

# ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

Fakulta elektrotechnická  
Katedra elektroenergetiky



Diplomová práce

Optimalizace rozložení fotovoltaického pole

Optimization layout of photovoltaic power plant

Studijní program: Elektrotechnika, energetika a management  
Studijní obor: Elektroenergetika  
Vedoucí práce: Vít Klein  
Vypracoval: Matouš Rožánek

**Praha 2022**

# ZADÁNÍ DIPLOMOVÉ PRÁCE

## I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Rožánek** Jméno: **Matouš** Osobní číslo: **466096**  
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:

**Optimalizace rozložení fotovoltaického pole**

Název diplomové práce anglicky:

**Optimization layout of photovoltaic power plant**

Pokyny pro vypracování:

1. Klasifikujte energetické veličiny a jednotky fotovoltaických elektráren.
2. Definujte hlavní komponenty fotovoltaické výroby a určete jejich roli v technických a ekonomických aspektech výsledného konceptu.
3. Analyzujte technické ukazatele výroby fotovoltaického pole při změně jeho parametrů.
4. Proveďte analýzu ekonomických dopadů změn parametrů fotovoltaické elektrárny.
5. Porovnejte výsledky technické a ekonomické analýzy změn parametrů fotovoltaické elektrárny.

Seznam doporučené literatury:

1. GINSBERG, Michael. Solar Photovoltaic Power Optimization: Enhancing System Performance Through Operations, Measurement, and Verification [online]. ProQuest Ebook Central: Taylor & Francis Group., 2019, ISBN: 9781351172035.
2. BREALEY, Richard A., Stewart C. MYERS a Franklin ALLEN. Teorie a praxe firemních financí. 2., aktualiz. vyd. Přeložil Vladimír GOLIK, přeložil Zdeněk MUŽÍK, přeložil Liběna STIEBITZOVÁ. Brno: BizBooks, 2014. ISBN: 978-80-265-0028-5.
3. INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION a Juan PAYERAS. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A PROJECT DEVELOPER'S GUIDE [online]. Washington D.C., 2015.
4. WITTMER, Bruno a André MERMOUD. A TOOL TO OPTIMIZE THE LAYOUT OF GROUND-BASED PV INSTALLATIONS TAKING INTO ACCOUNT THE ECONOMIC BOUNDARY CONDITIONS. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference [online]. Amsterdam, 2014.
5. LIBRA, Martin a Vladislav POULEK. Fotovoltaika: teorie i praxe využití solární energie. 2., dopl. vyd. Praha: Ilsa, 2010. ISBN: 978-80-904311-5-7.

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

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

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

Datum zadání diplomové práce: **08.02.2022** Termín odevzdání diplomové práce: \_\_\_\_\_

Platnost zadání diplomové práce: **30.09.2023**

Ing. Mgr. Vít Klein, Ph.D.  
podpis vedoucí(ho) práce

podpis vedoucí(ho) ústavu/katedry

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

### III. PŘEVZETÍ ZADÁNÍ

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

\_\_\_\_\_

Datum převzetí zadání

\_\_\_\_\_

Podpis studenta

# Čestné prohlášení

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

V Praze dne

---

Podpis



## **Poděkování**

Za pomoc při vypracování diplomové práce bych rád poděkoval svému vedoucímu Ing. Mgr. Vítu Kleinovi, Ph.D., který mi průběžně pomáhal se zpracováním a formou a poskytoval mi veškerou fyzickou ale i psychickou podporu.

## Abstrakt

Tato práce se zabývá základní strukturou velkých fotovoltaických elektráren připojených k elektrizační síti. Popisuje základní použité komponenty ve velkých fotovoltaických polích, přičemž stanovuje jejich roli v ekonomické a energetické struktuře tohoto typu energetického zdroje. Součástí práce je energetický analýza, která obecně definuje výnos fotovoltaických polí na území ČR a analyzuje jeho změny na základě proměnných typických vstupních parametrů pro fotovoltaická pole. S energetickým výstupem je provedena následně ekonomická analýza, která hodnotí jednotlivá rozložení podle vybraných kritérií efektivnosti investic. Výstupem práce je jednak obeznámení čtenáře se základními dopady různých proměnných vstupních parametrů na fotovoltaické zdroje jak z hlediska energetiky, tak ekonomiky, a jednak pro ucelenou představu, jak by měli investoři při návrhu postupovat a z jakých předpokladů vycházet.

## Klíčová slova

Fotovoltaické pole, GCR, energetický výnos, instalovaný výkon, cena komponent, energetické ztráty, minimální LCOE, maximální NPV

## Abstract

This work deals with the basic structure of large photovoltaic power plants connected to the electricity grid. It describes the basic components used in large solar farms, determining their role in the economic and energy structure of this type of energy source. Part of the work is an energy analysis, which generally defines the yield of photovoltaic parks in the Czech Republic and analyzes its changes based on variables of typical input parameters for photovoltaic parks. Subsequently, an economic analysis is performed with the energy output, which evaluates the individual distributions according to selected investment efficiency criteria. The output of the thesis is to acquaint the reader with the basic effects of various input variables on photovoltaic sources in terms of energy and economics, and for a comprehensive idea of how investors should proceed in the design and what assumptions should be based.

## Keywords

Photovoltaic farm, GCR, energy yield, installed capacity, component price, energy losses, minimum LCOE, maximum NPV

# Obsah

Úvod .....	1
1. Hlavní komponenty FVE a jejich ekonomické zastoupení .....	2
1.1. Fotovoltaické panely .....	3
1.2. Střídače .....	6
1.3. Konstrukce .....	7
1.4. VN Transformátory a rozvaděče .....	9
1.5. Vyvedení výkonu .....	10
1.5.1. Kabelové vedení .....	10
1.5.2. VVN Elektrická stanice .....	11
1.6. Ekonomické veličiny .....	13
1.6.1. Výdaje .....	13
1.6.2. Příjmy .....	14
1.6.3. Kritéria efektivity investic .....	14
2. Energetické veličiny a jednotky fotovoltaických elektráren .....	15
2.1. Intenzita záření a spektrum .....	15
2.2. Efektivní intenzita záření .....	17
2.3. Výroba fotovoltaického panelu při STC .....	20
2.4. Referenční a nominální výroba fotovoltaického pole .....	23
2.5. Efektivní výroba fotovoltaického pole .....	24
2.6. Efektivní výroba střídačů .....	32
2.7. Konečná výroba fotovoltaické elektrárny .....	35
3. Energetická analýza .....	38
3.1. Prostorové rozložení fotovoltaického pole .....	39
3.1.1. Referenční plocha FV pole .....	39
3.1.2. Reálná plocha FV pole .....	41
3.1.3. Reálná plocha FVE .....	41
3.2. Absolutní výnos na horizontální ploše .....	42
3.2.1. Referenční horizontální výnos fotovoltaického pole $Y_{r_{hor}}$ .....	42
3.2.2. Efektivní horizontální výnos fotovoltaického pole $Y_{a_{hor}}$ .....	44
3.2.3. Konečný horizontální výnos fotovoltaického elektrárny $Y_{f_{hor}}$ .....	45
3.3. Poměrný referenční výnos fotovoltaického pole $Y_{r_p}$ .....	47
3.4. Poměrný efektivní výnos fotovoltaického pole $Y_{a_p}$ .....	48
3.4.1. Vliv sklonu na jižně orientované FV pole .....	48
3.4.2. Vliv orientace na FV pole .....	51
3.4.3. Vliv náklonu terénu .....	54
3.5. Poměrný konečný výnos FV elektrárny $Y_{f_p}$ a PR .....	57
3.6. Ztráty na střídačích $L_{S1}$ .....	58

4. Ekonomická analýza .....	61
4.1. Vstupní parametry ekonomického modelu.....	61
4.2. Proměnné energetické vstupy .....	66
4.2.1. Vliv sklonu a orientace .....	66
4.2.2. Vliv náklonu terénu .....	68
4.2.3. Vliv účinnosti panelů .....	69
4.2.4. Vliv změny konečného horizontálního výnosu $Y_{f_{hor}}$ .....	70
4.3. Proměnné ekonomické vstupy.....	73
4.3.1. Investiční výdaje .....	73
4.3.2. Provozní výdaje .....	76
4.3.3. Diskont a doba života T .....	78
4.4. NPV .....	79
Závěr .....	82
Seznam obrázků .....	84
Seznam vzorců.....	86
Zdroje: .....	88

## Seznam zkratek

BoS	Rovnováha systému (Balance of system)
CAPEX	Investiční výdaje (Capital expenditures)
ČR	Česká republika
FV	Fotovoltaický, fotovoltaická (Photovoltaic)
FVE	Fotovoltaická elektrárna (Photovoltaic power plant)
GCR	Prostorová hustota fotovoltaického pole (Ground-coverage ratio)
INCOME	Součet všech příjmů za rok
KF	Kapacitní faktor (Capacity factor)
LCOE	Sdružené výdaje na výrobu energie (Levelized Cost of Energy)
LID	Světelně indukovaná degradace (Light induced degradation)
MPP	Bod maximálního výkonu (Most power point)
NN	Nízké napětí (Low voltage)
NOCT	Nominální operační teplota článků (Nominal operating cell temperature)
NOMT	Nominální operační teplota modulu (Nominal operating module temperature)
NPV	Čistá současná hodnota (Net present value)
OPEX	Provozní výdaje (Operational Expenditures)
OTC	Kontrakty bez záštity oficiální instituce (Over the counter)
PR	Výkonový poměr (Performance ratio)
PV	Fotovoltaický (Photovoltaic)
SGCR	Speciální prostorová hustota (Specialized ground-coverage ratio)
STC	Standardní testovací podmínky (Standard test conditions)
VA	Voltampérová
VN	Vysoké napětí (High voltage)
VVN	Velmi vysoké napětí
WACC	Vážený průměr nákladů kapitálu (Weighted average cost of capital)
ZPF	Zemědělský půdní fond
ZVN	Zvláště vysoké napětí



# Úvod

V rámci území České republiky probíhala výstavba velkých fotovoltaických elektráren především v roce 2010. Od té doby se fotovoltaické systémy instalují hlavně na rodinné domy a střechy průmyslových areálů, nicméně velké komplexní systémy primárně určené k masové výrobě energie do sítě od té doby v žádné větší míře nevznikly. Po dlouho dobu byly v ČR nové velké fotovoltaické zdroje legislativně omezeny a nijak finančně nepodporovány, náklady na jejich výstavbu byly příliš vysoké a nemohly v rámci cen elektřiny v Evropě konkurovat ostatním zdrojům. V současnosti se výstavba velkých fotovoltaických polí na území ČR vrací, a to především z důvodu velkého poklesu nákladů na technologie výstavby, vyšší ceně elektřiny a podpoře v rámci výstavby obnovitelných zdrojů. Od roku 2021 začala cena elektrické energie dlouhodobě růst a posléze začala krátkodobě eskalovat až do dříve nepředstavitelných hodnot. V případě že cena v dlouhodobém horizontu neklesne pod 80 EUR za MWh, bude investice do FV zdrojů v zásadě vždy zisková a je zcela opodstatněné uvažovat tyto zdroje ve velkých výrobních celcích. Tato práce se zaměřuje na rozložení velkých fotovoltaických polí, které velmi ovlivňuje ziskovost a riziko těchto investic. Jedná se o aktuální téma související s výstavbou nových energetických obnovitelných zdrojů, které se zcela jistě budou více podílet na budoucím energetickém mixu ČR.

Optimalizace rozložení FV panelů ve FV polích je jedním z nejzákladnějších kroků v rámci developmentu výstavby nových fotovoltaických elektráren. Rozložení utváří celkový instalovaný výkon na zvažované ploše a zároveň tedy ovlivňuje veškeré finanční toky spojené s investicí a provozem. Zároveň rozložení definuje energetické vlastnosti těchto zdrojů a ovlivňuje i jejich budoucí chování jako spolehlivost a trvanlivost. Každý projekt je specifický svými lokálními podmínkami, omezeními a financováním, je tak těžké zobecnit návrh jako jeden konkrétní správný. V rámci této práce budou zahrnuty některé zlehčující a zobecňující předpoklady, aby teorie optimalizací byla aplikovatelná na většinu fotovoltaických polí v rámci území ČR. U veškerých konceptů bude předpokládáno s prodejem veškeré energie do sítě, optimalizace tak není určena pro minimalizaci nákladů a vykrývání některých spotřeb konkrétních objektů. Práce bude také počítat s proměnnými vstupními parametry zobecňujících předpokladů, pokud bude tedy konkrétní projekt vykazovat odlišené parametry jak na úrovni energetických a ekonomických vstupů, měl by se i tak řídit podle výstupních trendů, které budou nalezeny v této práci. Zároveň zde budou popsány některé přístupy, jak ke konkrétním odvětvím v rámci optimalizace přistupovat, výstupem nejsou tak jen hodnoty ale i návody, jak vypočítat konkrétní situaci. Cílem této závěrečné práce je hlavně seznámit čtenáře s problematikou při navrhování FV polí a nastínit mu, jak uvažovat při navrhování těchto nových energetických zdrojů.

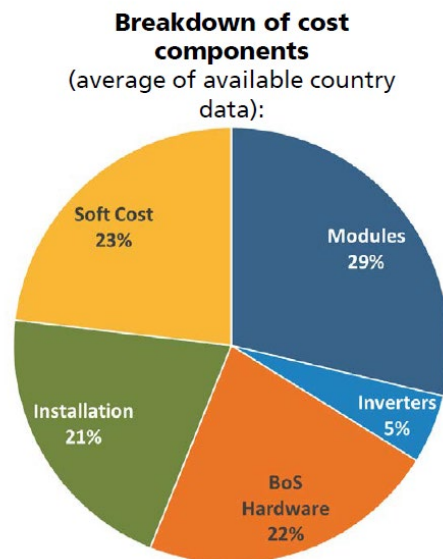
Veškeré grafické a analytické podklady, které v této práci nejsou citovány, byly zpracovány autorem.

# 1. Hlavní komponenty FVE a jejich ekonomické zastoupení

Fotovoltaická elektrárna se skládá z velkého množství komponentů, které zajišťují výrobu, provoz, spolehlivost, bezpečnost, monitoring, údržbu a servis. Jednotlivé komponenty zajišťují individuální nebo sdílené funkce a jsou na sebe vzájemně závislé. Pro klasifikaci rozdělení komponent se využívá různých rozdělení dle hardwarových nebo vývojových znaků. Hlavní komponenty jsou určeny především cenou v poměru zastoupení veškerých investičních výdajů na výstavbu FVE.

