev TUV se výkon navržených nabídek shodně pohyboval mezi 3 a 5 kWp s možností budoucího rozšíření systému.

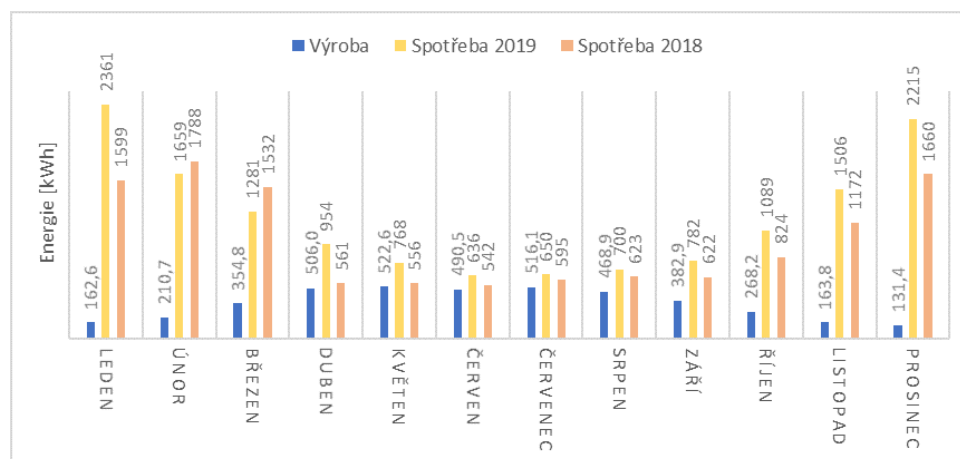
Na základě popsaných kritérií byl z průzkumu trhu vybrán systém Envo 3,96 kWp s následujícími komponentami:

- 12 x monokrystalický panel Jinko Solar 330 Wp – účinnost 19,56 %
- Střídač GoodWe 4000-DT G2 – euro účinnost střídače 97,6 %, účinnost MPPT 99,9 %
- Regulátor WattRouter Eco + SSR

Investiční náklady na FVS činily 170 000 Kč. Přebytky energie budou částečně ukládány do TUV pomocí regulátoru WATTrouter, plynulé spínání bojleru v případě nespotřebovaných přebytků energie bude prováděno pomocí výkonového polovodičového relé (SSR) ovládaného právě WATTrouterem. Zásobník TUV byl zvolen minimální pro splnění podmínek dotace. Nebyl zvolen nejlevnější zásobník, ale ten, který se dobře umístil ve srovnávacích testech [48] – od výrobce DZ Dražice, jehož náklady včetně dopravy činily 8 689 Kč. Předpokládáme udělení dotace na základě splnění podmínek v oblasti C.3.9. 85 000 Kč – tedy výkon do 10 kWp, účinnost modulů více než 15 %, Euro účinnost střídače více než 94 %, MPPT 98 %, teoretický zisk alespoň 3000 kWh ročně a objem zásobníku TUV 200 l. Využití alespoň 70 % vyrobené energie přímo bude ověřeno dále. Výsledná investice tedy byla 93 689 Kč.

### 4.3.2 Porovnání vyrobené a spotřebované energie

Aby byly splněny podmínky dotace, je třeba spotřebovat alespoň 70 % vyrobené energie. V grafu 4.8 jsou vyneseny měsíční hodnoty vyrobené energie a energie spotřebované popsanou domácností za 2 roky. Z grafu je zřejmé, že FVS vyrábí celkově nejvíce energie v měsících s nejnižší spotřebou. Vzhledem k nízkému výkonu systému by ale přesto nemusel být problém vyrobenou energii spotřebovat, případně uložit.

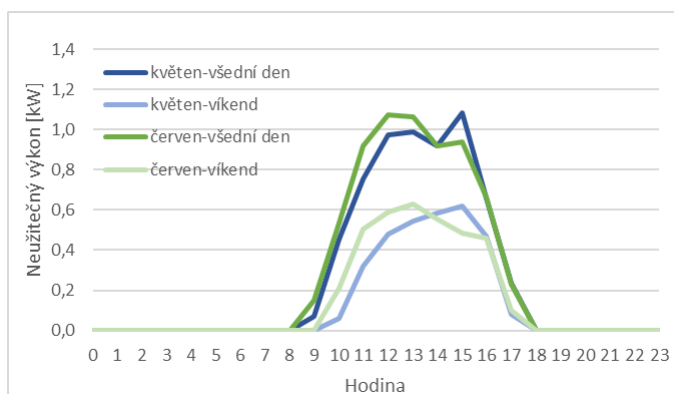


**Obrázek 4.8:** Celková měsíční spotřeba elektrické energie za rok 2018, 2019 a výroba FVS.

Z grafu 4.8 je zřejmá největší hodnota vyrobené energie a poměrně nízká spotřeba v květnu, nejnižší měsíční spotřebu vykazuje oba roky měsíc červen, kdy je výroba poměrně vysoká. Tyto 2 měsíce tedy představují jisté riziko z hlediska schopnosti spotřebovat vyrobenou energii. Proto byly pro oba měsíce vytvořeny grafy vystihující průměrný denní průběh výroby i spotřeby ve všední den a ve víkend – viz příloha 2, z těch byl vytvořen graf 4.9 zobrazující

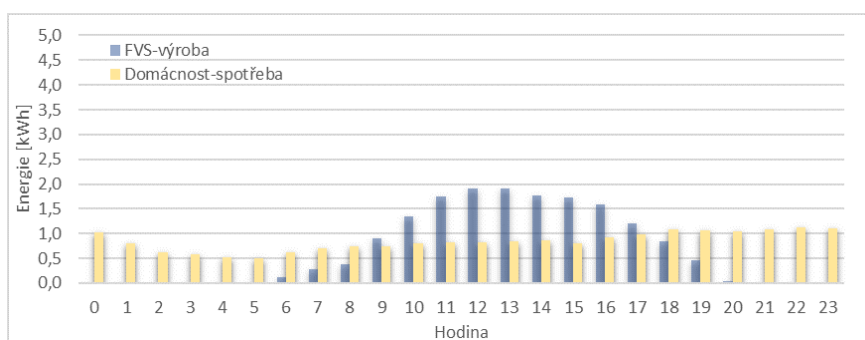


nespotřebovanou energii v průběhu průměrného dne, pro přehlednost byly hodinové hodnoty nespotřebované energie propojeny spojnicí a graf tak v podstatě vyjadřuje neuzitečný výkon. Z grafu 4.9 vyplývá, že průměrné přebytky energie budou nepatrně větší v červnu.

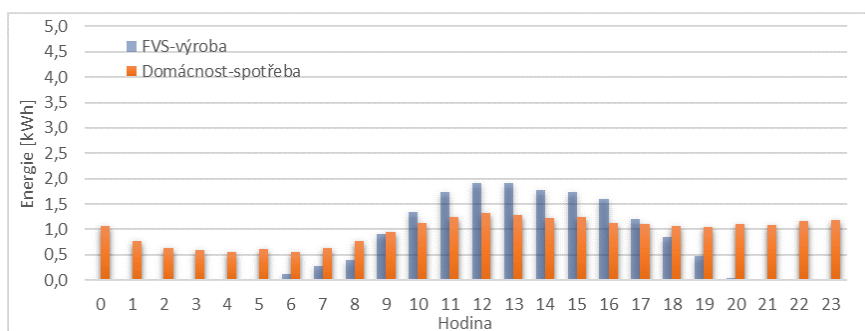


**Obrázek 4.9:** Průměrný průběh nevyužitého výkonu v jednotlivých hodinách.

Grafy 4.10 a 4.11 znázorňují průměrný průběh výroby (po posunutí na letní čas) a spotřeby energie ve všední den a o víkendu v červnu. Zejména ve všední dny výroba významně převyšuje spotřebu, ale i o víkendech budou vznikat nezanedbatelné přebytky.

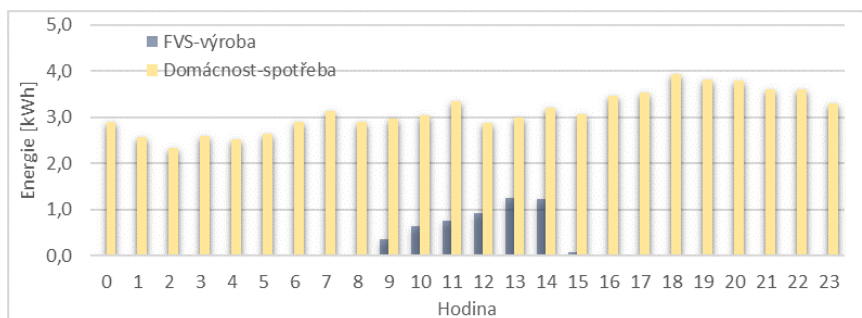


**Obrázek 4.10:** Výroba a spotřeba elektřiny v průměrný červnový všední den.

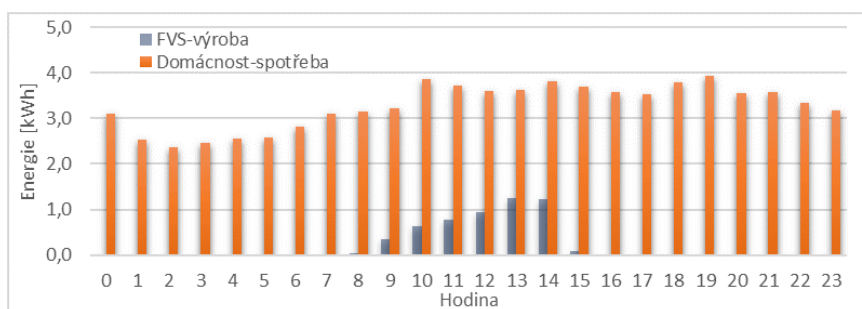


**Obrázek 4.11:** Výroba a spotřeba v průměrný červnový víkendový den.

V následujících grafech 4.12 a 4.13 jsou vyneseny stejné průběhy, tentokrát ale pro měsíc leden reprezentující zimu s nízkou výrobou a vysokou spotřebou. Z grafů je zřejmé, že v zimních měsících nebudou pravděpodobně vznikat vůbec žádné přebytky vzhledem k vysoké spotřebě s ohledem na vytápění a nízké výrobě kvůli nedostatečné intenzitě a době záření. V příloze jsou ještě znázorněny stejné grafy pro přechodné období mezi zimou a létem – konkrétně pro měsíc září. Zde budou vznikat pouze poměrně nízké přebytky, které zřejmě nebude problém uložit do akumulací nádrže.



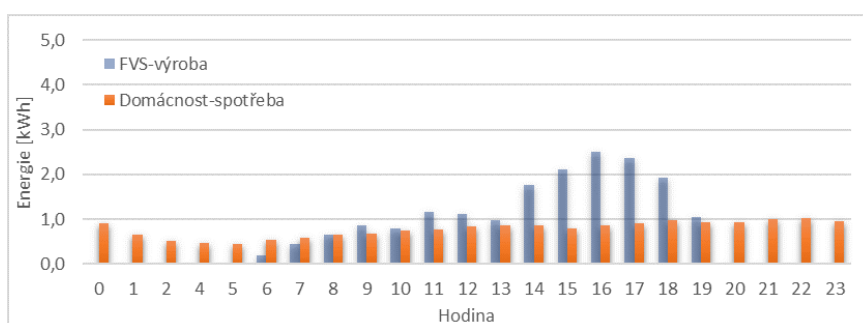
**Obrázek 4.12:** Výroba a spotřeba v průměrný lednový všední den.



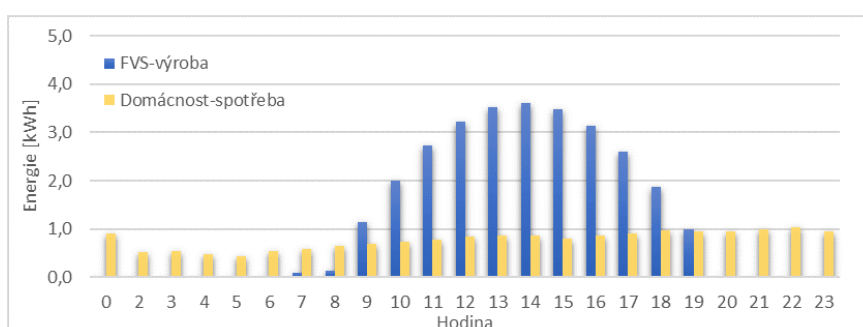
**Obrázek 4.13:** Výroba a spotřeba v průměrný lednový víkendový den.

### ■ 4.3.3 Den minima spotřeby a maxima výroby

V grafu 4.14 je znázorněn průběh výroby a spotřeby v den minima spotřeby za rok 2019, který připadl na čtvrtek 25. července. V grafu 4.15 je potom průběh v den maxima výroby, který připadl na červnový víkend, ale byl porovnán s nižší spotřebou všedního dne tohoto období, protože takový případ by mohl také snadno nastat. Z hlediska FV jsou v grafu 4.15 zřejmé ideální podmínky bez oblačnosti na rozdíl od grafu 4.14. Oba tyto dny budou vznikat značné přebytky energie.



Obrázek 4.14: Den minima spotřeby.



Obrázek 4.15: Den maxima výroby.

#### 4.3.4 Přebytky energie

V grafech spotřeby – viz kapitola 4.3.2 a 4.3.3 byla započítána jednak spotřeba tepelného čerpadla, kterým se ohřívá TUV jedné z domácností, a také spotřeba druhého elektrického bojleru využívaného druhou domácností. Tuto spotřebu bohužel není možné odlišit od ostatní spotřeby a není tedy možné přesně stanovit skutečnou velikost rezervy na spotřebování přebytků. Použijeme-li velice konzervativní hledisko, lze říci, že rezerva na přebytky je tím pádem nulová a tedy přebytky v grafu 4.9, budou opravdu nevyužity. Takto vypočtené přebytky jsou uvedeny v tabulce 4.1. I v rámci takto konzervativního hlediska mohou tyto přebytky najít uplatnění, pokud po slunném dni bude následovat deštivý den. V takovém případě má smysl dimenzovat akumulární nádrž právě na tento přebytek.

Za tímto účelem a za účelem splnění podmínek dotace jsme předpokládali pořízení zásobníku TUV o objemu 200 l, kterým by se nahradil stávající elektrický bojler s nedostatečným objemem. Teplo, které je možné uložit do dané nádrže se vypočítá podle rovnice

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

kde  $c = 4180 \text{ J/kg} \cdot \text{K}$  je měrná tepelná kapacita vody,  $m$  hmotnost vody, která přibližně odpovídá jejímu objemu a  $\Delta t$  je rozdíl mezi přívodní studenou a užitkovou teplou vodou (obvykle se počítá  $10^\circ\text{C}$  a  $55^\circ\text{C}$ , i když v létě a v zimě reálně bude rozdíl v teplotě přívodní vody). Výsledné teplo je  $Q = 200 \cdot 4180 \cdot 45 = 37620 \text{ kJ} = 10,45 \text{ kWh}$ . Vybraný bojler má účinnost asi 98 %, je tedy schopen pojmout  $10,45/0,98 = 10,7 \text{ kWh}$  elektrické energie se zanedbáním tepelné ztráty v rozvodu. To zhruba odpovídá očekávanému dennímu přebytku energie. I v případě konzervativního odhadu má smysl takto velký zásobník energie, protože umožní denní přebytek uchovat do dalších dní, pokud se zkaží počasí.

Část přebytků by také bylo možné využít pomocí tepelného čerpadla, které umožňuje spolupráci s fotovoltaickými moduly, a to zvýšením teploty v domě až o  $5^\circ\text{C}$  (což je užitečné pouze v zimě, kdy ale přebytky nejsou příliš pravděpodobné) nebo zvýšením teploty vody v zásobníku TUV, čímž se využije větší množství elektrické energie.