Komponenty lze rozdělit na<sup>1</sup>:

- Panely
- Střídače
- BoS – Hardware
  - Konstrukce
  - DC Kabeláž včetně skříní, spínačů apod.
  - Infrastruktura FVE
  - Transformátory, VVN, VN a NN rozvaděče
  - Vyvedení výkonu
  - Zabezpečení objektu
  - Monitoring a kontrola
  - Ostatní
- Instalace
  - Mechanická instalace
  - Elektrická
  - Revize
- Soft Cost
  - Licence
  - Development
  - Povolení
  - Studie
  - Poplatek za připojení
  - Ostatní



Obrázek 1 – Příklad podílu nákladů jednotlivých komponent pro Německo vpravo nahoře dle Fraunhofer ISE<sup>2</sup>

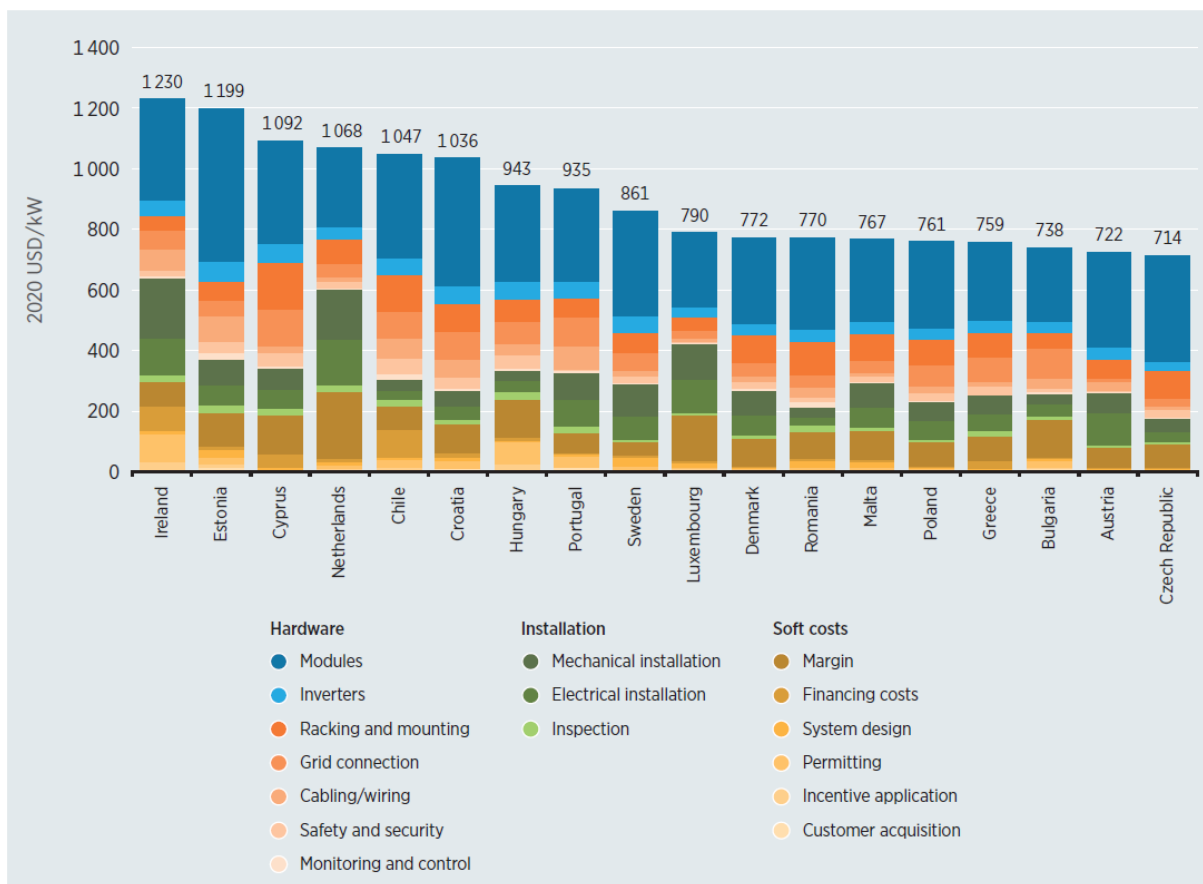
Hlavní složku ceny v poměru k ostatním komponentům dříve jednoznačně tvořily panely, nicméně jejich cena se za posledních 10 let velmi výrazně snížila, stále však z hlediska výsledné ceny tvoří největší výdaj. Mezi další největší výdaje lze řadit cenu BoS, instalace a Soft Cost, v poslední řadě pak cenu střídačů. V rámci určení celkových cen za instalovaný výkon se FVE rozdělují na systémy instalované na střeších, v komerčních aplikacích a pro velká FV pole. Výsledná poměrná cena vůči instalovanému výkonu bude pro velké FVE nejmenší a zároveň struktura poměrově zastoupených výdajů se mezi hlavními komponenty bude také výrazně lišit. Například u velkých FVE se může prodražit cena za vyvedení výkonu, transformaci a v oblasti Soft Cost, naproti tomu malé FV systémy určené pro střechy rodinných domů budou mít výrazně dražší cenu za veškerý hardware vůči instalovanému

<sup>1</sup> IRENA (2022), Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-424-0, Dostupné z: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

<sup>2</sup> PHOTOVOLTAICS REPORT: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Projects GmbH [online]. Freiburg, 2022 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq\\_139232389\\_faqitem\\_7-answer](https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq_139232389_faqitem_7-answer). Report. Fraunhofer Institute.



výkonu. Struktura a velikost výsledných cen se také bude lišit podle země a jejího trhu s komponenty včetně jejich náročnosti na Soft Cost a cenu za instalaci.



Obrázek 2 – Poměrná cena USD·kW<sup>-1</sup> pro Evropské země za rok 2020 dle IRENA<sup>3</sup>

Dle zdroje viz Obrázek 2 by měla být za rok 2020 poměrná cena celkové FVE pro ČR rovna 581 EUR·kWp<sup>-1</sup>. Je to samozřejmě pouze odhad, který je velmi variabilní v rámci pohybu trhu s komponenty, práce a dalšími vlivy. Poměrná cena za vystavěnou fotovoltaickou elektrárnu se může pohybovat mezi 530 až 800 EUR·kWp<sup>-1</sup>.<sup>4</sup> Zároveň je nutné zmínit, že cena vztažená na výkon nijak nereflktuje požadavky na zábor půdy. Ta se sice v případě nájmu může zdát velmi malá, nicméně při koupi pozemku je to zcela nepřehlédnutelný výdaj. Pokud bude vzata FVE o jistém výkonu a jisté ploše, lze tuto FVE rozprostřít například i na dvojnásobné ploše, přitom dle poměrné ceny na výkon by měla být cena stejná, což ani v investičních ani v provozních nákladech tak rozhodně nebude. V rámci ekonomické analýzy v pozdější části této práce budou výdaje rozděleny podle toho, zda závisí více na ploše nebo na instalovaném výkonu.

### 1.1. Fotovoltaické panely

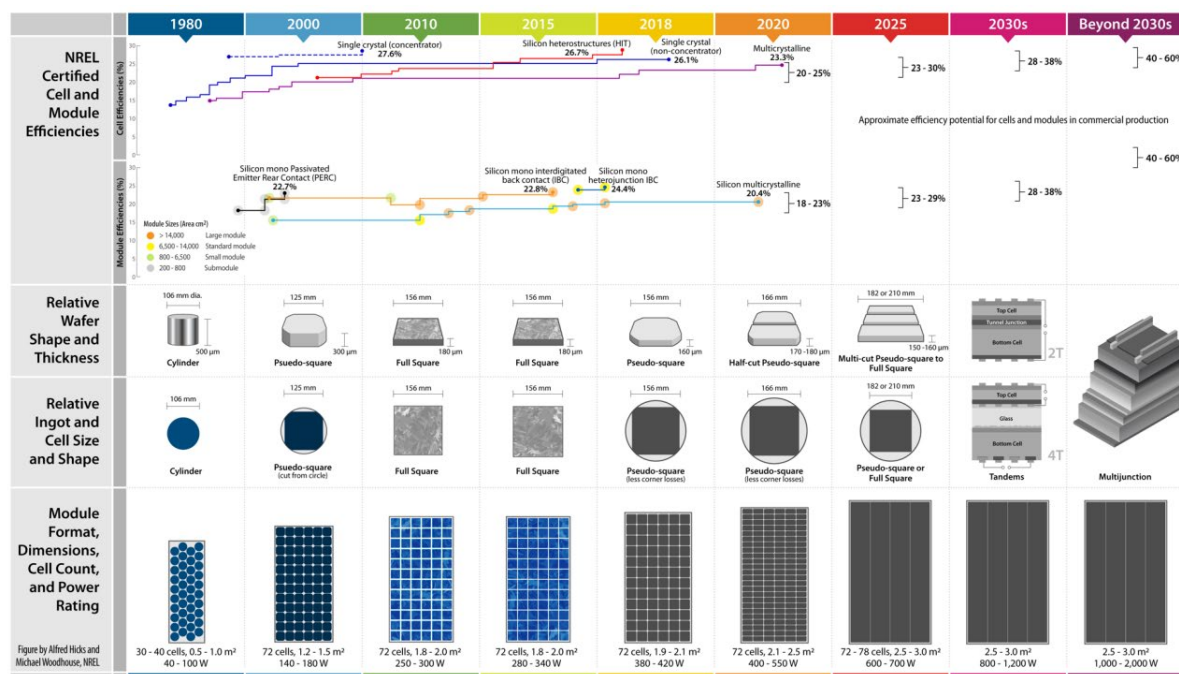
Hlavním stavebním kamenem fotovoltaických elektráren jsou fotovoltaické panely, které jsou schopné převádět přímou přeměnou sluneční energii na energii elektrickou. Samotné panely se skládají

<sup>3</sup> IRENA (2021). RENEWABLE POWER GENERATION: COSTS IN 2020 [online]. Abu Dhabi, 2021 [cit. 2022-03-10]. ISBN 978-92-9260-348-9. Dostupné z: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf)

<sup>4</sup> KOST, Christoph, Shivenes SHAMMUGAM a další. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES [online]. 2021 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq\\_139232389\\_faqitem\\_7-answer](https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq_139232389_faqitem_7-answer). Study. FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE.

z fotovoltaických článků a podpůrných materiálů, které zajišťují jejich možnou spolehlivou a bezpečnou aplikaci ve venkovním prostředí.

FV články se v současnosti dle technologie dělí především na krystalické nebo tenkovrstvé. Krystalické jsou dále děleny na monokrystalické nebo polykrystalické technologie. Tenkovrstvé obsahují velké spektrum využitých technologií, mezi hlavní lze zařadit CdTe, CIGS/CIS nebo a-Si (amorfní křemík).<sup>5</sup> V současnosti jsou využívány především panely s krystalickými články a to tak, že tvoří až 95 % trhu. Přestože do nedávna byly na trhu dominantní polykrystalické moduly, dnes již převládají především monokrystalické panely. U této technologie se také rozlišuje, na jaké základní vrstvě je PN přechod vystavěn, tedy zda je v polovodičové struktuře dominantní vrstva typu P nebo N, a jakou výrobní technologií byl panel vyroben. V současnosti je dominantní výroba FV článků na P vrstvě technologií typu PERC, nicméně je předpoklad, že tato technologie bude v budoucnosti nahrazena články na vrstvě N technologickou výrobou typu PERT/PERL. Výhoda článků na N vrstvě je absence LID efektu, který výrazně snižuje výrobu hned na začátku ekonomického života FV panelu, na druhou stranu technologie PERT/PERL má zatím vyšší náklady oproti PERC a z hlediska masové výroby nelze jen tak technologicky lehce zaměnit výrobní proces PERC za PERT/PERL. Mezi další technologie výroby FV článků se řadí BSF, IBC a SHJ. Krystalické články se také mohou lišit v rozměrech a v počtu umístění v panelech.



Obrázek 3 – Stávající a budoucí předpoklad vývoje modulů a článků dle NREL<sup>6</sup>

FV články jsou ukládány do FV panelů, které tvoří konečný výstupní produkt využitelný v instalacích FV elektráren. I u těchto modulů jsou rozdíly v kvalitativním provedení, jak jsou články propojeny, uloženy a jaké materiály a technologie byly použity při jejich kompletaci. Všechny tyto faktory mají především vliv na výslednou životnost těchto výrobních zařízení a provozní vlastnosti. Základním aspektem u FV panelů je jejich účinnost a jejich jakost. Jakost přitom může být hodnocena dle garantovaného poklesu

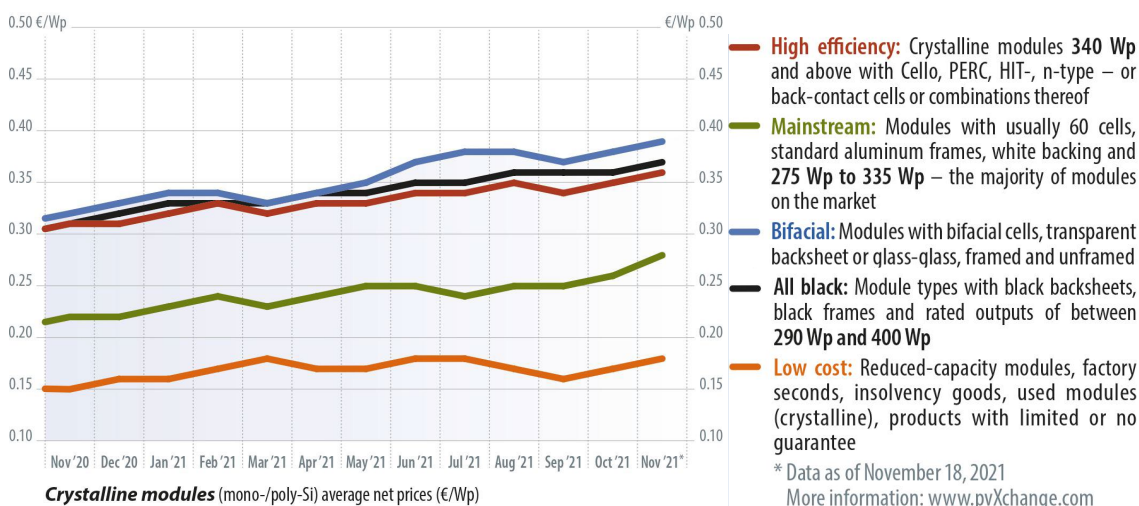
<sup>5</sup> INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION a Juan PAYERAS. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A PROJECT DEVELOPER'S GUIDE [online]. Washington D.C., 2015, [cit. 2022-03-09]. Dostupné z: [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site/sustainability-at-ifc/publications/publications\\_utility-scale+solar+photovoltaic+power+plants](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/publications/publications_utility-scale+solar+photovoltaic+power+plants)

<sup>6</sup> Woodhouse, Michael, David Feldman, Vignesh Ramasamy, Brittany Smith, Timothy Silverman, Teresa Barnes, Jarett Zuboy, and Robert Margolis. 2021. Research and Development Priorities to Advance Solar Photovoltaic Lifecycle Costs and Performance. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80505. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80505.pdf>

výroby od výrobce a dle využitých technologií jak na článcích, tak na samotném panelu. Například jedním ze základních aspektů je, zdali je zadní vrstva panelů tvořena materiálem na bázi plastu, nebo skla. Plast je totiž levnější, lehčí a v důsledku menší tloušťky má i lepší schopnost odvádět nechtěné teplo na článcích, na druhou stranu více propouští vzduch a vodu, panel tak rychleji degraduje. Dalším rozdílem může být způsob uložení článků, kdy články mohou být rozříznuty na půlku a modul je tak sestaven ze dvou polovin sériových kombinací článků, značené jako Half-cut moduly. To má výhody jednak z hlediska stínění a jednak ze snížení elektrických ztrát při průchodu proudu.<sup>7</sup>

Dnešní trh se dá rozdělit na klasické panely vyráběné starší metodou BSF, kde panel obvykle disponuje 60 články, a vysoce účinné moduly vyráběné technologií PERC, HJT apod. Samostatnou kategorií jsou pak bifaciální moduly se schopností absorbovat i odražené záření od okolních objektů z opačné strany FV panelu, absorpční plocha je tedy oboustranná. Bifaciální moduly tak kladou jiné požadavky především na strukturu samotných modulů, nikoliv však článků. Dalším typem jsou pak celo černé panely, které se vyznačují větší estetičností oproti klasickým modulům a jsou často využívány při instalacích na budovy. Poslední kategorií jsou levné panely, u kterých je poskytována jen minimální záruka na životnost a jsou charakterizovány nižšími nominálními výkonovými řadami. Takové panely lze zvážit pro použití ve velkých FV polích v případě levné plochy pro instalaci, nicméně v rámci EU je cena plochy natolik vysoká, že se tyto panely pro velké komerční aplikace moc nezvažují. Navíc velké FV systémy jsou většinou financovány od externích subjektů, kteří vyžadují jistou záruku generované energie z důvodu zajištění jistoty toku generovaných výnosů.