Budeme-li uvažovat progresivněji, je třeba si uvědomit, že vycházíme z typizované spotřeby, viz graf 4.7, která není nikterak optimalizovaná právě na profil výroby z FVE. Je totiž nápadně malý rozdíl mezi dnem a nocí, zejména v létě, kdy není potřeba topit. To je pravděpodobně způsobeno právě akumulacím ohřevem TUV, který je velmi populární a který pravděpodobně tvoří podstatnou část noční spotřeby. Pokud při optimalizaci tuto spotřebu přesuneme do doby svitu slunce, lze nespotřebované přebytky významně snížit.

Pokud tedy hodnoty z tabulky 4.1 představují horní odhad přebytků a pokud si navíc uvědomíme, že takto vysoké přebytky budou nastávat pouze v letních měsících, viz grafy 4.10 a 4.11, lze očekávat v souladu s pravidly programu NZÚ, že celkové roční nespotřebované přebytky budou tvořit maximálně 30 %. Pro další výpočty ekonomického zhodnocení můžeme s dostatečnou jistotou použít předpoklad stanovený podmínkami programu NZÚ, že 70 % vyrobené energie se podaří spotřebovat.

	Vyrobena denní hodnota energie [kWh]	Nespotřebovaná denní hodnota energie [kWh]	
		všední den	víkend
Květen – průměr	16,9	6,1	3,2
Červen – průměr	16,2	6,5	3,5
Den minima spotřeby	17,9	4,9	
Den maxima výroby	28,5	15,8	

**Tabulka 4.1:** Hodnoty přebytků energie a výroby FVS.

### 4.3.5 Výpočet LCoE

Pro výpočet LCoE je třeba znát jednak množství energie vyrobené FVS za celou jeho dobu života. Proto byla provedena simulace systému v programu PV\*Sol – výsledky viz příloha 2. Postup simulace byl proveden stejně jako u FVS na budově ČVUT, všechny parametry byly nastaveny stejně s výjimkou ztrát znečištěním – které byly s ohledem na větší sklon modulů/střechy, a tedy jejich lepší samočistící schopnosti, stanoveny na 3 % v zimních měsících (leden-březen). Simulací byla zjištěna energie vyrobená v průběhu prvního roku provozu FVS. Pro výpočet LCoE však bylo potřeba zjistit hodnotu energie vyrobené i v dalších letech provozu, ta byla stanovena na základě procentuálního poklesu výkonu FV modulů deklarovaného jejich výrobcem po dobu 25 let – výsledky jsou v příloze 2. Výsledná hodnota  $E_t$  potom byla stanovena vynásobením energie vyrobené za 25 let faktorem využití 0,7 – viz kapitola 4.3.4 zohledňujícím nevyužití přebytky vyrobené energie.

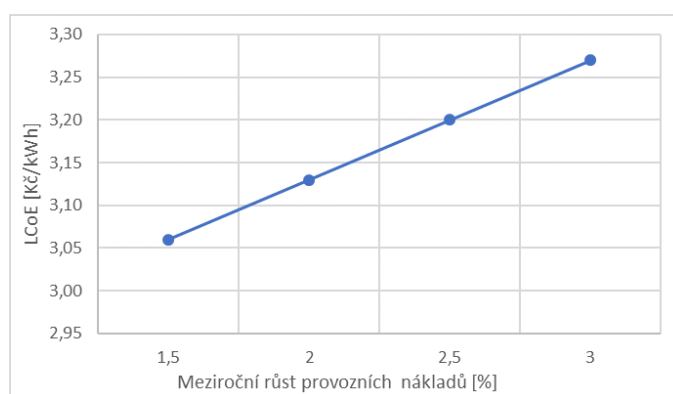
Investiční náklady  $I_t$  byly popsány v kapitole 4.3.1. Provozní náklady  $M_t$  byly v prvním roce provozu stanoveny jako dříve zmíněné 1,5 % původní investice bez dotací, v dalších letech bylo uvažováno jejich postupné zdražování meziročně o 2 % z nákladů v předchozím roce. Tento meziroční nárůst byl zhruba stanoven na základě průměrné inflace v odvětví služeb za posledních 10 let, která podle [49] činí 1,7 %. Uvažovaná životnost systému byla 25 let. Diskontní míra  $r$  byla stanovena na 3 %, což je poměrně vysoké zhodnocení, pokud uvažíme, že na běžných spořicích účtech se úroková míra v současnosti pohybuje pouze kolem 1 %. Výpočet ceny energie vyrobené FVS (LCoE) je proveden v příloze 2, s uvažováním dotace a s využitím pouze 70 % vyrobené energie vyšla 3,13 Kč/kWh, zatímco cena energie odebírané ze sítě, do které však byly započítány pouze složky ceny závislé na odebraném množství (tj. cena silové elektřiny a její distribuce, cena systémových služeb, daň z elektřiny a příspěvek na POZE) s připočtením 21 % DPH, je 2,25 Kč/kWh v nízkém tarifu a ve vysokém 2,40 Kč/kWh. Je patrné, že při uvažovaných vstupních podmínkách není splněno kritérium ekonomické výhodnosti, cena energie z FVS není srovnatelná/nížší než cena, za kterou je energie odebírána ze sítě, a to ve VT ani v NT. Zřejmým důvodem je velmi výhodný tarif D45d, který domácnost může využívat díky instalovanému tepelnému čerpadlu.

### 4.3.6 Citlivostní analýza

Do výpočtu LCoE byla zanesena jistá míra rizika přijetím celé řady vstupních předpokladů založených převážně na odhadu. Při změně těchto vstupních parametrů se může významně změnit i hodnocení projektu. Proto byla prove-

dena citlivostní analýza závislosti tohoto ekonomického ukazatele na změně některých vstupních parametrů:

- *Chyba simulace* – Jak bylo ukázáno v kapitole 2, výsledky simulací v PV\*Sol nejsou úplně dokonale přesné. Při očekávaném nadhodnocení výsledků simulace o 6 % by LCoE vzrostla z 3,13 na 3,33 Kč/kWh. Uvážením této velikosti chyby se investice posouvá ještě dál od hranice výhodnosti.
- *Životnost systému* – Deklarovaná doba životnosti FVS je 25 let, často je ale uváděno, že systémy mohou vydržet až 30 let. Prodloužení doby života by na ekonomické hodnocení mělo pozitivní vliv, LCoE by kleslo na 3,0 Kč/kWh.
- *Vývoj cen energie* – Přesný odhad budoucího vývoje cen energií je kvůli velkému počtu ovlivňujících faktorů nemožný. Při rostoucích cenách energie a zachování ceny FVS, by však výhodnost investice do FVS narůstala.
- *Neudělení dotace* – V současnosti není moc pravděpodobná možnost nezískání dotace z NZÚ. Pokud by však taková situace nastala, hodnocení investice se podstatně změní – LCoE by vzrostlo z 3,13 Kč/kWh na nevýhodných 4,9 Kč/kWh.
- *Růst nákladů* – Ve výchozím hodnocení byl uvažován meziroční nárůst provozních nákladů na základě průměrné inflace za posledních 10 let o 2 %, zejména v posledních 3 letech ale inflace narůstá mnohem více. Mírnější nárůst nákladů by vedl k pozitivnějším výsledkům hodnocení, zatímco rychlejší nárůst 3 % odpovídající průměrné inflaci v oblasti služeb mezi lety 2017 a 2019 by způsobil nárůst LCoE na 3,27 Kč/kWh. Závislost je vynesena v grafu 4.16.



**Obrázek 4.16:** Závislost LCoE na tempu meziročního růstu provozních nákladů.

- *Diskont* – Na ekonomické hodnocení má významný vliv i zvolená míra diskontu, která odpovídá požadované výnosnosti investice. Při původním

nastavení byl diskont zvolen poměrně vysoký – 3 %. Pokud bychom se spokojili s pouze 2 % výnosem, který i tak převyšuje současný úrok na spořicí účtech, LCoE by klesl na 2,96 Kč/kWh, tedy by investice byla hodnocena jako výhodnější.