**EU spot market module prices by technology**



Obrázek 4 – Poměrná cena panelů na evropském trhu dle použitých technologií pro rok 2020/2021<sup>8</sup>

V rámci velkých FV polí se také využívají především panely s vyšší účinností, protože pro instalaci vyššího výkonu je třeba menší plocha, a tedy i menší náklady spojené s údržbou plochy. Účinnější panely zpravidla disponují i většími výkony na jeden panel pro standardizované rozměry, nicméně tomu tak být zpravidla nemusí. Nemusí vždy platit, že větší účinnost panelů bude doprovázena menším počtem panelů a větším výkonem jednoho panelu. S menším počtem panelů se lépe manipuluje, lépe

<sup>7</sup> Smith, Brittany L., Michael Woodhouse, Kelsey A. W. Horowitz, Timothy J. Silverman, Jarett, Zuboy, and Robert, M. Margolis. 2021. Photovoltaic (PV) Module Technologies: 2020, [cit. 2022-03-09], Benchmark Costs and Technology Evolution Framework Results. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-78173. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/78173.pdf>.

<sup>8</sup> SCHACHINGER, Martin. PV module price index: The price spiral winds up. PVMagazine [online]. 2021 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: <https://www.pv-magazine.com/2021/12/29/pv-module-price-index-the-price-spiral-winds-up/>

se přepravují, jsou menší náklady na konstrukce na druhou stranu vysoká tíha jednoho panelů může naopak způsobovat problémy při manipulacích a montáži.

Dalším aspektem při výběrů panelů také hraje roli fakt, že většina projektů je rámci výstavby FVE nějakou formou dotována. V rámci dotací jsou pak vytvářeny požadavky na minimální účinnost použitých panelů a také je nutné zmínit nezanedbatelný fakt, a to že FV panely jsou jedna z položek, která rozhodně lze zařadit mezi uznatelné náklady při žádosti o dotaci formou investiční podpory.

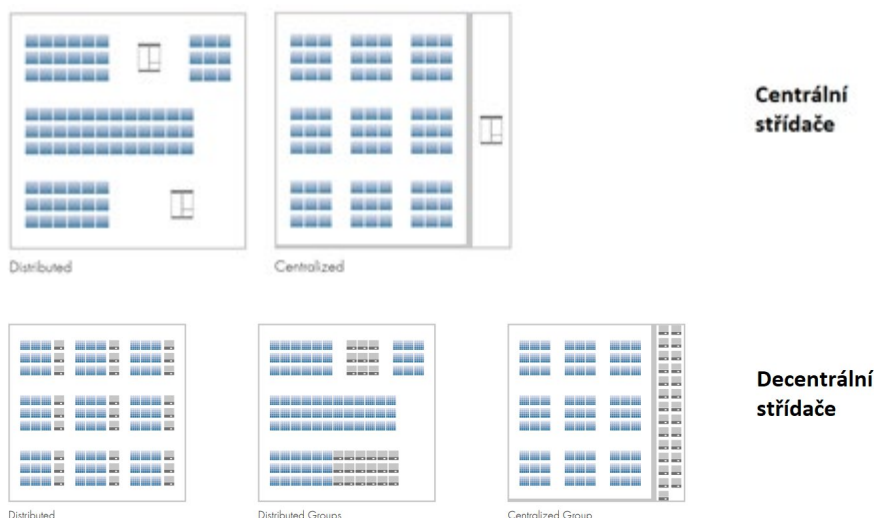
## 1.2. Střídače

Dalším jistým základním stavebním kamenem FVE jsou střídače, které zprostředkovávají přeměnu stejnosměrného napětí a proudu na střídavý. Zároveň ale poskytují jistý energetický management panelům, neboť jim upravují zátěž tak aby se vždy nacházely blízko bodu maximálního výkonu. Disponují také monitorovacími a bezpečnostními prvky, které jsou pro velké FVE velmi klíčové.

Střídače lze dle technického hlediska rozdělit podle toho, jestli využívají při přeměně transformátor, nebo jsou beztransformátorové. Toto rozdělení je nicméně dnes bezpředmětné, neboť velká většina využitých střídačů je beztransformátorová hlavně kvůli výrazně nižší ceně. Hlavní rozdělení střídačů u velkých FV polích je tak především podle jejich výkonové škály, které dělí hlavní využitelné střídače na decentrální a centrální. Výkonová škála je nicméně opět pojem, který není nijak přesně rozdělen. Hlavní rozdělení je v pojetí energetického managementu samotných vstupů řetězců FV polí. Zatímco decentrální střídače jsou orientovány především na omezený počet minimálních vstupů na jeden MPP algoritmus pro nastavení zátěže každého řetězce individuálně, centrální disponují velkým počtem vstupů pro vícero řetězců, které operují na stejném MPPT algoritmu. Větší počet řetězců má pak upravenou zátěž stejně. Pokud je tedy například nějaký řetězec zastíněn, nemůže být upravena MPPT logika pro každý řetězec zvlášť. Je tak možné že u veškerých řetězců dojde k velkému poklesu výkonu. Částečně zastínění některého z řetězců je běžné při mírné oblačnosti, kdy část FV pole je ve stínu, zatímco část je zcela ozářena.

Z hlediska výkonu není nijak přesně vymezeno, od jaké hodnoty již střídač přestává být decentrálním a stává se centrálním, nicméně platí, že decentrální střídače bývají dimenzovány tak do 200 kW, centrální naopak od 80 kW. Výkonové omezení decentrálních střídačů není ani kvůli technické proveditelnosti zařízení, spíše ze samotné podstaty decentrálních střídačů. Ty jsou totiž umísťovány co nejbližší panelům, aby minimalizovaly ztráty ve stejnosměrném vedení a zároveň se co nejbližší přiblížili MPPT pro každý řetězec. Zvyšování výkonu střídače ale vede k připojení více řetězců ze stejného místa. To vede k větším celkovým ztrátám při hledání MPP u vzdálenějších řetězců. Výkonové rozmezí tak spíše poslední dobou stoupá hlavně z důvodu zvýšení účinnosti samotných panelů, a tedy i zvýšení jejich výkonu. Zároveň je s decentrálními střídači snadnější manipulace a případná výměna, kdy je střídač jednoduše vyměněn za uskladněný náhradní. Centrální střídače naproti tomu disponují výrazně menší cenou za kW, jednodušším výsledným konceptem pro návrh i logistiku. S menším počtem střídačů roste menší cena za instalaci, nicméně při výpadku roste délka a náročnost výměny, případně opravy. Zároveň rostou finanční ztráty při nedodávce energie při vadném centrálním střídači. Volba je tedy především závislá na velikosti a typu FV pole.

Velikost ztrát ve FV polích je také závislá na rozmístění střídačů vůči FV panelům. Pro názornost jsou níže vyobrazeny některé možnosti, jak se přistupuje k rozložení FV střídačů vůči FV polím. Každý z těchto konceptů má jisté výhody a nevýhody. Základní cenové rozložení dle typů střídačů lze pozorovat viz Tabulka 1. Je zde také uvedena hodnota účinností, nicméně je nutné zdůraznit, že se jedná se o provozní účinnost, ta ovšem nevyjadřuje celkovou účinnost, tedy jak je schopen střídač operovat s minimálními ztrátami, a přitom efektivně hledat MPP. Větší provozní účinnost centrálního střídače oproti decentrálnímu tak nutně neznamená větší celkový výnos ve FV poli.



Obrázek 5 – Příklady umístění FV střídačů ve FV polích<sup>9</sup>

Střídač	Výkon	Účinnost	Podíl na trhu	Cena [EUR·MW <sup>-1</sup> ]
Decentrální střídač	do 200 kW	do 98 %	64,4 %	30 000 – 170 000
Centrální střídač	nad 80 kW	do 98,5 %	33,7 %	30 000 – 50 000
Mikro-střídač	do výkonu modulu	90 - 97 %	1,4 %	okolo 250 000

Tabulka 1 – Ceny střídačů pro velká FV pole za rok 2020 dle Fraunhofer ISE<sup>10</sup>

### 1.3. Konstrukce

Jednou z velmi důležitých položek komponentů, které ovlivňují nejenom cenu ale i spolehlivost, funkčnost, operativnost a provozuschopnost celého FV systému, jsou konstrukce, na které jsou FV panely montovány. Z hlediska menších komerčních projektů jsou panely zpravidla umísťovány na střechy domů, fasády a dalších částí budov. Tato práce se zaměřuje především na velké FV systémy, které jsou převážně instalovány na zemi ale i v poslední době například na vodě. Mezi základní části pozemních konstrukčních systémů patří:

- Kostra
- Upevňovací systém
- Ukotvení
  - Betonové základy
  - Zemní základy z vrutů
  - Zátěžové základy

Kostra je základní materiál, která se skládá ze složených profilovaných bloků spojených do nosného profilu. Typ materiálu, ze kterého se kostra skládá, je většinou tvořen z hliníku a dalších směsí kovů, cena se tak hodně odvíjí od okamžité ceny těchto surovin na trhu. Upevňovací systém FV panelů se liší u každého výrobce, nicméně ve velké skupině případů se využívají především svorky, které lze přitáhnout šrouby spolu s panely k FV konstrukci a zajistit tak dostatečnou pevnost sevření panelů a zamezit nechtěnému uvolnění panelu. Kvalitní spojení rámu panelů s konstrukcí je také nezbytnou

<sup>9</sup> Centralized or Decentralized? A (Not So) Simple Decision: The most efficient PV system concept is the result of varying demands [online]. Niestetal: SMA Solar Technology A [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.sma-australia.com.au/fileadmin/content/global/Solutions/Documents/Power-Plant-Solutions/WP\\_CENTRALIZED-DECENTRALIZED\\_AEN130710W.PDF](https://www.sma-australia.com.au/fileadmin/content/global/Solutions/Documents/Power-Plant-Solutions/WP_CENTRALIZED-DECENTRALIZED_AEN130710W.PDF)

<sup>10</sup> PHOTOVOLTAICS REPORT: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Projects GmbH [online]. Freiburg, 2022 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq\\_139232389\\_faqitem\\_7-answer](https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq_139232389_faqitem_7-answer). Report. Fraunhofer Institute.



součástí bezpečného elektrického uzemnění panelů, což je nezbytné pro zajištění bezpečného provozu FVE.

Hlavním rozdílem mezi konstrukcemi pro FV panely určené pro instalaci na otevřené zemi je způsob ukotvení vůči zemi. Kotvení musí být dostatečně silné, aby odolalo všem mechanickým ale i atmosférickým vlivům, především pak náporu větru. Zároveň by měla být konstrukce bezpečně uzemněna, aby byla splněna veškerá bezpečnostní opatření při provozu nebo při nestandardních stavech jako je úder blesku. Způsob provedení je dost specifický na základě možností v závislosti na lokálních půdních podmínkách. Základní typy kotvení lze rozdělit podle společných znaků využitých materiálů a technického postupu při instalaci. Jedním z typů je kotvení na betonových základech, které mohou být zcela pod zemí nebo vyčnívat ven. Dalším typem jsou kotvicí systémy, které fixují konstrukci pomocí zemních vrtů. U tohoto typu není nutné nijak zásadně poškodit nebo znehodnotit půdu přidáním materiálu, přičemž cenově vycházejí i výhodněji oproti typům s betonovými základy díky snadné instalaci a úspoře materiálu. Na druhou stranu musí ale místní půdní podmínky tento typ kotvení umožnit. Posledním typem je zátěžová konstrukce, která může provedena formou košů naplněných nějakým těžkým materiálem jako je kamení, beton apod.



Obrázek 6 – Konstrukce s betonovými základy vlevo<sup>11</sup>, konstrukce na vrtech veprostřed a na betonových lopatkách vpravo<sup>12</sup>

V rámci konstrukcí se také řeší, zda umožňují naklánění panelů, a to ať sezonní nebo pravidelné denní. Naklánění může být přitom zprostředkováno pro horizontální nebo vertikální osu, nebo jejich kombinaci. Pro konstrukce bude platit, že čím více na nich bude spotřebováno materiálu, tím budou dražší. To motivuje výrobce volit takové profily a sestavy, aby váha bylo co nejmenší, a přitom systém měl dostatečnou pevnost a odolnost. Zároveň z toho důvodu nemá moc smysl umísťovat panely vysoko nad zem, neboť to vede k větší spotřebě materiálu, a tedy i k prodražení konstrukce. Na druhou stranu je ale nutné pod panely vytvořit dostatečný manipulační prostor, aby šlo pod nimi sekat trávu. Také by mělo platit, že čím více panelů umístím na výšku na jedné konstrukci, bude výsledná cena nižší, na druhou stranu je ale pak problém s vyšší tíhou, která bude na konstrukce působit. Větší počet panelů na jedné konstrukci pak vede k obtížnější instalaci, údržbě a popřípadě výměně.

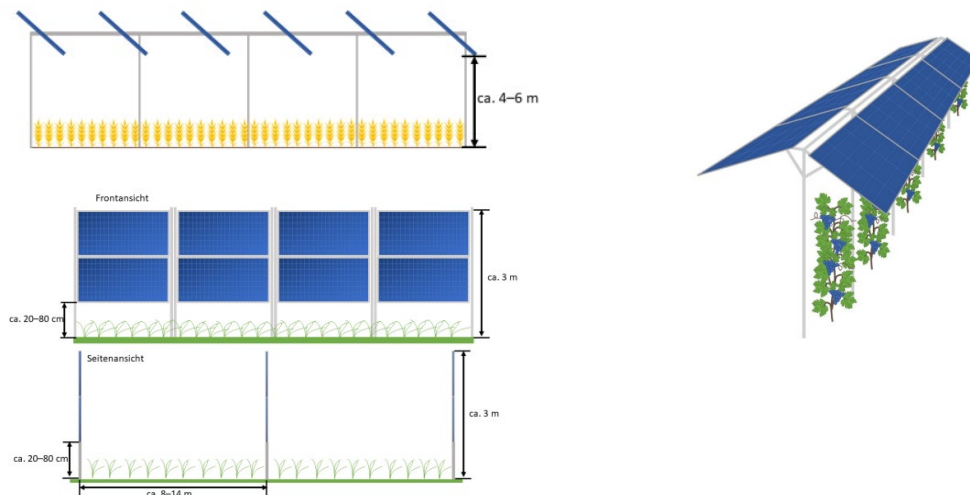
V současnosti jsou také pro velké FV systémy zvažovány i agrofotovoltaické konstrukce, které mají za úkol zprostředkovat ukotvení FV panelů na zemědělské ploše tak, aby byla zajištěna jak energetická výnosnost dané plochy, tak umožnění pokračování v zemědělské činnosti. Tyto konstrukce se navzájem mezi sebou liší především v závislosti na typu plodiny, která je na dotčené ploše pěstována. Jsou většinou výrazně dražší oproti klasickým konvenčním konstrukcím, což musí být vždy bráno v úvahu při ekonomické analýze každého projektu.