## 4.4 Vliv účinnosti použitých modulů

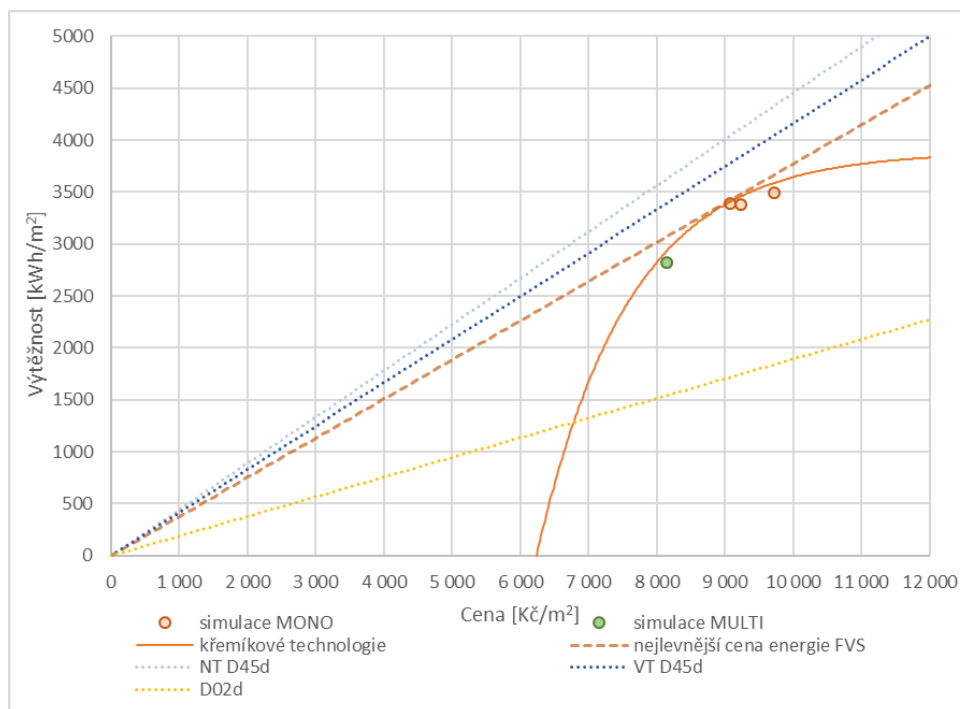
Podobně jako v grafu 3.13 je základem ekonomické analýzy zahrnutí fotovoltaických technologií s různou účinností. V této kapitole bude pro stejnou technologii modulů z krystalického křemíku sledována míra vlivu účinnosti použitých fotovoltaických modulů. Pro zhodnocení byl využit původní FVS, kde byl zachován typ střídače i nastavené parametry simulace, ale moduly byly vyměněny za moduly o stejném jmenovitém výkonu, ale jiné účinnosti. Konkrétně byly kromě původních modulů využity další 3 typy o různé účinnosti – viz tabulka 4.2.

	Typ a výrobce modulu	Účinnost [%]
var.1	Jinko Solar mono 330 Wp (JKM330M-60HB-V)	19,56
var.1A	Canadian Solar multi 330 Wp (CS6U-330P)	16,97
var.1B	LG mono 330 Wp (LG330N1C-A5)	19,3
var.1C	EXE Solar mono 330 Wp (HCUT330)	20,15

**Tabulka 4.2:** Použité moduly pro ověření vlivu účinnosti.

Cílem bylo zjistit, jak velký rozdíl výtěžnosti systému způsobí rozdíl v účinnosti využitých modulů, který není příliš velký – jedná se o desetiny, maximálně jednotky procent. Původní systém byl uvažován jako průměrný a jeho cena tedy byla přepočítána – nově jako součet průměrné ceny BoS (s uvažováním dotace) na plochu [ $Kč/m^2$ ] a ceny modulů odpovídající účinnosti normované na plochu [ $Kč/m^2$ ]. Aby byl grafický výsledek vypovídající, byly k ceně ještě připočteny náklady na provoz a údržbu (jako 1,5 % ročně po dobu 25 let z původní ceny bez uvažování dotace v [ $Kč/m^2$ ]). Vliv ceny akumulací nádrže byl zanedbán. Do výsledné ceny dalších FVS bylo tedy započteno nahrazení modulu účinnějším a dražším, respektive méně účinným a levnějším – na základě výsledků prezentovaných v kapitole 3.4, cena BoS normovaná na plochu a provozní náklady na plochu byly zachovány. V PV\*Sol simulovaná vyrobená energie byla rovněž přepočtena na plochu modulů systému. Energie za celou dobu životnosti (25 let) byla stanovena s ohledem na degradaci výkonu konkrétních modulů, a jelikož jsme uvažovali vliv dotace, musel být uvažován rovněž koeficient spotřeby 0,7. Výsledky analýzy získané pomocí PV\*Sol jsou zobrazeny v grafu 4.17, ze kterého je patrné, že vyrobená energie na plochu (neboli výtěžnost) je ceně systému (respektive účinnosti) úměrná a sleduje mírně zahnutou obalovou křivku podobnou závislosti cen modulů na

jejich účinnosti. Křivka má počátek v jednotkových nákladech BoS [ $Kč/m^2$ ] po přičtení provozních nákladů na plochu BoS za 25 let, které představují systém bez modulů, který tedy s nulovou účinností nic nevyrobí.



**Obrázek 4.17:** Zobrazení závislosti výtěžnosti systému na jeho ceně (nepřímo účinnosti).

Z grafu při použití analýzy popsané v kapitole 3.4 vyplývá, že cena nejlevnější energie vyráběné FVS je mírně vyšší než cena energie ze sítě v tarifu D45d (NT i VT – pouze variabilní část ceny) – křivka FVS je méně strmá. Naproti tomu při porovnání s jiným tarifem – byl zvolen D02d společnosti Bohemia Energy – je cena energie z FVS nižší, tedy by FVS byl pravděpodobně vyhodnocen jako výhodný.

V ideálním případě bychom potřebovali provést velké množství simulací, což ale nedovolují časové možnosti, a proto byly vybrány pouze tyto čtyři reprezentativní případy. Narýsování tečny opět ukazuje, že lépe ekonomicky vychází dražší varianta, která odpovídá účinnějším modulům.



## 4.5 Vliv faktoru dimenzování střídače SR

Použitá grafická interpretace předpokládá stejné (průměrné) ceny BoS, tedy implicitně i stejný výkon střídače, avšak dovoluje měnit účinnost modulů, což běžně znamená rozcházení výkonu modulů a výkonu střídače. V minulé kapitole jsme se tomuto problému dočasně vyhnuli, naším cílem však nyní je analyzovat i principiální změny v technologii a tím i skokové změny účinnosti, kde již tento problém je třeba vzít v úvahu. V kapitole 3.2.1 byly proto popsány hodnoty faktoru dimenzování střídače SR a také byla vyslovena důležitá hypotéza buď zanedbatelného či mírně pozitivního ekonomického vlivu poddimenzování střídače ( $SR > 1$ ), která bude rozebrána v této kapitole.

V původním systému (var.1) byly využity monokrystalické moduly značky Jinko Solar, jejichž parametry jsou popsány v tabulce 4.3. Tabulka 4.4 potom obsahuje informace o základních parametrech střídače využitého v tomto systému – GoodWe 4000-DT G2. Daný střídač má 2 nezávislé sledovače bodu maximálního výkonu, aby ale byl ověřen vliv poddimenzování střídače obecně (tedy i pro případ, že by měl pouze 1 MPPT), byl ve variantách 1a, 1b, 1c, 1d a 1e využíván pouze jeden MPPT, ke kterému byly připojeny všechny moduly zapojené v sérii. Pokud by zapojením všech modulů do série došlo k překročení napěťových limitů, bylo by zapotřebí využít oba 2 MPPT a tím napětí snížit na polovinu, v případě střídače s pouze jedním MPPT zapojit k němu paralelně 2 stringy, čímž by byl dosažen stejný výsledek na úkor zvýšení proudu na dvojnásobek. Střídač by nebyl ohrožen napětím, ale byl by namáhán většími proudy, což pro něj není tak nebezpečné. Ve variantě 1f a 1g byly potom využity oba MPPT.

$P_{in}$ [Wp]	$U_{MPP}$ [V]	$I_{MPP}$ [A]	$U_{OC}$ [V]	$I_{SC}$ [A]	$\beta_{OC}$ [%/°C]	$\beta_{MPP}$ [%/°C]
330	33,8	9,77	41,3	10,31	-0,28	-0,38

**Tabulka 4.3:** Parametry monokrystalických modulů Jinko Solar.

$P_{AC\ out}$ [VA]	$U_{in\ min}$ [V]	$U_{in\ max}$ [V]	$I_{in\ max}$ [A]	$I_{sc\ max}$ [A]	$U_{MPPT}$ [V]
4000	160	1000	11	13,8/13,8	200-800

**Tabulka 4.4:** Parametry střídače GoodWe.

Před provedením simulací bylo ověřeno, že bude střídač pracovat v bezpečných mezích – podle postupu popsaného v kapitole 3.2.1. Výsledky jsou vyznačeny v tabulce 12, zeleně jsou obarvena pole, která splňují podmínku bezpečného (zejména maximální dovolená hodnota napětí) a efektivního provozu (rozmezí napětí MPPT) střídače, ty jsou dodrženy i pro velmi vysoké hodnoty SR. Červeně jsou obarveny buňky nespĺňující tyto podmínky, šlo zejména o hodnoty zkratového proudu a proudu v bodě maximálního výkonu,

kteří sice limitu střídače odpovídají, ale po připočtení doporučených 25 % už tomu tak není. Jak ale bylo popsáno, případné proudové namáhání není tak nebezpečné jako napěťové, a tedy tato zapojení můžeme považovat za přijatelná. Z 3D modelu byly dále odstraněny blízké zdroje zastínění, které by nejspíš zkreslily výsledky porovnání, zbylé parametry simulace byly nastaveny stejně jako v původní variantě 1.

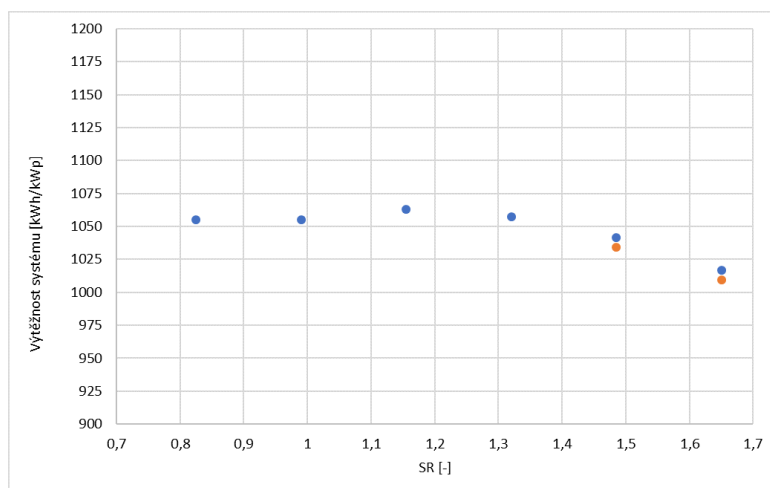
	var. 1	var. 1a	var. 1b	var. 1c	var. 1d	var. 1e	var. 1f	var. 1g
počet modulů celkem	12	14	16	18	10	20	18	20
počet využitých MPPT	1	1	1	1	1	1	2	2
počet stringů připojených k MPPT	1	1	1	1	1	1	1	1
počet modulů ve stringu	12	14	16	18	10	20	9	10
SR	0,99	1,155	1,32	1,485	0,825	1,65	1,485	1,65
$U_{OC-10^{\circ}C}$ [V]/MPPT	544	635	726	816	453	907	408	453
$U_{MPP-10^{\circ}C}$ [V]/MPPT	460	536	613	689	383	766	345	383
$U_{MPP70^{\circ}C}$ [V]/MPPT	336	392	448	504	280	560	252	280
$I_{MPP}$ [A]/MPPT	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21	12,21
$I_{SC}$ [A]/MPPT	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89

**Tabulka 4.5:** Ověření bezpečného pracovního bodu střídače.

Aby byly výsledky simulací pro systémy s různými hodnotami SR porovnatelné, byla jejich výtěžnost vyjádřena pomocí hodnoty energie vydělené celkovým výkonem modulů systému v [kWh/kWp]. Výsledek je znázorněn v grafu 4.18, ze kterého je patrné, že nejlepší relativní výtěžnosti dosáhl systém s faktorem dimenzování 1,155, tedy s poddimenzovaným střídačem. Dokonce však i systém s výrazněji poddimenzovaným střídačem při SR=1,32 funguje lépe než systém s SR=0,99. Teprve systémy se SR větším než 1,4 už se vyznačují klesajícím trendem výtěžnosti. Důvodem je ořezávání výkonu (Clipping) způsobené prací systému v neoptimálním bodě. Ověřili jsme tedy, že v rámci určitého rozsahu (do 25 % relativně) lze měnit výkon modulů vůči střídači bez významného vlivu na výtěžnost tedy i na ekonomickou analýzu.

## 4.6 Vliv zvýšení účinnosti přidáním perovskitové vrstvy

Jednou z celé řady nových technologií fotovoltaiky 3. generace, které v současné době stále ještě nejsou na trhu nabízeny, ale jejichž vývoji je v posledních



**Obrázek 4.18:** Výtěžnost systému s různými hodnotami faktoru dimenzování střídače.

letech věnována značná pozornost, jsou i články na bázi *perovskitů*. Podle [34] název perovskit obecně označuje chemické sloučeniny, které je možné popsat vzorcem  $ABX_3$ , kde  $A$  a  $B$  značí kationty a  $X$  halogenidový aniont, např.  $CH_3NH_3PbI_3$ . Šířka zakázaného pásu těchto materiálů je podle [50] materiálově nastavitelná v relativně širokém rozmezí 1,48-2,3 eV. Články obsahující tyto materiály se vyznačují velmi vysokými hodnotami účinnosti, v laboratorních podmínkách rok od roku výrazně narůstajícími, a nízkými materiálovými náklady.

Řada zdrojů [50] [51] jako potenciálně perspektivní technologii shodně označuje tandemové fotovoltaické technologie spojující krystalické křemíkové články s perovskity. Vrchní perovskitová vrstva s větší šířkou zakázaného pásu účelně využije vysoce energetické fotony kratších vlnových délek, zatímco fotony vyšších vlnových délek projdou hlouběji k vrstvě krystalického křemíku, který s šířkou zakázaného pásu 1,1 eV ještě účelně využije i část těchto fotonů o nižší energii. Shockley-Queisserův limit účinnosti obecně pro tandemové články neplatí, spojením krystalického křemíku s perovskity tak vznikají vysokoúčinné FV články, jejichž účinnost podle [36] dosahuje v laboratorních podmínkách až 29,1 % oproti maximálním 26,7 % dosahovaných křemíkovým článkem bez koncentrátoru.

Vyhodnocení navýšení ceny běžných křemíkových modulů přidáním perovskitové vrstvy je pouze hypotetickým problémem, neboť moduly vyrobené s využitím perovskitů v současnosti na trhu nabízeny nejsou. Tyto ve fotovoltaice relativně nové materiály totiž navzdory intenzivnímu výzkumu dosud nejsou dostatečně stabilní pro komerční využití. V normálních provozních podmínkách dochází podle [52] k jejich degradaci a rozkladu vlivem působení teploty, slunečního záření, vlhkosti, působení kyslíku aj. Jejich životnost se

tedy pohybuje v řádech dnů až měsíců, což je hluboko pod hranicí rentability. Dalším jejich negativem je toxicita kvůli časté přítomnosti v elektrotechnice zakázaného olova v těchto materiálech. Výroba tandemových článků by podle [51] byla zejména výhodná pro firmy, které již vyrábí krystalické křemíkové moduly, protože v takovém případě by pro ně pořízení linky pro výrobu perovskitových vrstev představovalo pouze expanzi stávající výroby. Existují úvahy i o paralelním postupu výroby [51], kdy by perovskitová vrstva byla nanášena na krycí sklo a spolu s ním potom přidána ke křemíkovému modulu v běžném procesu jeho výroby před laminací, kterou by se oba články spojily dohromady v konfiguraci se 4 vývody.