Ceny za konstrukce výrazně poklesly v rámci posledních 10 let, na druhou stranu v současnosti dochází ke stagnaci a spíše naopak ke zdražování oproti předpokládanému dalšímu poklesu. Za zvýšením stojí

<sup>11</sup> Mounting systems for ground systems. K2-systems [online]. Germany, 2021 [cit. 2022-03-09]. Dostupné z: <https://k2-systems.com/en/products/ground-mounted-systems>

<sup>12</sup> TOMAC1.NET. Konstrukce na zemních vrtech a na betonových patkách. Fves [online]. 2009 [cit. 2022-03-09]. Dostupné z: <http://fves.cz/>

především rostoucí cena za materiály. Ceny se v současnosti mohou pohybovat mezi 50 000 až 250 000 EUR·MWp<sup>-1</sup>.<sup>13</sup>



Obrázek 7 – Příklady agrofotovoltaických konstrukcí<sup>14</sup>

## 1.4. VN Transformátory a rozvaděče

V této kapitole budou rozebrány základní druhy využívaných transformátorů ve FV systémech. Téma transformátorů je nicméně velmi rozsáhlé a nebude zde rozebráno nijak do hloubky, neboť kompletní analýza by vystačila na samostatnou práci. Transformátory jsou ve FV systémech využívány primárně pro změnu napěťové hladiny výstupu střídačů na hladinu napětí sítě. Zároveň poskytují galvanické oddělení sítě a FVE. Součástí FVE bývají také méně výkonové transformátory určené pro napájení vlastní spotřeby. Základní rozdělení transformátorů může být podle jejich napěťové hladiny, podle využívané izolace nebo jejich oblasti použití.

### Rozdělení dle napětí

- VN
- VVN
- ZVN

### Rozdělení dle využívané izolace

- Olejové
- Suché
- Plynové

Ve většině případů se pro ČR využívají v FVE transformátory o vysokém napětí na hladině 22 nebo 35 kV s hermetickou konstrukcí a olejovou izolací. Je to především z důvodu nejnižší ceny a vysoké spolehlivosti. Suché transformátory se využívají v oblastech, kde je nutné vyloučit riziko požáru nebo znečištění prostředí transformátorovým olejem, popřípadě zabránění úniku plynu, který by mohl být nebezpečný jak pro osoby, tak pro životní prostředí. Plynové transformátory využívají nejčastěji k izolaci plyn SF<sub>6</sub>, který zajišťuje malou hořlavost a vysokou míru chlazení.

Vysokonapěťové transformátory jsou dimenzovány ve výkonových řadách obvykle od 100 kVA do 5 MVA. Jsou v provedení hermeticky uzavřených nádob s „harmonikovým“ tvarem. Součástí olejového transformátoru je také spodní olejová vana pro zachycení případného úniku. Jsou většinou vyráběné tak, aby měli minimální ztráty naprázdno. Transformátory jsou často nabízené v kompaktních

<sup>13</sup> Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. [online]. [cit. 2022-03-09]. Study on behalf of Agora Energiewende. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf)

<sup>14</sup> SCHARF, Johannes, Michael GRIEB a Maendy FRITZ. Agri-Photovoltaik: Stand und offene Fragen [online]. Straubing, 2021 [cit. 2022-03-09]. ISSN 1614-1008. Dostupné z: [https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz\\_bericht\\_73\\_agri-pv.pdf](https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf)

provedení s již zařízenou trafostanicí. Součástí těchto stanic jsou tedy i VN a NN rozvaděče, pojistky, ochrany a další technicky nezbytné součásti. V případě určení ceny je tak nutné rozlišovat, zda je součástí pouze samotný transformátor, nebo kompaktní provedení například ve formě betonové skeletu. Kompaktní provedení umožňuje dopravení trafostanice na stavbu FVE v celku a přímo ji připojit k vstupní NN části. Samotný transformátor sice bude pravděpodobně tvořit největší podíl z celkové výsledné ceny, nicméně například VN rozvaděč se může blížit i ceně samotného transformátoru. V výsledku tak transformátor může tvořit pouze 30 % z celkové ceny provedení kompaktní transformační stanice od napojení NN po vývod VN.

Samotné transformátory		Betonová trafostanice bez transformátoru	
Výkon [MVA]	Cena [EUR·MVA <sup>-1</sup> ]	Výkon [MVA]	Cena [EUR]
0,250	35 000	1 000 až 2 500	28 000 až 40 000
0,400	23 000		
0,630	17 000		
1,000	15 000		
1,250	14 000		
1,600	13 000		
2,000	12 000		
2,500	10 000		

Tabulka 2 – Odhady cen transformátorů a betonových trafostanic<sup>16</sup>



Obrázek 8 – VN/nn transformátor<sup>15</sup>

## 1.5. Vyvedení výkonu

Obecně lze rozdělit FV systém na zařízení součástí FVE a vyvedení výkonu. Je samozřejmě otázkou, jak určit hranici, co je ještě součástí FVE a co se již dá počítat za vyvedení výkonu. Místo připojení může být v areálu samotné FVE, může ale také být několik jednotek nebo desítek km vzdálené. Připojení může být například na hladině VVN, to znamená, že součástí vyvedení výkonu je i komplex VVN elektrické stanice. V rámci této práce bude rozlišována hranice mezi výstupní bodem VN rozvaděče FVE až po předávací místo do elektrické sítě. Součástí vyvedení výkonu budou tedy veškerá zařízení, které jsou součástí cesty od VN rozvaděče po předávací místo.

### 1.5.1. Kabelové vedení

V rámci ČR se v oblasti distribučních napěťových hladin vyskytují především hodnoty 22, 35 a 110 kV. Součástí vyvedení výkonu je nejčastěji kabelové vedení propojující areál FVE s místem připojení. Při zvažování elektrického propojení těchto dvou bodů je zvažováno pouze podzemní kabelové vedení, nikoliv venkovní kabelové nebo holé vedení. Cena kabelového vedení se odvíjí především podle napěťové hladiny vodičů. Mezi hladinou VVN a VN tak existuje diametrálně rozdílné pořizovací a provozní ceny.

Pro vysoké napětí je výsledná cena sice závislá na počtu kladených kabelů, průřezu vodičů, apod, nicméně velkou roli hrají také zemní a technologické práce nutné pro vytvoření fyzické cesty těchto liniových staveb. Cena samotných kabelů tak tvoří často jen zlomek z celkové ceny položeného kabelového vedení. Přitom často se v souvislosti s optimalizací kabelů zvažuje jen změna průřezu vodičů v závislosti na ztrátách a změn nákladů. Je pravda, že s rostoucím průřezem vodičů bude

<sup>15</sup> Datasheet, Olejové transformátory v hermetickém provedení. Elpro-Eneergo [online]. Praha [cit. 2022-03-11]. Dostupné z: [www.elpro-energo.cz](http://www.elpro-energo.cz)

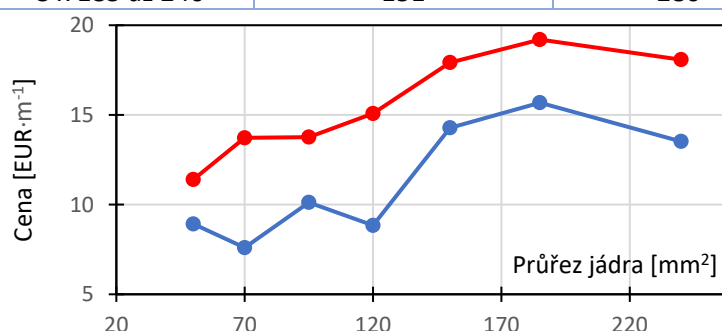
<sup>16</sup> CHALUPA, Richard. ZNALECKÝ POSUDEK- ODHAD: Stanovení ceny kioskové trafostanice. Burzaspravcu [online]. 2018 [cit. 2022-03-11]. Dostupné z: <https://www.burzaspravcu.cz/wp-content/uploads/2019/05/o-trafostanice-brandys.pdf>



zpravidla jednotková cena za kabel stoupat, na druhou stranu nemusí to platit vždy, protože jsou na trhu určité unifikované průřezy, které jsou hromadně využívány a odebírány. Jsou tak produkovány ve výrazně vyšším množství, což snižuje náklady na jejich výrobu. Při pohledu na jednotkové ceny viz Tabulka 3 se tak například děje, že jednotková cena průřezu 240 mm<sup>2</sup> je menší než průřezu 185 mm<sup>2</sup>.

Samotné kabely	
Průřez [mm <sup>2</sup> ]	Cena [EUR·m <sup>-1</sup> ]
<b>22 kV</b>	
50	8,9
70	7,6
95	10,1
120	8,8
150	14,3
185	15,7
240	13,5
<b>35 kV</b>	
50	11,4
70	13,7
95	13,8
120	15,1
150	17,9
185	19,2
240	18,1

Celkové ceny i s pokládkou		
Počet kabelů	1	2
Typ kabelů	[EUR·m <sup>-1</sup> ]	[EUR·m <sup>-1</sup> ]
<b>22 kV</b>		
3 x 95 až 150	109	198
3 x 185 až 240	126	231
<b>35 kV</b>		
3 x 95 až 150	111	239
3 x 185 až 240	151	280



Tabulka 3 – Ceny samotných VN kabelů dle EMAS vlevo<sup>17</sup> (pro velkooběratele lze očekávat nižší ceny), odhad celkových cen za 1 m podzemního kabelu vpravo<sup>18</sup>

Cena za samotný kabel je jen jednou položkou v součtu potřebných materiálů a prací při kladení podzemního kabelového vedení. Nezbytnou součástí je svazkovaní jednožilových kabelů, cena koncovek, spojek a ochranných trubek spolu s konstrukcemi. Dále jsou zde elektrické práce, zemní práce a cena dodávek spolu s podružným materiálem. Cena samotného kabelu tak může tvořit asi jen 20 % z celkových nákladů, přičemž zemní práce, které jsou nezbytné neohledně na šířku průřezu tvoří klidně až 50 % z celkových výdajů. Optimalizace průřezu vodičů nemá takový ekonomický vliv na výslednou jednotkovou cenu.

VVN kabelové podzemní vedení je již velmi individuální v závislosti na použitých technologiích a přenášeného výkonu. Lze očekávat více jak třikrát dražší cenu za měrný metr položeného kabelu, nicméně přesnou ani odhadnou cenu nelze nijak určit.

### 1.5.2. VVN Elektrická stanice

Součástí vyvedení výkonu z FVE může být i transformace z hladiny VN na hladinu VVN a vyšší. Na elektrickou stanici VVN jsou kladeny výrazně náročnější technické a ekonomické požadavky oproti stanicím VN. Jedná se tak o velmi podstatný prvek v celém ekonomickém a technickém pojetí celé fotovoltaické elektrárny.

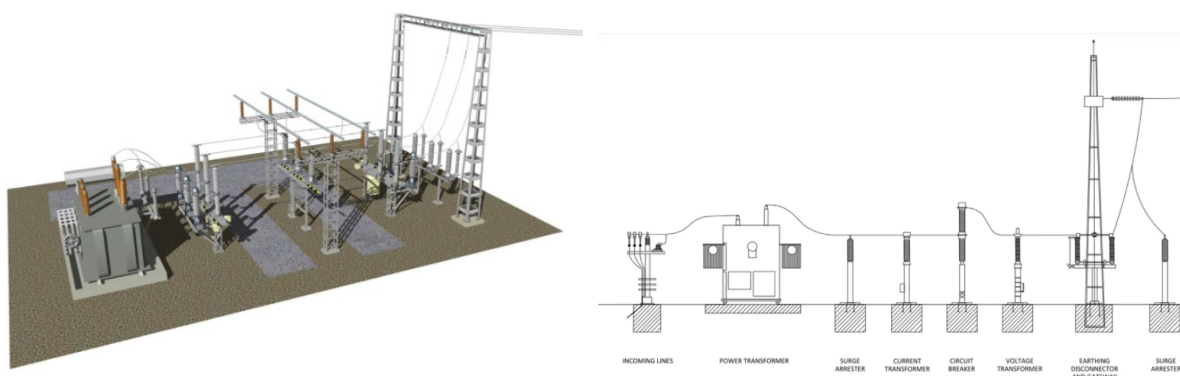
Základní součástí takové stanice je VVN/VN transformátor, který je obvykle dimenzován podle výkonu FVE na střídačích. Hodnoty zdánlivého výkonu transformátoru se zpravidla dimenzují na vyšší hodnoty

<sup>17</sup> EMAS. [online]. JANČA & EMAS group, 2022 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <https://www.emas.cz/>

<sup>18</sup> ŠIMKOVÁ, Hana a Martin KOLMISTR. PRŮMĚRNÉ CENY DOPRAVNÍ A TECHNICKÉ INFRASTRUKTURY OBCÍ: Aktualizace 2021 [online]. 2021 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <http://www.uur.cz/default.asp?ID=899>. Internetová příručka. Ústav územního rozvoje.

než jmenovité hodnoty výkonů střídačů. To je z toho důvodu, že jednak střídače mohou pracovat krátkodobě i při vyšších výkonech než jmenovitých a jednak protože se často nechává výkonová mezera pro možné mírné změny ve výkonu FVE. Jinými slovy navržený systém je více flexibilní na možné změny v návrhu výkonu FVE a umožňuje připojení některých dalších výrobních zdrojů. Na druhou stranu výrazné předimenzování VVN transformátoru také není vhodné, jednak z důvodu vzrůstu nákladů za větší zdánlivý výkon a jednak z důvodu vyšších proudů naprázdno. Zároveň vyšší výkony vedou k větším zkratovým proudům, které musí být dimenzovány tak, aby vypínače byli schopné tyto stavy bezpečně vypnout.

Součástí elektrické stanice jsou také svodiče přepětí, měřicí transformátory proudu a napětí, výkonové vypínače a odpojovače. To jsou základní nezbytná zařízení a jsou součástí i elektrické stanice o malých výkonech. Tyto komponenty jsou oproti hladině VN výrazně dražší a z toho důvodu je zřízení i menší výkonové stanice VVN doprovázeno nezbytně vysokými počátečními výdaji. Celkové výdaje lze zjednodušit na fixní a variabilní složku, kdy fixní cena bude doprovázena vždy s hladinou VVN neohledně na výkon a variabilní bude závislá na výkonu transformátoru. Vzhledem k vysokým nákladům na podzemní kabelové vedení VVN je snaha tyto stanice umísťovat co nejbližší přípojnému bodu.



Obrázek 9 – 3D model VVN otevřené elektrické stanice vlevo, profil stanice z boku vpravo<sup>19</sup>

V rámci cen je orientačně stanovena minimální fixní cena za elektrickou stanici pro 20 MVA. Navýšení výkonu tohoto transformátoru nevede k úměrným nákladům instalace nové rozvodny, místo toho bude stanovena měrná cena za navýšení výkonu VVN transformátoru.

Cena VVN stanice od 20 MVA	
<b>fixní cena</b>	2 083 840 EUR
<b>+měrná cena za MVA</b>	8 985 EUR·MVA <sup>-1</sup>

Tabulka 4 – Odhad ceny venkovní VVN elektrické stanice s jedním transformátorem dle Networks<sup>20</sup>

Odhad ceny VVN stanice je určen od minimální hranice 20 MVA, nicméně je třeba říct, že omezení platí i pro horní hranici. VVN transformátor může dosáhnout určitého výkonového maxima, poté je již nutné instalovat další transformátor. V tu chvíli opět skokově stoupá fixní cena, neboť další transformátor potřebuje opět zařízení nezbytná pro vytvoření paralelního napájecího pole. Na druhou stranu ale neplatí, že by měla fixní cena stoupat dvojnásobně, neboť oba transformátory jsou součástí stejné elektrické stanice. Výsledná cena by tak měla být nižší než při výstavbě dvou separátních rozvodů.

<sup>19</sup> ÁLVAREZ, Nacho. Learn PV substation engineering and design automation with pvDesign. Ratedpower [online]. 2021 [cit. 2022-03-11]. Dostupné z: <https://ratedpower.com/blog/substation-engineering/>

<sup>20</sup> Standard Prices for Generator Connections 2022. NETWORKS [online]. ESB NETWORKS DAC, 2022 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: [https://www.esbnetworks.ie/docs/default-source/publications/cru21035a-esb-networks-standard-prices-for-generator-connections-2021.pdf?sfvrsn=f3171b90\\_16](https://www.esbnetworks.ie/docs/default-source/publications/cru21035a-esb-networks-standard-prices-for-generator-connections-2021.pdf?sfvrsn=f3171b90_16)

## 1.6. Ekonomické veličiny

Fotovoltaický systém je primárně určen pro výrobu elektrické energie. Pro malé FV systémy na rodinné domy a komerční systémy je primární motivací snížení výdajů za spotřebovanou energii v místě instalace. Vedlejší je pak prodej přebytečné energie, která nemůže být spotřebována v daném objektu. FV systém je tak primárně dimenzován s ohledem na spotřebu objektu pro minimalizaci výdajů, cílem tak není vytvořit FVE s co největším ročním energetickým výnosem, ale vytvořit systém, který je schopný co nejefektivněji vykrýt spotřebu.

Pro velké FV systémy, které jsou vyvedeny do sítě, je primární motivací taková výroba, která bude maximalizovat peněžní tok. Ten je závislý na hodnotě příjmů a výdajů v daném zkoumaném období. Výdaje jsou tvořeny veškerými finančními toky spojené s investicemi a provozem FVE, příjmy jsou generovány primárně za prodej energie do elektrické sítě. Maximalizace výroby vede většinou i k maximalizaci příjmů, na druhou stranu je ale elektřina komodita, která je cenově proměnná v čase, nemusí být tak pravidlem, že maximalizace výroby povede i k maximalizaci celkových příjmů.

### 1.6.1. Výdaje

Celkové výdaje za FVE elektrárnou tvoří souhrn všech investičních, provozních a ostatních peněžních toků, které jsou spojeny s výstavbou a funkčním provozem FVE. Za investičními výdaji (CAPEX) se schovávají veškeré výdaje za technologii, práci a dodávku při výstavbě FVE. Zároveň jsou zde zahrnuty i výdaje spojené s developmentem a nepřímými výdaji, které tvoří výdaje nepřímo spojené se samotnou stavbou, jsou ale nezbytné pro vznik FV komplexu. Provozní výdaje (OPEX) tvoří veškeré finanční toky v průběhu životnosti FVE. To jsou výdaje spojené s provozem a údržbou technologií ale také se spravovanou plochou a s ostatními výdaji jako pojištění apod. V rámci FVE jsou ještě výdaje spojeny s demontáží a recyklací či likvidací části FV výroby po ukončení její technické životnosti. Tyto výdaje budou nicméně v této práci zanedbány. Ke klasifikaci výrobní ceny z FVE je využíváno tzv sdužené ceny energie (LCOE), která zohledňuje veškeré výdaje a výrobu v průběhu životního cyklu výroby. LCOE vyjadřuje za jakou minimální cenu se musí vyrobená energie prodávat, aby byl projekt z hlediska kritérií efektivnosti investic výhodný.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{Grid\_t}}{(1+r)^t}} \quad [CZK \cdot MWh^{-1}; CZK, CZK, CZK, MWh] \quad (1.1)$$

$CAPEX_t$  a  $OPEX_t$  tvoří veškeré výdaje v roce  $t$ ,  $T$  je počítaná doba života, která se obvykle volí podle garantované životnosti FV panelů, obvykle 25 nebo 30 let.  $E_{Grid\_t}$  tvoří celkovou vyvedenou energii do sítě v roce  $t$ ,  $r$  reprezentuje nominální diskontní sazbu (nebo WACC), která se pro FVE pohybuje mezi 4 až 13 %.<sup>21</sup> Pro porozumění LCOE je nutné analyzovat vliv každých elementů zvlášť. FVE je typem výroby, která pro výrobu nespoteblovává žádné palivo, nemá tak žádné variabilní provozní výdaje a roční cena za provoz je tak minimální oproti vstupním investičním výdajům. Investice je přitom ovlivněna především cenou technologií, která za posledních 10 let výrazně zlevnila. FV zdroje se tak staly konkurenceschopnému zdroji na energetickém trhu. Změna investičních výdajů nebo diskontní sazby bude mít výrazný vliv na celkovou hodnotu LCOE oproti změnám v provozních výdajích. Výstupní energie  $E_{Grid}$  v roce  $t$  je závislá na výši energetického výnosu v rámci velikosti instalovaného výkonu. Výnos je přitom ovlivněn úhrnem dopadené energie na plochu v dané oblasti a zbylými faktory jako je sklon, orientace apod. Zároveň je počítáno s degradovaní panelů a celého FV systému, které vede ke snižování vyrobené energie v průběhu života FVE.

<sup>21</sup> KOST, Christoph, Shivenes SHAMMUGAM a další. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES viz poznámka č. 4

### 1.6.2. Příjmy

Cena za kWh je stanovena v rámci dlouhodobých nebo krátkodobých kontraktů. V případě dlouhodobých kontraktů, kde cena je stanovena fixní částkou například na rok, je primární motivací maximalizovat objem dodané energie do sítě. V případě prodeje elektřiny v rámci hodinových intervalů budou příjmy vázány na cenu elektřiny v konkrétním čase a množstvím dodaným z FVE. V takovém případě může být motivací nejen maximalizace výroby za celý rok, ale optimalizace profilu výroby v konkrétních hodinách. Optimalizací profilu výroby lze rozumět využití akumulčního zařízení nebo optimalizování rozložení FV polí. Trh s elektřinou je stále trh, který reaguje na nabídku a poptávku, bude tedy platit, že peněžní váha prodané elektřiny při nedostatku na trhu bude větší než při prodeji v časech přebytku. V případě velkého podílu fotovoltaických zdrojů na energetickém trhu je zcela jisté, že si tyto zdroje budou v určitých časových intervalech silně konkurovat. To především z toho důvodu, že jsou-li vhodné venkovní podmínky pro výrobu elektřiny z fotovoltaických elektráren, je silně pravděpodobné, že budou vhodné podmínky i pro všechny zbylé fotovoltaické elektrárny po Evropě. Vysoký přebytek sráží cenu, a tedy i konečný generovaný zisk. Bylo by tak vhodné vyrábět ve chvíli, kdy je nejvyšší poptávka, a přitom malá nabídka, což samozřejmě pro FVE nejde nijak zásadně ovlivnit vzhledem k povaze samotné FVE, lze ji ale například optimalizovat tak, aby výroba nebyla tolik špičková ale více zploštělá. To lze aplikovat například orientací panelů na východ a západ místo klasické jižní orientace. Cena za tuto prodanou energii pak bude vzhledem k cenám na hodinových trzích větší a konečná FVE energie může generovat vyšší zisk než klasická jižně orientovaná.

### 1.6.3. Kritéria efektivnosti investic

Mezi základní kritéria hodnocení efektivnosti investic se řadí čistá současná hodnota NPV, prostá doba návratnosti  $T_s$ , diskontovaná doba návratnosti  $T_D$  a vnitřní výnosové procento IRR. Pro NPV bude zavedena veličina  $CF_t$ , která respektuje veškerý součet všech příjmů INCOME a výdajů v daném roce t.

$$CF_t = INCOME_t - CAPEX_t - OPEX_t \quad [CZK; CZK, CZK, CZK] \quad (1.2)$$

Prostá doba návratnosti značí nejkratší dobu, kdy je navrácena vložená investice bez zahrnutí vlivu diskontu.

$$0 = \sum_{t=0}^{T_s} CF_t \quad [CZK; \text{rok}, CZK, \text{rok}] \quad (1.3)$$

Diskontovaná doba návratnosti neboli doba splacení je nejkratší doba navrácení investice při zohlednění vlivu časové hodnoty peněz neboli diskontního faktoru r.

$$0 = \sum_{t=0}^{T_D} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad [CZK; \text{rok}, CZK, -, \text{rok}] \quad (1.4)$$

Čistá současná hodnota NPV vyjadřuje, zda investici je vhodné zrealizovat při zamýšleném časovém horizontu a zamýšleném nominálním diskontu. Pokud je tedy NPV kladné, investice přesahuje za dobu hodnocení větší výnos, než je žádaná hodnota diskontu. Pokud je NPV nulové, pak investice dosáhne přesně takové míry výnosu dle zvoleného diskontu. Pokud je NPV záporné, nedosáhne investice takové míry výnosu dle žádaného diskontu, investor by tak neměl projekt realizovat, nebo by měl přehodnotit svůj způsob financování pro optimalizaci své diskontní sazby.

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad [CZK; \text{rok}, CZK, -, \text{rok}] \quad (1.5)$$

Vnitřní výnosové procento IRR udává takovou hodnotu diskontu, kdy je NPV právě nulové. Je-li IRR tedy vyšší nebo rovno žádanému diskontu od investora, je vhodné pro něj investici zrealizovat.

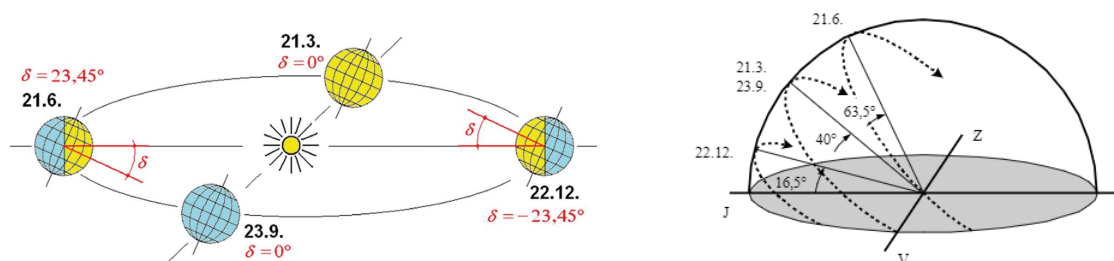
$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} \quad [\text{CZK; rok, CZK, -, rok}] \quad (1.6)$$

## 2. Energetické veličiny a jednotky fotovoltaických elektráren

Při definování hlavních energetických veličin fotovoltaické výroby nebude cílem vysvětlit elementární fyzikální procesy, na kterých je postaven fotovoltaický jev, ale definovat, jak se jednotlivé celky chovají, co mají za cíl a jak mohou ovlivnit výslednou energetickou stránku fotovoltaické výroby. Kapitoly jsou řazeny chronologicky dle toku energie, tedy od počátku dopadu sluneční energie na plochu panelu po samotný vývod v předávacím bodě.

### 2.1. Intenzita záření a spektrum

V důsledku oběhu Země okolo Slunce, který probíhá po eliptické dráze, je vzdálenost Země od Slunce časově proměnná, což vede k tomu, že i dopadající intenzita záření  $G_e$  na povrch atmosféry je časově proměnná. Pro klasifikaci je určena střední hodnota intenzity záření dopadené na povrch atmosféry  $G_c = 1\,367 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , která se nazývá Solární nebo Sluneční konstanta. Je to hodnota výkonu na plochu, která je kolmá ke směru dopadu slunečních paprsků. Vzájemná geometrie náklonu Země vůči Slunci způsobuje, že rovina zemského rovníku je nenulově úhlově nakloněna vůči rovníku Slunce. Úhel náklonu je také časově proměnný, přičemž je určena jeho maximální hodnota  $\delta = 23,45^\circ$ . Tento úhel se nazývá solární deklinací a je specifický pro letní a zimní slunovrat viz Obrázek 10. Pro orientaci pozorovatele na povrchu je nicméně lepší využít úhel  $\varphi$ , který je určen mezi horizontem povrchu a poloze Slunce na obloze. Ten je samozřejmě v rámci dne a ročních období proměnlivý, nicméně pro Českou republiku, respektive pro severní šířku  $50^\circ$ , lze definovat maximální a minimální hodnotu úhlu  $\varphi$  ve chvíli, kdy se poloha Slunce vůči pozorovateli nachází zcela jižně. Viz Obrázek 10 vpravo lze pozorovat hodnoty tohoto úhlu a data, při kterých nastanou tyto pozice Slunce vůči povrchu ČR.



Obrázek 10 – Pohyb Země okolo Slunce spolu se solární deklinací vlevo<sup>22</sup>, pohyb Slunce po obloze na  $50^\circ$  severní šířky vpravo<sup>23</sup>

Při průchodu slunečního záření přes zemskou atmosféru dochází z části k absorpci, z části k odrazu a z části k rozptylu (difuzi) na pevných, plynných a kapalných částicích v atmosféře. Výsledné záření, které dopadá na povrch země, je tak složeno z přímého a difúzního záření, přičemž hodnota intenzity je menší o absorbované a odražené záření v atmosféře. Hodnota absorpce, difúze a odrazu bude záviset především na okamžitých klimatických podmínkách v dané lokalitě. Pro jistou klasifikaci je určena referenční hodnota intenzity záření  $G_{STC} = 1\,000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , která dopadá na zemský povrch při zcela jasné nezatažené obloze a při intenzitě záření na povrch atmosféry rovné solární konstantě  $G_c$ . Jinými slovy i při zcela ideálních podmínkách dochází ke ztrátě intenzity  $367 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  průchodem atmosférou.

<sup>22</sup> KAŇKA, Jan. Deklinace Slunce v průběhu desetiletí. Světlo [online]. katedra konstrukcí pozemních staveb, Fakulta stavební ČVUT v Praze, 2012(1) [cit. 2022-01-31]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/svetlo/clanek/deklinace-slunce-v-prubehu-desetileti--568>

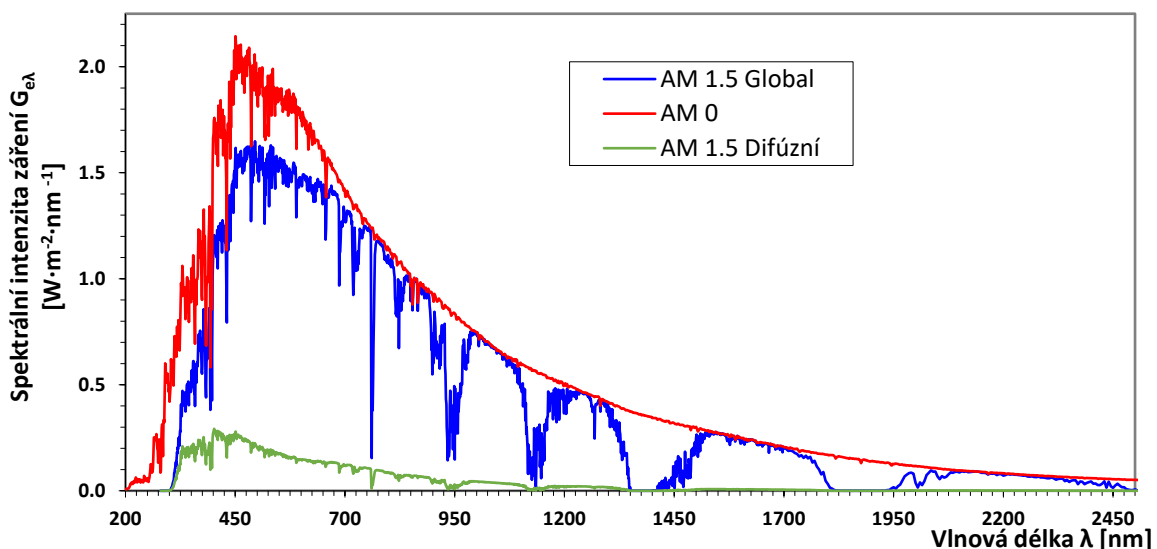
<sup>23</sup> BENDA, Vítězslav, Kamil STANĚK a Petr WOLF. Fotovoltaické systémy: Učební texty k semináři [online]. Brno, 2011 [cit. 2022-01-31]. Dostupné z: <https://docplayer.cz/10537342-Fotovoltaicke-systemy.html>. Učební texty k semináři. VUT.

$G_{STC}$  odpovídá hodnotě intenzity záření při standardních testovacích podmínkách (STC) fotovoltaických článků. Celková dopadená intenzita záření se ještě skládá z příspěvku odraženého záření od okolních objektů a povrchu země. Takové odražené záření může dopadat pouze na plochu, která nebude vodorovně vůči povrchu, neboť směr těchto odražených paprsků bude mířit vždy od povrchu zemské kúry.