Podle analýzy uvedené v [51] by se výrobní náklady na plochu tandemových modulů [ $Kč/m^2$ ] s perovskity proti nákladům na běžné křemíkové moduly mohly zvýšit asi o 24,5 %.

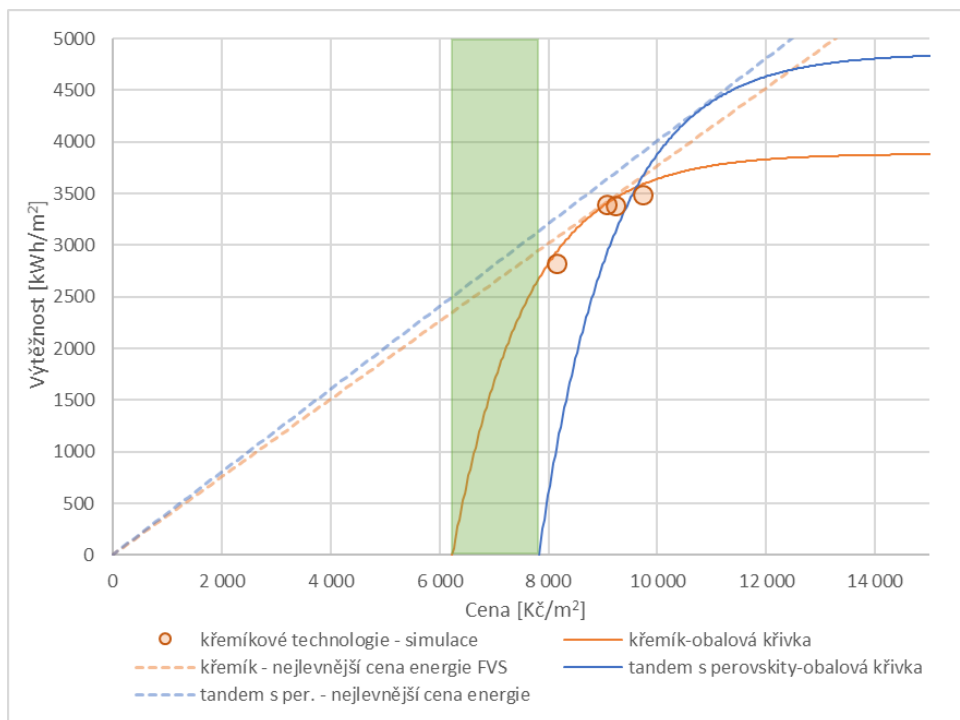
Zatímco teoreticky možná účinnost krystalických křemíkových článků popisována pomocí Shockley-Queisserova limitu je podle (80) asi 33 %, pro tandemové články s perovskity je tento limit asi 45 % - tedy poměr  $p_{\eta} = \frac{\eta_{tandem}}{\eta_{křemík}} = 1,36$  - znamenající teoretické navýšení účinnosti o 36 % přidáním perovskitové vrstvy. Maximální v laboratoři dosažená účinnost krystalických křemíkových článků dosahuje podle [36] 26,7 %, což představuje maximálně 80 % naplnění potenciálu křemíkové technologie. Moduly z těchto článků vyráběné a nabízené na českém trhu potom dosahují účinnosti maximálně  $\eta_{modSi} = 20,15\%$  (monokrystalické) – tedy pouze 75 % účinnosti dosažené v laboratoři. Naproti tomu tandemové články s perovskity v laboratořích dosáhly maxima 29,1 % účinnosti, což proti teoretickému maximu účinnosti 45 % znamená pouze 65 % naplnění potenciálu technologie. Budeme předpokládat, že současný výzkum povede ke zlepšení technologie a souvisejícímu nárůstu naplnění na 75%. Potom by laboratorní účinnost článků vzrostla na asi 34 %. Pokud by moduly vyráběné z těchto článků nabízené v budoucnosti na trhu dosáhly také 75 % účinnosti dosahované v laboratoři, jejich účinnost by mohla dosahovat asi  $\eta_{modperovskit} = 25\%$ . Tedy přidáním perovskitu ke křemíkovému modulu vzroste jeho účinnost z původních maximálních 20,15 % na stanovených 25 %, tedy asi o 25 %. Na základě výše zmíněné úvahy jsme stanovili faktor pro výpočet navýšení výtěžnosti systému přidáním perovskitové vrstvy

$$k_v = \frac{v_{tandem}}{v_{křemík}} = 1,25 \quad (4.5)$$

$k_v$  je koeficient pro přepočítání výtěžnosti systému [-],  $v_{tandem}$  je výtěžnost FVS s tandemovými moduly [ $kWh/m^2$ ] a  $v_{křemík}$  je výtěžnost FVS s běžnými křemíkovými moduly.

Nyní použijeme analýzu pomocí grafické metody. Vyjdeme z hodnot v grafu 4.17 a započteme zvýšení ceny pomocí navýšení BoS a provozních nákladů

o cenu perovskitové vrstvy a zvýšení výtěžnosti vynásobením faktorem 1,25 – viz graf 4.19, kde zelený obdélník představuje navýšení ceny přidáním perovskitové vrstvy. Vynesení tečen pro konvenční křemíkové technologie a pro tandemové technologie s perovskity je zřejmá teoreticky mírně vyšší výhodnost tandemových technologií.



**Obrázek 4.19:** Zobrazení závislosti výtěžnosti FVS na jeho ceně (nepřímo účinnosti) a vlivu přidání perovskitové vrstvy do tandemu.





## Závěr

Tato diplomová práce byla zaměřena na analýzu legislativních a ekonomických podmínek nastavených pro fotovoltaické systémy, dále na vyhodnocení ekonomické výhodnosti a také na průzkum potenciálu fotovoltaické technologie tandemových křemíkových článků s perovskitovou vrstvou. Všechny zmíněné body zadání byly splněny.

Prvním bodem práce byl průzkum legislativních a dotačních podmínek nastavených v České republice pro nové FVS. Tímto bodem se zabývá první kapitola práce, která popisuje možná zapojení FVS – tedy autonomní a hybridní systémy nepřipojené k síti, a systémy se sítí propojené. Také byla nastíněna legislativa spojená s připojením FVS k síti v závislosti na účelu jeho pořízení – zjednodušený postup pro mikrozdvoj do 10 kW bez přetoků do sítě bez sankce, nebo standardní postup pro zdroje s možnými přetoky. Protože cena výkonného FVS není nikterak nízká, byly zde také popsány dotace v rámci NZÚ, které mohou mít na ekonomickou efektivnost významný vliv, a podmínky jejich udělení. Tyto podmínky nejsou nesplnitelné, jedná se především o maximální dovolený výkon systému, účinnosti komponent a využití přebytků energie. Výše dotace je potom závislá právě na výkonu systému, způsobu akumulace přebytků a její kapacitě.

Další část práce se věnovala ověření přesnosti simulačního nástroje PV\*Sol využívaného ke stanovení výtěžnosti FVS. Nejprve byl popsán postup simulace a vlivy mající vliv na funkci FVS, aby byl zřejmý důvod správnosti jednotlivých kroků a nastavení parametrů simulace. Na základě porovnání výsledků získaných z PV\*Sol a skutečných dat z FVS na budovách ČVUT byl tento simulační nástroj vyhodnocen jako poměrně přesný, výsledky (vyrobené

energie) byly nadhodnoceny pouze asi o 6 %. Data byla porovnáována nejen z hlediska výtěžnosti (tedy vyrobené energie), ale také s ohledem na časový průběh simulované dodávky energie, který byl vyhodnocen jako velmi přesný. Také bylo ověřeno, že má tento nástroj správně implementovanou funkci sledování bodu maximálního výkonu důležitou zejména při lokálním zastínění modulů.