Intenzita záření na povrch atmosféry a povrch Země je klasifikována pomocí spektrální intenzity záření  $G_{e\lambda}$ , která pro danou vlnovou délku  $\lambda$  vyjadřuje hodnotu zářivého toku, který prochází plochou jednoho metru čtvereční, přičemž nejčastěji je udávána v jednotkách  $W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}$ . Spektrální intenzita dopadající na povrch atmosféry je ovlivněna především charakteristickým vyzářováním Slunce. Spektrální intenzita na zemském povrchu pak odpovídá intenzitě z povrchu atmosféry zmenšenou o absorbovaném a odraženém záření. Pro specifické složení atmosféry je vliv absorpce a odrazu na některých vlnových délkách více znatelných než na jiných. Pro určení profilu spektra na zemském povrchu je využíváno koeficientu atmosférické masy AM. Ten odpovídá převrácené hodnotě sinu úhlu  $\varphi$ . Je-li tedy úhel Slunce vůči horizontu kolmý, je určena hodnota AM 1. Tento koeficient může nabývat tedy hodnot pouze vyšších nebo rovno 1, nicméně ještě je pro určení spektra na povrchu atmosféry někdy značen koeficient AM 0.

$$AM = \frac{1}{\sin \varphi} \quad [;-] \quad (2.1)$$

Jednou z důležitých hodnot AM je hodnota AM 1.5, která odpovídá úhlu  $\varphi = 42^\circ$ . Tento koeficient je specifický pro standardní testovací podmínky fotovoltaických článků STC. V případě integrace spektrální intenzity záření přes celou vlnovou délku zářivého spektra lze získat výslednou hodnotu intenzity záření  $G_e$ , která v případě STC odpovídá právě  $G_{STC}$ . Čím je větší hodnota AM tím je celková hodnota intenzity záření menší. Viz Obrázek 11 je vyobrazeno spektrum pro AM 0 a AM 1.5 Global a AM 1.5 Difúzní. Global značí, že se jedná o hodnotu spektra při  $G_{STC}$  a je součtem přímého a difúzního záření. Pro názornost je zde také vyobrazena hodnota difúzního záření pro AM 1.5. Je zřejmé, že při zcela čisté a jasné obloze tvoří přímé záření většinu z celkového dopadeného záření.

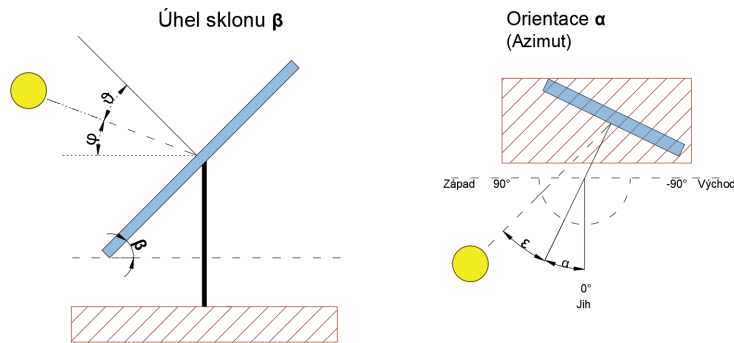


Obrázek 11 – Solární spektrum pro globální AM = 1.5, AM = 0 a difúzní AM = 1.5<sup>24</sup>

$$G_e = \int_{\lambda=0}^{\lambda=\infty} G_{e\lambda_{AM_X}}(\lambda) \cdot d\lambda \quad [W \cdot m^{-2}, W \cdot m^{-2} \cdot nm^{-1}, nm] \quad (2.2)$$

<sup>24</sup> HONSBURG, Christiana a Stuart BOWDEN. PV Education: Solar energy. Pveducation [online]. [cit. 2022-02-04]. Dostupné z: <https://www.pveducation.org/>

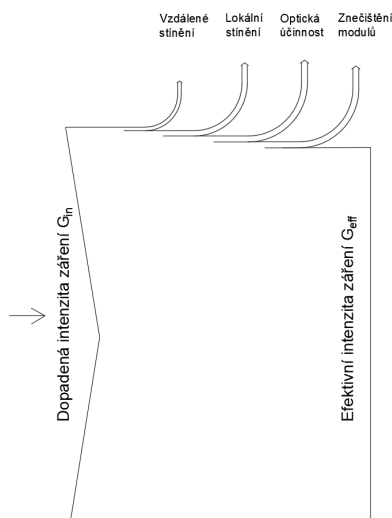
Dopadená intenzita  $G_{in}$  je tedy závislá na úhlu dopadu a složení spektra, které je ovlivněno postavením Slunce vůči Zemi a okamžitými podmínkami panujícími v atmosféře. Povrchem dopadu jsou zde fotovoltaické panely, které jsou staticky umístěny s úhlem sklonu  $\beta$  a orientací  $\alpha$ . Okamžitý úhel dopadu záření u sklonu odpovídá úhlu  $\vartheta$ , u orientace úhlu  $\epsilon$  viz Obrázek 12. Pro FV systémy je důležité, že hodnota  $G_{in}$  je závislá na poloze spolu s lokálními atmosférickými podmínkami a u statických instalací především pak na sklonu  $\beta$  a orientaci  $\alpha$ . U systémů, kde se plocha panelů může v čase naklánět, je nutné pro výpočet  $G_{in}$  započítat fakt, že se bude úhel  $\vartheta$ , nebo  $\epsilon$ , nebo oba v čase blížit nule, výsledná roční hodnota  $G_{in}$  tak bude výrazně větší.



Obrázek 12 – Úhel sklonu a orientace panelů

## 2.2. Efektivní intenzita záření

Předtím, než bude klasifikována samotná přeměna energie, je nutné specifikovat jaké záření se vlastně k samotnému článku dostane. Schopnost výroby elektrické energie je závislá na množství dopadené energie na jednotku plochu a schopností eliminace ztrát od samotného dopadu po samotnou výrobu. Dopadené záření je tvořeno přímým, rozptýleným a odraženým zářením. Předtím než je dopadená energie absorbována v samotných článcích, vznikají v modulu a na povrchu článků optické ztráty. Ty jsou tvořeny vzdáleným stíněním, lokálním stíněním, optickou účinností transparentní vrstvy panelů a znečištěním plochy samotného panelu.

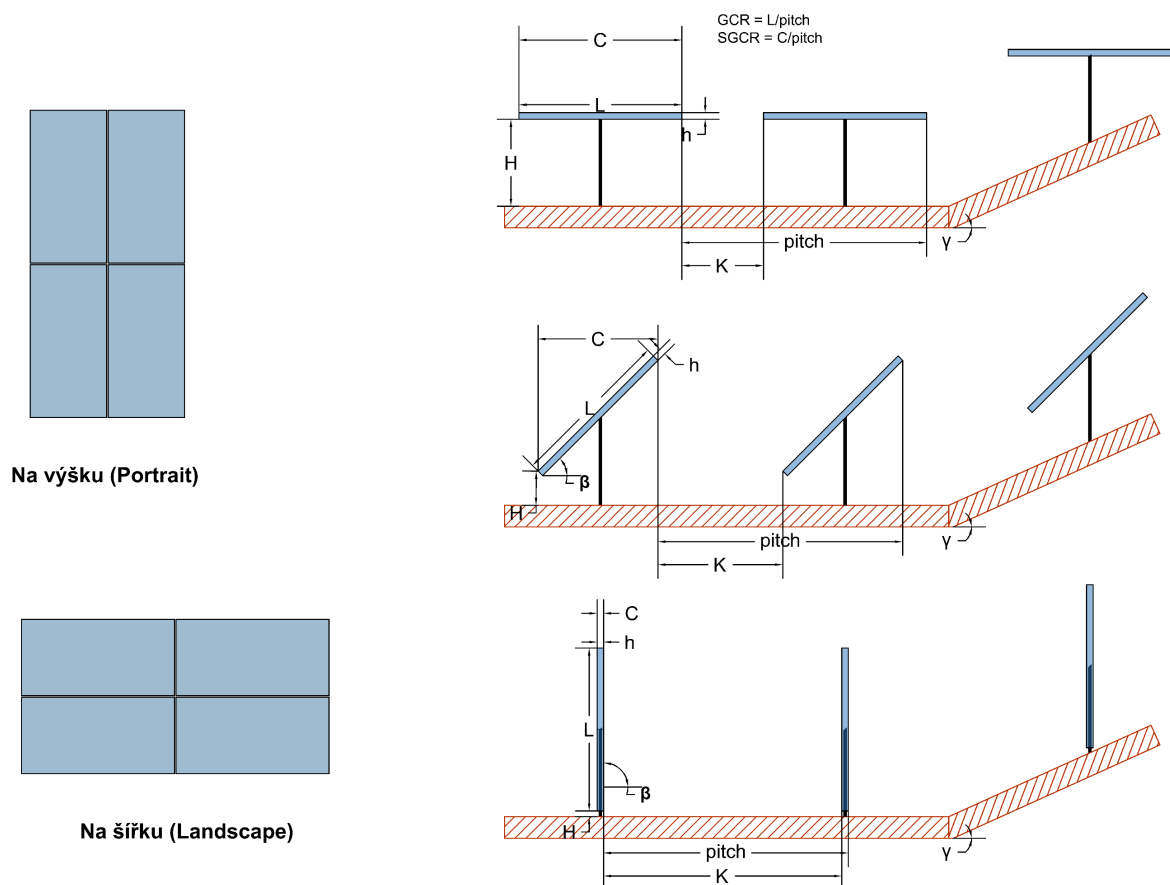


Obrázek 13 – Optické ztráty před absorpcí v článku

**Vzdálené stínění** je dominantní především v horských oblastech nebo v oblastech s významným vysokým bodem nad horizontem krajiny. Nejčastěji vzniká při východu a západu slunce při zakrytí z okolních nepravidelných horizontů určených přírodním masivem. Je nutné dopředu předvídat, zda se v lokalitě vyskytují takové velké zdroje stínění a jak moc mohou ovlivnit výsledné dopadené záření. Pro

oblasti s pravidelným profilem horizontu se ve výsledku jedná jen o setiny procent ztrát, které navíc nelze nijak efektivně při návrhu konceptu FVE potlačit.

**Lokální stínění** může být zapříčiněno lokálními zdroji stínění jako jsou stromy, budovy, vzrostlá tráva, stožáry vedení a jiné objekty běžně se vyskytující v krajině. Jejich vliv je samozřejmě závislý na poloze umístění vůči ploše dopadu, každopádně při uvažování fotovoltaického pole jako celku skládajícího se z řad panelů za sebou, jsou zdrojem stínění i samotné panely. Jednak platí, že pokud je panel nakloněn pod určitým úhlem, v určitých situacích dochází ke stínění sebou samým, tedy v případech, kdy slunce svítí na zadní stranu panelu, která nepropouští světelné záření k článkům. Přestože takové situace jsou v průběhu roku ojedinělé, rozhodně nejsou zanedbatelné. Tato situace nastává například pro jižně orientované panely v letních obdobích viz Obrázek 10 vpravo, kdy slunce vychází a zachází pro pozorovatele ze severní strany. Kromě stínění při nevyužívání záření dopadeného na neaktivní plochu si panely také mohou stínit samy navzájem. K takovému zastínění bude docházet především v zimních měsících, kdy je průměrná hodnota úhlu  $\varphi$  minimální a řady tak disponují delším stínem. První řada je tak sice plně ozářena, ale druhá a další za ní se již mohou objevit ve stínu předchozích řad. Velikost ztrát stíněním jedné řady na druhou je závislá na vzdálenosti mezi panely (nazváno pitch), šířce celkové délky fotovoltaických panelů v jedné řadě  $L$ , úhlu sklonu  $\beta$ , orientace  $\alpha$  a náklonu terénu  $\gamma$ . Všechny tyto veličiny jsou na sobě nezávislé, tedy například při náklonu terénu  $\gamma$  se nijak nezmění úhel sklonu  $\beta$ , neboť ten je určen vůči horizontální rovině, respektive vůči povrchu  $\gamma = 0^\circ$ . Zároveň pitch je zcela nezávislý na úhlu sklonu  $\beta$ .



Obrázek 14 – Prostorové uspořádání fotovoltaického pole

Viz Obrázek 14 lze tedy předpokládat, že při menším pitch nebo větším  $L$  budou ztráty stíněním stoupat, nicméně rozhodně se nebude jednat o lineární pokles, neboť platí, že vzájemné stínění se bude nejčastěji vyskytovat v zimních měsících, kdy bude průměrná hodnota dopadené intenzity záření



nejmenší. Naopak v letních měsících, kdy bude hodnota intenzity záření největší budou ztráty vzájemným stíněním minimální. Lze očekávat, že při růstu pitch budou ztráty stíněním klesat až dosáhnou určitého minima, dalším navýšením pitch již nebude dosaženo žádného efektivního navýšení výroby, panely si tak již zcela nebudou nijak navzájem stínit.

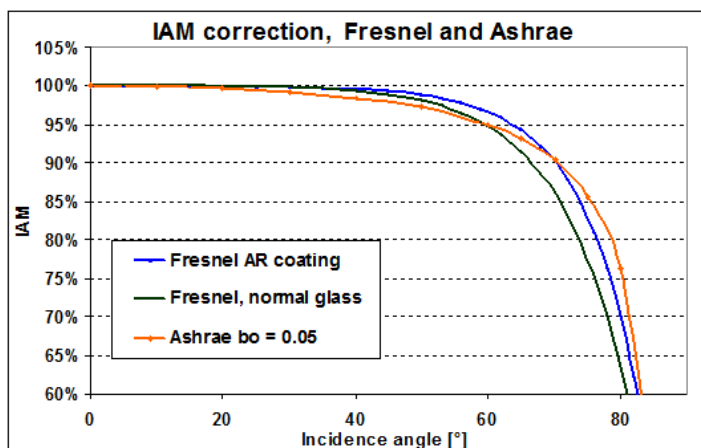
Vzhledem k tomu, že jsou panely ve FV poli skládány v řadě na sebe na šířku nebo na výšku s výslednou délkou  $L$ , je hodnota pitch neefektivní proměnou veličinou pro analyzování vlivu stínění, neboť by se musel vliv stínění vždy přepočítat na délku  $L$ . Z toho důvodu je zavedena poměrná hodnota GCR, která odpovídá poměru plochy panelů ku ploše celého fotovoltaického pole. Pokud je FV pole obdélníkového charakteru, platí že se jedná o poměr součtu délek panelů spolu s mezerami mezi nimi  $L$  vůči vzdálenosti mezi panelovými řadami pitch. Vliv stínění tak lze analyzovat při proměnném GCR, sklonu  $\beta$ , orientaci  $\alpha$  a náklonu terénu  $\gamma$ .

$$GCR = \frac{S_{panelů}}{S_{FVpole}} = \frac{L}{pitch} \quad [-, m^2, m^2, m, m] \quad (2.3)$$

Pro ČR bude platit, že existuje pro konkrétní orientaci právě takový sklon, při kterém dosáhne zcela nezastíněný panel největší možné roční výroby energie. Pokud jsou ale panely v řadách a vzájemně si na sebe budou stínit, již nebude platit, že by pro jakoukoliv hodnotu GCR byl tento sklon ideální, ztráty jsou totiž schopné převýšit energetický zisk lepšího sklonu  $\beta$ .

Náklon terénu  $\gamma$  bude buďto pozitivně nebo negativně ovlivňovat ztráty lokálního stínění nicméně pro každou orientaci a sklon je nutné samostatně analyzovat, zda se bude jednat o pozitivní nebo negativní příspěvek. Například pro FV pole s jižní orientací a s menším sklonem bude kladný náklon terénu pozitivní, neboť sníží délku dosahu stínu na nakloněné rovině. Na druhou stranu ale dojde ke zvýšení ztrát vzdáleným stíněním, neboť nakloněná rovina způsobí, že budou panely menší dobu ozářeny než při plochem horizontu. Při negativním náklonu terénu  $\gamma$ , respektive na sever, bude efekt lokálního stínění pro většinu případů větší než pro plochou rovinu. Při vyšších náklonech bude vhodné kvůli tomu i upravit  $\beta$  a GCR tak, aby byly tyto ztráty minimální. Obecně bude platit, že náklony terénu do  $4^\circ$  budou zanedbatelné z hlediska změny sklonu a GCR, projeví se ale již na celkové energetické a ekonomické stránce projektu. Z celkových ztrát je lokální stínění v řádech jednotek procent, je to tedy velmi signifikantní část ztrát, která lze optimálním rozložením fotovoltaického pole dobře ovlivnit.

**Optickou účinnost** modulu lze vyjádřit jako poměr energie, která se dostane do úrovně hloubky fotovoltaických článků a dopadené energie na plochu modulu. Definice úrovně hloubky FV článků je zde použita, protože tato účinnost zahrnuje pouze ztráty, které vznikly odražením nebo absorpcí záření v jednotlivých vrstvách fotovoltaických modulů. Součástí těchto ztrát ale nejsou ztráty na neaktivních plochách samotných fotovoltaických panelů, které se nacházejí mezi jednotlivými články uložených v modulech. Pokud je tedy celková plocha modulů výrazně odlišná od plochy článků, které jsou v modulech uloženy, nijak to optickou účinnost neovlivní. Optická účinnost je závislá především na úhlu dopadu slunečních paprsků na plochu FV panelu  $\vartheta$  a  $\epsilon$  viz Obrázek 12. Účinnost vykazuje ve většině případů mírný pokles s rostoucím úhlem  $\vartheta$  nebo  $\epsilon$  až po určitý bod zvratu za kterým začne docházet k radikálnímu poklesu. Pro minimalizování je vhodné docílit co nejmenší úhlu sklonu  $\vartheta$  a  $\epsilon$ . Toho lze prakticky dosáhnout jen optimální volbou fixního sklonu a orientace panelů nebo možností změny úhlu natočení v čase. Natáčení je možné díky systémům s denními sledovači nebo sezónním nakláněním, nicméně většina dnešních instalací je statická. Další možnost ovlivnění účinnosti je výběrem technologie panelů, která ovlivňuje právě hodnotu ztrát v závislosti na úhlu dopadu, který se také značí IAM. Ztráty vlivem optické účinnosti modulů se pohybují v řádech jednotek procent, jsou tedy významné v celkovém energetickém konceptu FVE.



Obrázek 15 – Závislost optické účinnosti modulu na úhlu dopadu slunečních paprsků pro různé modely

**Znečištění** panelů je zcela běžným a velmi výrazným faktorem při hodnocení celkových ztrát. Je ovlivněno především lokálními klimatickými podmínkami, prašností prostředí, rychlostí větru, sklonem  $\beta$  a dalšími vlivy. Pro ČR se uplatňuje především vliv vyšší prašnosti v důsledku zvýšené zemědělské činnosti v blízkosti nebo na FV poli, dále vlivy vyšší prašnosti u lokálních zdrojů znečištění jako jsou dálnice, průmyslové oblasti, aktivní plochy pokryté sněhem ale například i vlivy znečištění od ptáků. Dalším důležitým faktorem jsou lokální klimatické podmínky, neboť například při vyšší oblačnosti v dané lokalitě dochází k samočištění plochy panelů v závislosti na míře úhrnu srážek, rychlosti větru a sklonu pod kterým je panel instalován. Přitom znečištění právě od ptáků není ani tak problematické vzhledem k velikosti zasažené plochy ale především z důvodu neefektivního samočištění efektu, který je pro tento druh znečištění velmi neúčinný.

V oblasti znečištění panelů se nabízí zásadní otázky, například jakou úroveň znečištění lze v dané oblasti predikovat, neboť je složité jednak předvídat efekt usazování částic a jednak schopnost samočištění daného nánosu v dané lokalitě. Další otázkou je, zda se ekonomicky vyplatí panely ručně nebo automaticky čistit a jak často. To je zcela zásadní ekonomická otázka, neboť cena za manuální nebo automatické čištění musí být nižší než cena za získanou energii, což vzhledem k dopředné neznalosti lokálních podmínek a ceně prodané elektřiny nelze ani zcela přesně odhadovat. Důležité je zmínit, že k znečištění dochází v průběhu času, ale nejedná se o zcela lineární průběh. Nejdříve je nános rychlý, posléze dochází k zmenšení tempa znečištění. Při ručním nebo automatickém mytí tak nelze předpokládat, že znečištění bude narůstat postupně, což je fakt, který mytí znevýhodňuje. Zároveň je nutné čištění dobře naplánovat tak, aby nebylo hned znehodnoceno například následnou zemědělskou činností v oblasti. Obecně se ztráty zastíněním mohou pro Evropu pohybovat mezi 1 až 8 %, nicméně většinou se hodnoty pohybují okolo 1 až 5 %.<sup>25</sup>

Po odečtení výše zmíněných ztrát lze předpokládat, že z původní intenzity záření dopadené na povrch panelu zůstane jakási **efektivní intenzita záření**  $G_{\text{eff}}$  pro fotovoltaické články.

### 2.3. Výroba fotovoltaického panelu při STC

Fotovoltaické panely se skládají z jednotlivých fotovoltaických článků, které jsou sériově, paralelně nebo sérioparalelně elektricky spojeny tak, aby vytvořili sestavu s optimálním pracovním napětím a proudem. Články jsou uloženy ve fotovoltaickém modulu, který panely chrání proti vnějším klimatickým, mechanickým, elektrickým nebo jiným vlivům. Samotný fotovoltaický článek je schopen přímou přeměnou změnit sluneční energii na energii elektrickou. Panely jsou elektricky sériově a

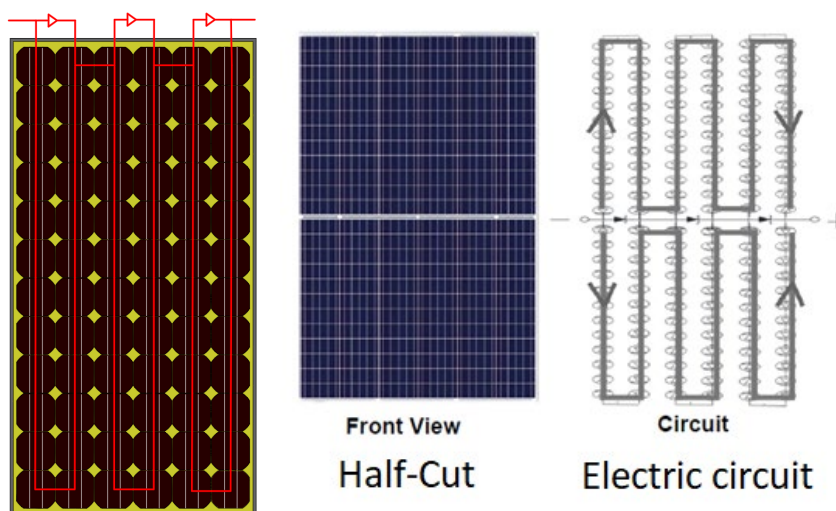
<sup>25</sup> Percentage soil sealing by country. European Environment Agency [online]. EEA Web Team, 2019, 9.12.2019 [cit. 2022-02-07]. Dostupné z: [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/percentage-sealing-by-country-1#tab-chart\\_5](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/percentage-sealing-by-country-1#tab-chart_5)

paralelně spojovány za účelem vytvoření optimálního napětí a proudu řetězce. Jsou uloženy na fotovoltaické konstrukci a tvoří jednotlivé řady FV pole.

Panely a články mají dle mezinárodních standardů určené podmínky, za kterých jsou měřeny jejich elektrické veličiny. Mezi tyto veličiny je řazeno napětí naprázdno  $U_{OC}$ , napětí v bodě maximálního výkonu  $U_{mp}$ , proud nakrátko  $I_{sc}$  a proud v maximálním bodě výkonu  $I_{mp}$ . Zároveň je určen maximální výkon  $P_{mp}$  a účinnost  $\eta$ . Při odečtu těchto elektrických veličin je využíváno STC, tedy naměřených hodnot při intenzitě záření  $G_{STC} = 1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , AM 1.5 a teplotě článků  $25\text{ }^\circ\text{C}$ . Důležité je zmínit, že právě tyto testovací podmínky jsou zcela zásadní pro elektrické chování fotovoltaického panelu, neboť každá elektrická veličina včetně účinnosti je na těchto parametrech závislá. Pro ČR bude platit, že po většinu času v roce budou panovat jiné podmínky než při STC, elektrické veličiny FV panelů tak budou po většinu času jiné. STC je tedy spíše takový ideální stav, ve kterém se vypočítává přes účinnost modulů referenční výstupní energie FV panelu.

$$\eta_{STC} = \frac{U_{mp\_STC} \cdot I_{mp\_STC}}{G_{STC} \cdot S} \quad [%; \text{ V, A, W}\cdot\text{m}^{-2}, \text{ m}^2] \quad (2.4)$$

Při analýze účinnosti při STC je nutné dát si pozor zda se jedná o účinnost panelu nebo účinnost článků, protože účinnost článků nijak nezahrnuje ztráty v samotném FV modulu. V současnosti se již standardně uvádí v technických listech vždy účinnost celého panelu, neboť účinnost článků je pro koncového spotřebitele pouze orientační údaj, který ale nevyovídá o výsledné užitné hodnotě získané energie z panelu.



Obrázek 16 – Fotovoltaický panel s vyznačeným elektrickým spojením překlenovacími diodami červeně vlevo, modul typu Half-cut z předního pohledu a s vyznačením elektrického spojení vpravo<sup>26</sup>

Co se týče plochy  $S$  jedná se v případě modulů o celkovou plochu včetně článků ale i a mezer mezi články a plochu krytí rámy. U článků se jedná jen o plochu samotného článku. Při pohledu viz Obrázek 16 je žlutě vyznačena neúčinná plocha, která celkovou účinnost modulů snižuje, neboť se nijak nepodílí na aktivním výstupním výkonu. Pro panel je tak nejlepší, když jsou takové plochy minimalizovány. Vzhledem k tomu, že je dopředu u každého panelu známá hodnota  $S$ ,  $U_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ,  $P_{mp}$  a  $\eta_{STC}$  při STC je možné vyjádřit z rovnice (2.4) hodnotu výkonu vztahenou na jednotku plochy, neboť součin  $U_{mp}$  a  $I_{mp}$  je roven  $P_{mp}$ .

$$\frac{P_{mp}}{S} = \eta_{STC} \cdot G_{STC} = \eta_{STC} \cdot 1000 \quad [\text{Wp}\cdot\text{m}^{-2}; \text{ -, W}\cdot\text{m}^{-2}; \text{ -, W}\cdot\text{m}^{-2}] \quad (2.5)$$

<sup>26</sup> Twin half-cut cells modules. PVsyst 7 Help [online]. 2021 [cit. 2022-02-07]. Dostupné z: [https://www.pvsyst.com/help/index.html?pvmodule\\_twinhalfcells.htm](https://www.pvsyst.com/help/index.html?pvmodule_twinhalfcells.htm)

Výkon  $P_{mp}$  je zcela zásadní, neboť se jedná o hodnotu oficiálního instalovaného výkonu, která bude rovna součtu všech  $P_{mp}$  použitých panelů v dané instalaci. Přitom oficiálním výkonem je myšlena hodnota, se kterou bude uvažováno při taxonomii elektrických výroben, rozřazení v systému dotací, požadavků na řízení při připojování do distribuční soustavy a podobně. Instalovaný výkon na panelech je tedy především informační hodnota o panelovém poli, nicméně již tolik nereflektuje skutečný výkon, který bude panelem v průběhu roku dodáván.

Ztráty v samotném panelu při STC jsou obsahově velmi obsáhlým tématem, který nemá v této práci smysl podrobně rozebírat. Základní ztráty jsou rozčleněny podle povahy jejich vzniku. Při pohledu na časový průběh ztrát od dopadu efektivního slunečního záření na povrch článku po výstupní elektrickou energii z panelu, lze ztráty rozdělit na:

1. Optické
2. Rekombinační
3. Elektrické

**Optické ztráty** jsou tvořeny především neabsorbovaným zářením ve fotovoltaickém článku a odrazem v optické cestě od povrchu článku k vnitřní oblasti. Po dopadu slunečního záření na plochu článku je tedy nutné zajistit, aby se záření neodrazilo. Při absorbování záření ve struktuře dochází v závislosti na použité technologii ke ztrátám, jednak v důsledku existence kritické vlnové délky daného materiálu článku, od které se již žádné záření s vyšší vlnovou délkou neabsorbuje, a jednak k nevyužití plného potenciálu slunečního spektrální intenzity záření především v oblasti s nižší vlnovou délkou. Je nutné tedy zmínit, že i v případě ideálních podmínek a nulových elektrických a odrazových ztrát bude mít konkrétní materiál definovanou maximální hodnotu účinnosti. Tento teoretický limit účinnosti je nazýván Shockley-Queisser a pro dnes nejčastěji se vyskytující materiál krystalický křemík, je jeho hodnota určena okolo 30 %. Tento limit nelze se slunečním spektrem panujícím na Zemi pro konkrétní materiál překonat, navýšení účinnosti panelů tak lze jen za pomoci jiných materiálů s tímto vyšším limitem nebo využitím struktur tandemových článků, tedy sériovým řazením rozdílných struktur materiálů s rozdílnými kritickými hodnotami vlnových délek.

**Rekombinační ztráty** jsou především ovlivněny typem použitého materiálu, kvalitou výrobního procesu a optimalizací struktury povrchu. Podrobné zkoumání těchto ztrát je velmi komplikované a nemá smysl je zde podrobně analyzovat. Jedná se hlavně o ztráty spojené s kvalitou technologických postupů při výrobě daného modulu.

**Elektrické ztráty** jsou tvořeny především sériovým a paralelním odporem na samotných článcích. Ztrátový výkon v sériové větvi vedení je úměrný Joulovým ztrátám, který odpovídá součinu sériového odporu  $R_s$  a kvadrátu pracovního proudu  $I_{sc\_STC}^2$ . Sériový odpor je složen z kombinace odporů mezi kovem a polovodičem, odporem materiálu báze a odporu sběrnic. Je tedy žádoucí, aby  $R_s$  byl co nejmenší, na druhou stranu snížení  $R_s$  je často možné provést jen snížením aktivní plochy panelů. Příkladem může být rozšíření nebo navýšení celkové plochy aktivních sběrnic, což vede k zastínění aktivní plochy modulu. Při optimalizaci FV panelů se hledá kompromis mezi hodnotou elektrických a optických ztrát pro nalezení optimální sestavy s maximální účinností. Z jedné dnešních již komerčně využívaných technologií lze zmínit panely typu Half-Cut, což jsou panely sestavené z polovin fotovoltaických článků. Vzhledem k tomu, že polovina článku dává stejné napětí jako celý článek ale polovinu proudu, je modul sestaven z dvojnásobné paralelní kombinace článků oproti klasickému modulu pro vytvoření stejného pracovního napětí a proudu. Tím sice dojde ke zdvojnásobení sériového odporu, nicméně proud v každé větvi klesne o polovinu. Vzhledem k tomu, že proud je ve ztrátách v kvadrátu, dochází k menším ztrátám o polovinu. Na trhu se již dají také nalézt moduly se čtvrtinovými články. Panely typu Half-cut také mohou disponovat menšími ztrátami při lokálním stínění, na druhou stranu mohou mít i vyšší ztráty při nesouladu článků, tedy při situaci kdy nemá každý článek zcela stejné parametry.