Třetí kapitola byla zaměřena na průzkum českého trhu – konkrétně na fotovoltaické moduly, střídače a také celé FVS nabízené na klíč včetně administrativy a garance dotace. Také byly popsány některé významné základní parametry modulů a měničů. Na základě průzkumu trhu byla stanovena průměrná cena připadající na BoS bez uvažování dotace, která činila  $6565,23 \text{ Kč}/\text{m}^2$ , a také průměrný poměr 24 % ceny systému připadající na moduly a 76 % průměrně na BoS. Průzkum trhu byl interpretován grafem závislosti ceny systému [ $\text{Kč}/\text{m}^2$ ] na účinnosti použitých modulů, počátek grafu byl posunut na cenu BoS při 0% účinnosti a dále pokračoval křivkou vyjadřující nárůst ceny v závislosti na účinnosti modulů systému vyplývající z průzkumu trhu.

Za účelem přesnější ekonomické analýzy současného stavu i potenciálních technologických změn byla provedena případová studie na příkladu skutečného rodinného domu. Byla provedena simulace vybraného FVS a porovnána velikost energie dodávané FVS a využívané domácností, závěrem byl předpoklad, že nutnost využít 70 % vyrobené energie přímo v domácnosti stanovený pravidly NZÚ je reálný a bylo s ním dále počítáno. Ekonomická efektivita byla analyzována pomocí ekonomického ukazatele LCoE za předpokladu udělení dotace kategorie C.3.9 a využití pouze 70 % vyrobené energie. Výsledná cena energie vyšla  $3,13 \text{ Kč}/\text{kWh}$ , což je proti současně platným cenám v NT  $2,25 \text{ Kč}/\text{kWh}$  a ve VT  $2,4 \text{ Kč}/\text{kWh}$ , za které domácnost odebírá energii ze sítě (jedná se pouze o variabilní část ceny elektřiny závislou na odebraném množství), ekonomicky poměrně nevýhodné. Pokud bychom navíc uvažili 6% nadhodnocení výsledků simulace, cena by ještě vzrostla na  $3,33 \text{ Kč}/\text{kWh}$ . Z čistě ekonomického hlediska by tedy investice v současnosti byla hodnocena jako nevýhodná, ale důležité je poznamenat, že výsledek je do značné míry ovlivněn velmi výhodným tarifem D45d, který má domácnost sjednaný kvůli tepelnému čerpadlu. Nízké ceny tohoto tarifu jsou podle ceníku do značné míry ovlivněné velmi nízkou cenou za distribuci energie v porovnání s jinými tarify, cena je tedy uměle snížena na podporu energetických úspor. Pokud by v budoucnosti tato podpora skončila nebo byla snížena, hodnocení investice do FVS se může razantně změnit. Pokud by domácnost měla sjednaný například běžný tarif D02d, energii by ze sítě odebírala za  $5,28 \text{ Kč}/\text{kWh}$  podle ceníku Bohemia Energy, o výhodnosti pořízení FVS by nebylo pochyb.

Poslední kapitola využila případovou studii k analýze ekonomického dopadu zvyšování účinnosti současné technologie křemíkových modulů a také



potenciálnímu ekonomickému dopadu přidání perovskitové vrstvy k této technologii. Z hlediska potenciálního zvyšování výkonu modulů při fixní ceně BoS bylo potřeba simulacemi ověřit, že takové změny neovlivní výtěžnost systému i přes adekvátní poddimenzování střídače. V závěru byl vymodelován vliv přidání perovskitové vrstvy skokovým nárůstem účinnosti o 25 % relativně a nárůstem investičních nákladů o 25,4 % . Za těchto předpokladů byl pomocí grafické interpretace předpovězen mírně pozitivní ekonomický vliv vedoucí ke snížení ceny vyrobené energie.





## Bibliografie

- [1] *Statistika. Národní energetický mix.* URL: <https://www.ote-cr.cz/cs/statistika/narodni-energeticky-mix> (cit. 12. 08. 2020).
- [2] *Zákon č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon).* URL: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2000-458#cast1>.
- [3] *Vyhláška č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.* URL: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-16?citace=1%5C#Top>.
- [4] *Zákon č. 586/1992 Sb. České národní rady o daních z příjmů.* URL: <https://www.zakonyprolidi.cz/cs/1992-586>.
- [5] K. Jäger et al. *Solar Energy. Fundamentals, Technology and Systems.* Delft University of Technology, 2014.
- [6] Konrad Mertens. *Photovoltaics. Fundamentals, Technology and Practice.* Chichester: Wiley, 2014. ISBN: 978-111-8634-165.
- [7] Pavel Doucha. *Možnosti připojení domácí elektrárny v roce 2016.* URL: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/13918-moznosti-pripojeni-domaci-elektrarny-v-roce-2016> (cit. 09. 08. 2020).
- [8] *Energetický regulační věštník. Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.* Jihlava, 28.11.2019. URL: [https://www.eru.cz/documents/10540/5228943/ERV8\\_2019.pdf/a5385f13-b36f-487a-8783-6c46cb01a9ca](https://www.eru.cz/documents/10540/5228943/ERV8_2019.pdf/a5385f13-b36f-487a-8783-6c46cb01a9ca).
- [9] *Mikrozdroj (zdroj do 10 kW provozovaný bez licence).* c2020. URL: <https://www.cezdistribuce.cz/cs/pro-zakazniky/potrebuji-vyresit/mikrozdroj.html%5C#zjednodusený-proces> (cit. 08. 08. 2020).

- [10] “Pravidla provozování distribučních soustav”. ČEZ Distribuce a.s., květen 2016.
- [11] “Pravidla provozování distribučních soustav. Příloha 4: Pravidla pro paralelní provoz výroben a akumulčních zařízení se sítí provozovatele distribuční soustavy”. Provozovatelé distribučních soustav, 2018.
- [12] *Úspory energie. Fotovoltaické systémy s/bez akumulace pro vlastní spotřebu*. URL: <https://www.oppik.cz/dotacni-programy/uspory-energie-dotace-na-fotovoltaiku> (cit. 09.08.2020).
- [13] “Závazné pokyny pro žadatele a příjemce podpory z podprogramu Nová zelená úsporám. Rodinné domy, 3. výzva”. Státní fond životního prostředí ČR, 2020. URL: <https://www.novazelenausporam.cz/dokumenty/detail/?id=591>.
- [14] *Nová zelená úsporám. Dotační bonus*. URL: <https://www.novazelenausporam.cz/nabidka-dotaci/dotacni-bonus/> (cit. 09.08.2020).
- [15] *Seznam specialistů*. URL: <https://nzu.sfzp.cz/seznam> (cit. 08.08.2020).
- [16] *MeteoSyn*. c2020. URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/navigationseiten/anlagenartklimaundnetz/meteosyn/> (cit. 09.08.2020).
- [17] *Meteonorm Features*. URL: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-features> (cit. 09.08.2020).
- [18] S. Wilcox a W. Marion. *Users Manual for TMY3 Data Sets*. duben 2008.
- [19] *Planning and Installing Photovoltaic Systems. A guide for installers, architects and engineers*. 2nd ed. London: Earthscan, 2008. ISBN: 978-1-84407-442-6.
- [20] Christiana Honsberg a Stuart Bowden. *Degradation and Failure Modes*. c2019. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/degradation-and-failure-modes> (cit. 09.12.2019).
- [21] Rob W. Andrews, Andrew Pollard a Joshua M. Pearce. “The effects of snowfall on solar photovoltaic performance”. In: *Solar Energy* 92 (2013), s. 84–97. ISSN: 0038092X. DOI: 10.1016/j.solener.2013.02.014. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X13000790> (cit. 09.08.2020).
- [22] *Software-Tutorial PV\*SOL premium. Design A Fast PV System With Pv\*sol Premium Using Google Earth Data (Map Import)*. URL: <https://forum.valentin-software.com/topic/377-tutorial-design-a-fast-pv-system-with-pvsol-premium-using-google-earth-data-map-import/> (cit. 09.01.2020).
- [23] Christiana Honsberg a Stuart Bowden. *Solar Radiation on a Tilted Surface*. c2019. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface> (cit. 09.08.2020).

- [24] Joakim Widén a Joakim Munkhammar. *Solar Radiation Theory*. Uppsala University, 2019. ISBN: 9789150627602. DOI: 10.33063/diva-381852. URL: <http://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1305017/FULLTEXT01.pdf> (cit. 09.02.2020).
- [25] *PV Modules*. c2020. URL: <https://help.valentin-software.com/pvsol/pages/pv-modules/> (cit. 09.08.2020).
- [26] Sami Ekici a Mehmet Kopru. “Investigation of PV System Cable Losses”. In: *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER* 7 (červ. 2017), s. 807–815.
- [27] *Summer time in PV\*Sol*. URL: <https://forum.valentin-software.com/topic/1396-summer-time-in-pvsol/?tab=comments%5C#comment-3680> (cit. 09.08.2020).
- [28] Deutsche Gesellschaft Für Sonnenenergie (Dgs). *Planning and installing photovoltaic systems. a Guide for Installers, Architects and Engineers*. 2nd ed. Sterling, VA: Earthscan, 2008. ISBN: 978-1-84407-442-6.
- [29] *Nová zelená úsporám. Seznam výrobků a technologií*. URL: <https://svt.sfzp.cz/> (cit. 09.12.2019).
- [30] Attila Tamas Vekony. *How Much Does a Solar Battery Storage System Cost (And Is It Worth It?) Are Solar Batteries Cost Effective?* URL: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2018/07/solar-battery-storage-system-cost> (cit. 09.08.2020).
- [31] *Fotovoltaika. Metodická pomůcka Ministerstva pro místní rozvoj k umísťování, povolování a užívání fotovoltaických staveb a zařízení*. Praha, 2019.
- [32] Andrew Sendy. *Polycrystalline vs Monocrystalline solar panels: Which is the best type, and why?* c2012-2020. URL: <https://www.solarreviews.com/blog/pros-and-cons-of-monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels> (cit. 09.08.2020).
- [33] *Typy solárních panelů. Co bychom o nich měli vědět?* c2020. URL: <https://www.elektrinazeslunce.cz/faq-typy-solarnich-panelu> (cit. 09.08.2020).
- [34] Joseph S. Manser, Jeffrey A. Christians a Prashant V. Kamat. “Intriguing Optoelectronic Properties of Metal Halide Perovskites”. In: *Chemical Reviews* 116.21 (2016-08-08), s. 12956–13008. ISSN: 0009-2665. DOI: 10.1021/acs.chemrev.6b00136. URL: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.chemrev.6b00136> (cit. 09.08.2020).
- [35] *Photovoltaics Report*. c2020. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (cit. 09.08.2020).
- [36] *Best Research-Cell Efficiency Chart*. URL: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (cit. 09.08.2020).

- [37] Bronislav Bechník. *Nejpoužívanější pojmy ve fotovoltaice*. URL: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/11772-nejpouzivanejsi-pojmy-ve-fotovoltaice> (cit. 09.08.2020).
- [38] Christiana Honsberg a Stuart Bowden. *IV Curve*. c2019. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/iv-curve> (cit. 09.08.2020).
- [39] Steven McFadyen. *Photovoltaic (PV) Panel - Performance Modelling*. c2020. URL: <https://myelectrical.com/notes/entryid/257/photovoltaic-pv-panel-performance-modelling> (cit. 09.08.2020).
- [40] Christiana Honsberg a Stuart Bowden. *Short-Circuit Current*. c2019. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/short-circuit-current> (cit. 09.08.2020).
- [41] *Fotovoltaický střídač - účinnost není vše*. URL: <https://oze.tzb-info.cz/fotovoltaika/5571-fotovoltaicky-stridac-ucinnost-neni-vse> (cit. 09.06.2020).
- [42] *Fronius Primo 3.0-1. Technická data*. URL: <https://www.fronius.com/cs-cz/czech-republic/solar-energy/vyroby/> (cit. 09.07.2020).
- [43] Scott Partlin. *7 Reasons Why You Should Oversize Your PV Array*. URL: <https://www.sma-sunny.com/en/7-reasons-why-you-should-oversize-your-pv-array-2/> (cit. 09.08.2020).
- [44] Anna Pražanová. “Studium reverzibilních změn v solárním článku na bázi hybridního metalhalidového perovskitu”. Bakalářská práce. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2019.
- [45] *Solar resource maps of Czech Republic. Global Horizontal Radiation*. c2020. URL: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/czech-republic> (cit. 09.08.2020).
- [46] Bronislav Bechník. *Optimální orientace a sklon fotovoltaických panelů*. URL: <https://oze.tzb-info.cz/114865-optimalni-orientace-a-sklon-fotovoltaickych-panelu> (cit. 09.08.2020).
- [47] *Vliv sklonu a orientace*. C2008. URL: <https://fotovoltaika.ekowatt.cz/vliv-sklonu-orientace.php> (cit. 09.08.2020).
- [48] Daniel Hrbolka. *Srovnávací test nejlepších bojlerů 2020*. URL: <https://www.arecenze.cz/bojlery/> (cit. 09.08.2020).
- [49] *Inflace, spotřebitelské ceny*. URL: <https://vdb.czso.cz/vdbvo2/faces/cs/index.jsf?page=statistiky%5C#katalog=31779> (cit. 09.08.2020).
- [50] T. Todorov, O. Gunawan a S. Guha. “A road towards 25% efficiency and beyond. perovskite tandem solar cells”. In: *Molecular Systems Design & Engineering* 1.4 (2016), s. 370–376. ISSN: 2058-9689. DOI: 10.1039/C6ME00041J. URL: <http://xlink.rsc.org/?DOI=C6ME00041J> (cit. 09.08.2020).

- [51] Ian Mathews et al. “Economically Sustainable Growth of Perovskite Photovoltaics Manufacturing”. In: *Joule* 4.4 (2020), s. 822–839. ISSN: 25424351. DOI: 10.1016/j.joule.2020.01.006. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2542435120300337> (cit. 09.08.2020).
- [52] Longbin Qiu, Luis K. Ono a Yabing Qi. “Advances and challenges to the commercialization of organic–inorganic halide perovskite solar cell technology”. In: *Materials Today Energy* 7 (2018), s. 169–189. ISSN: 24686069. DOI: 10.1016/j.mtener.2017.09.008. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2468606917301363> (cit. 09.08.2020).







## Seznam zkratk

AM - atmospheric mass, koeficient atmosférické masy  
BoS - balance of the system, prvky pro rovnováhu systému  
ČVUT - České vysoké učení technické  
DS, PS - distribuční soustava, přenosová soustava  
ERÚ - Energetický regulační úřad  
FV - fotovoltaika, fotovoltaické  
FVS - fotovoltaický systém  
HDO - hromadné dálkové ovládání  
LCoE - levelised cost of energy, dlouhodobé měrné náklady (cena vyrobené energie)  
MPO - Ministerstvo průmyslu a obchodu  
MPP - maximum power, maximální výkon  
MPPT - maximum power point tracking/tracker, sledovač/sledování bodu maximálního výkonu  
NN - nízké napětí  
NOCT - Nominal Operating Cell Temperature, jmenovitá provozní teplota článku  
NT, VT - nízký tarif, vysoký tarif  
NZÚ - Nová zelená úsporám  
OTE - Operátor trhu s elektřinou  
PDS - provozovatel distribuční soustavy  
PID - potential induced degradation  
POZE - podporované zdroje energie  
PPDS, PPPS - pravidla provozovatele distribuční/přenosové soustavy  
SCADA - system for kontrol and data acquisition, systém kontroly a sběru dat

STC - standard test conditions, standardní testovací podmínky

TDD - typový diagram dodávky

TMY - typical meteorological year, typický meteorologický rok

TUV - teplá užitková voda

VVN - velmi vysoké napětí



## Přílohy



### Obsah přiloženého CD

Přílohou této diplomové práce je CD obsahující následující položky

- Diplomová práce ... obsahuje celé znění diplomové práce a zadání
- Příloha 1 - Průzkum trhu ... obsahuje Excel soubor s nabídkami modulů, měničů a hotových FVS, také návrh grafické interpretace průzkumu trhu
- Příloha 2 - Případová studie a LCoE ... obsahuje Excel soubor s popisem FVS zvoleného k simulaci, detailní výpočet LCoE, porovnání výroby a spotřeby a vznik přebytků, výpočet vlivu využití účinnějších modulů a jejich cen, vliv faktoru dimenzování střídače, výpočet vlivu přidání perovskitové vrstvy