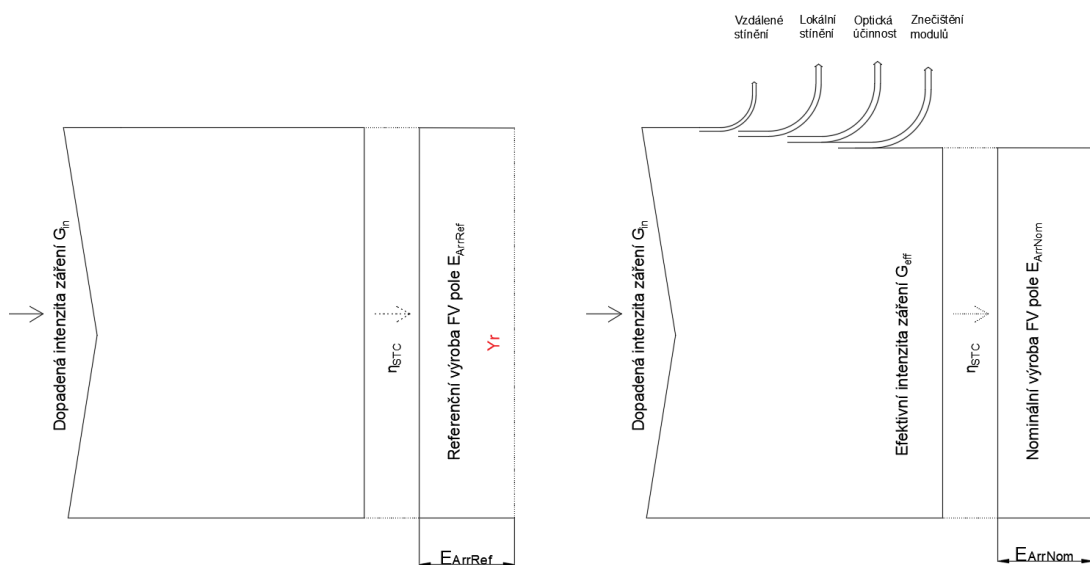
Výsledná výroba FV panelu při STC je hodnota dopadené efektivní intenzity záření  $G_{eff}$  vynásobená plochou modulu, časem a účinnosti FV panelu při STC. Jedná se tedy o teoretickou výrobu z jednoho panelu pokud se panel chová přesně tak jako při STC neohledně na vnější podmínky. Při klasifikaci FV pole nás nicméně nezajímá výroba jen z jednoho panelu ale z celého FV pole.

## 2.4. Referenční a nominální výroba fotovoltaického pole

Fotovoltaické panely jsou elektricky spojovány do sériových řetězců pro vytvoření operačního napětí vhodného na vstup střídačů. Následně mohou být paralelně spojovány pro vytvoření většího operačního proudu a v takovém celku být jedním vstupem pro střídač. Při analýze referenční a nominální výroby FV pole platí, že každý panel je v bodě MPP a všechny panely mají stejné výstupní parametry. Zároveň všechny panely operují s účinností jako při STC a při vytváření řetězců nevznikají žádné přídatné ztráty. Nejdříve je vhodné shrnout, jak se chovají jednotlivé panely při ideální sériové nebo paralelní kombinaci.

Při ideální sériové kombinaci FV modulů se sčítají hodnoty stejnosměrného napětí  $U_{mp\_STC}$  nebo  $U_{oc\_STC}$ , které vytváří výsledné napětí řetězce. To se volí v závislosti na typu použitého střídače a typu panelů, neboť oba tyto mechanismy musí být na operační a maximální napěťovou hladinu dimenzované. V dnešní době se standardně volí maximální napěťová hladina do 1 000 nebo 1 500 V stejnosměrného napětí, tedy do hranice NN. Omezení nejvyšší napěťové hladiny má jednak technické důvody jako jsou vyšší nároky na izolaci, bezpečnost ale také především, aby tyto instalace mohly být realizovány a udržovány pracovníky, kteří mohou vykonávat práce na elektrických zařízeních pod napětím právě do hladiny NN. Při sériovém zapojení panelů je vytvářen řetězec s vyšším napětím, a tedy i výkonem při zachování hodnoty proudu  $I_{mp\_STC}$ . Sériové řazení tak zvyšuje výkon při zachování stejného proudu, což pro referenční a nominální výrobu nehraje roli, je to ale kladné při určování celkové výroby FVE, neboť elektrické ztráty jsou úměrné kvadrátu proudu, a proto je vhodné proud minimalizovat.

Při ideálním paralelním řazení řetězců nebo panelů dochází k součtu proudů  $I_{mp\_STC}$ , přičemž napětí je rovno jednomu z řetězců nebo panelů. Při ideálních podmínkách mají stejnou hodnotu napětí oba spojované elementy, výsledné napětí je tak jedním z napětí řetězců nebo panelů. K paralelnímu řazení dochází spíše jen u řetězců, které jsou složeny z jednotlivých sériových kombinací panelů. Paralelní řazení panelů v řetězci se spíše neprovádí.



Obrázek 17 – Referenční výroba  $E_{ArrRef}$  vlevo a nominální výroba  $E_{ArrNom}$  vpravo

Pro klasifikaci určité ideální výroby FV pole se rozlišují dva typy. Jedním z nich je **referenční výroba**  $E_{ArrRef}$ , která je pouhým součtem všech referenčních výrob panelů použité v dané instalaci při dopadu

$G_{in}$  na fotovoltaické články. Tato hodnota tedy nijak nereflkuje optické ztráty, pouze udává obraz o vyrobené energii FV pole, kdyby panely přeměňovaly energii s účinností jako při STC. Je tedy závislá na hodnotě dopadené intenzity záření  $G_{in}$ , což vytváří závislost na lokalitě spolu s místními klimatickými podmínkami, úhlu sklonu  $\beta$  a orientace  $\alpha$ . Referenční výroba není nijak závislá na GCR ani náklonu terénu  $\gamma$ .

Druhým typem je **nominální výroba**  $E_{ArrNom}$ , která zahrnuje i optické ztráty na FV panelech. Zde se tedy vyskytují i optické ztráty, nicméně nejsou zde nijak zahrnuty elektrické ztráty stíněním. Oproti referenční výrobě je nominální závislá i na vlivech stínění a je tedy závislá i na GCR.

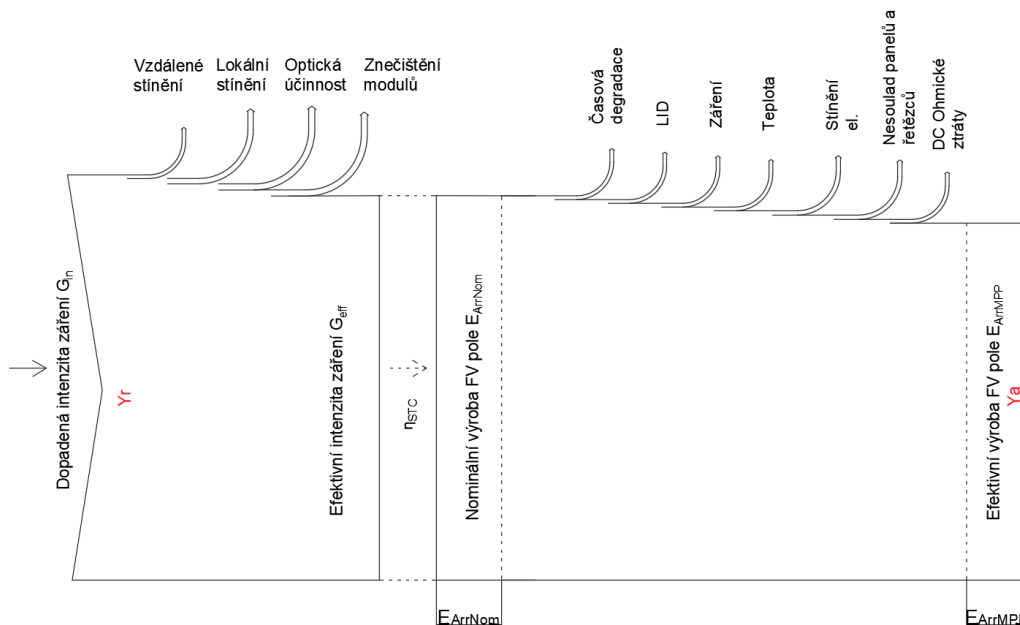
Ve většině instalací je využíváno jednoho druhu FV panelu, instalovaný výkon FV elektrárny  $P_{Install}$  je tak roven součtu  $P_{mp\_STC}$  všech použitých panelů. V souvislosti s referenční výrobou je také definován referenční energetický výnos FV pole  $Y_r$ . Ten je udáván poměrem referenční výroby  $E_{ArrRef}$  a instalovaného výkonu FV pole  $P_{Install}$ .

$$Y_r = \frac{E_{ArrRef}}{P_{Install}} \quad [MWh \cdot MWp^{-1} \cdot rok^{-1}; MWh \cdot rok^{-1}, MWp] \quad (2.6)$$

Díky poměru výroby s výkonem je výnos  $Y_r$  zcela nezávislý na deklarované účinnosti FV panelů, neboť jak číselník, tak jmenovatel jsou na účinnosti přímo závislé. Výnos je standardně určován pro celý rok, lze se ale setkat i s průměrným denním výnosem, v této práci bude nicméně výnos vždy udáván roční.

## 2.5. Efektivní výroba fotovoltaického pole

V předchozí kapitole byla určena hodnota referenční výroby při podmínkách účinnosti konverze stejné jako při STC a při bezztrátovém spojování řetězců. Ve skutečnosti ale FV panely ztrácí podstatnou část výrobního potenciálu právě v důsledku poklesu účinnosti v závislosti na hodnotě záření a teplotě článků. Zároveň nelze ve FV poli opomenout elektrické ztráty při vytváření sérioparalelních kombinací a na elektrických spojích.



Obrázek 18 – Efektivní výroba FV pole

Od nominální výroby  $E_{ArrNom}$  je nejdříve odečtena hodnota ztrát vlivem časové **degradace** panelů. Jedná se o velmi specifické odvětví ztrát, které je těžké obecně klasifikovat pro veškeré fotovoltaické panely, neboť vliv na časovou degradaci je velmi individuální pro konkrétní technologie panelů a specifické

výrobní postupy u renomovaných výrobců. Hlavní rozdíly jsou jednak mezi tenkovrstvými a objemovými materiály, jsou také ale i mezi polykrystalickým a monokrystalickým křemíkem. Zároveň je proces časové degradace statistickým jevem, nelze ho tak jednoznačně kvantifikovat pro celé FV pole. Navíc je degradace rozdílná i v průběhu technického života FV panelů. Většinou dochází k intenzivnější degradaci na počátku mezi 0 až 10 lety, posléze je pokles výkonu menší až do konce životnosti garantované výrobcem.

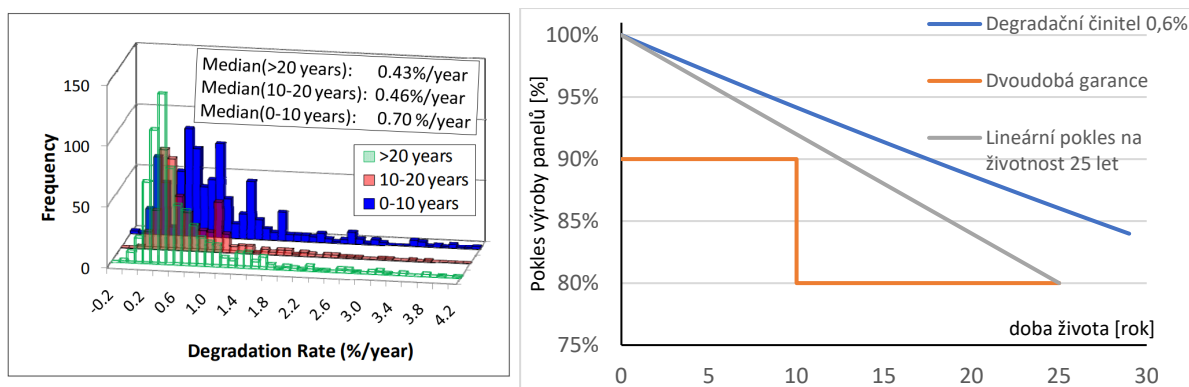
Výrobce FV panelů buďto garantuje standardní záruku, která zahrnuje právě dobu života obvykle na 25 nebo 30 let, ve které výkon panelů neklesne pod 80 % svého původního výkonu, na druhou stranu ale nijak negarantuje pokles výkonu v průběhu doby života panelů. Pokles tak může být zpočátku velmi strmý a pak se držet na nízké hodnotě blízké 80 % svého původního výkonu, a přitom garance není nijak porušena. Rozšířením oproti tomuto standardnímu modelu záruky je garance dvojí doby, kdy výrobce garantuje jednak dobu životnosti na 80 % původní výroby, ale také dobu životnosti například na 90% původní výroby. Tato doba je obvykle 10 nebo 12 let. Dalším způsobem je garance lineárního poklesu výroby do určené doby života T. Ta opět může být na 80 % nominálního výkonu, každopádně dnes již tato hodnota bývá větší. Pro výpočet je určena rovnice (2.7), kde i reprezentuje daný rok, T garantovanou dobu života a 0,8 je procentuální výkon na konci doby tohoto života.

$$P_{panel(i)} = P_{panel(0)} \cdot \left( \frac{0,8-1}{T} \cdot i + 1 \right) \quad [MWp; MWp, rok, rok] \quad (2.7)$$

V některých případech je garance uváděna tak, že je určen postup časové degradace degračním činitelem  $d_r$  většinou pro jednotlivé období. Z počátku tak bude tento degrační činitel větší a pro delší časové období se již pak bude zmenšovat.

$$P_{panel(i)} = P_{panel(0)} \cdot (1 - d_r)^i \quad [MWp; MWp \cdot MWp^{-1}, rok] \quad (2.8)$$

Degrační činitel se pro monokrystalické panely pohybuje mezi 0,2 až 1 %, přičemž za medián lze považovat pro aktuální panely 0,5 %. U posledních dvou typů záruk garantuje výrobce tedy i průběh degradace v čase, nicméně je potřeba říct, že výrobci uvádějí degradaci spolu s počátečními ztrátami v důsledku vlivu LID, nicméně v této práci je LID samostatnou částí ztrát. Výrobci při garantování průběhu tak většinou vychází z již sníženého výkonu o tyto počáteční snižující prvky, a proto křivka garantované výroby často nezačíná ve 100 % na rozdíl oproti tomu jak zde je zobrazeno viz Obrázek 19 vpravo.



Obrázek 19 – Histogram degračního činitele pro různé časové období pro monokrystalický křemík vlevo, výroba snižená o časovou degradaci vpravo<sup>27</sup>

Vliv časové degradace je tedy závislý na čase. V prvním roce tvoří pouze desetiny procent ztrát, nicméně v delším časovém horizontu se stane dominantní ztrátou a je tedy jednou z nejdůležitějších

<sup>27</sup> JORDAN, Dirk C. a Sarah R. KURTZ. Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review: To be published in Progress in Photovoltaics: Research and Applications. NREL [online]. U.S. Department of Energy, 2012 [cit. 2022-02-11]. ISSN NREL/JA-5200-51664. Dostupné z: <http://www.osti.gov/bridge>



prvků optimalizace FV pole. Ovlivnění těchto ztrát je možné pouze volbou vhodných kvalitních panelů, pokud možno se zaručenou zárukou na minimální postupný pokles výroby. Garantovaný pokles je také podmíněn správnou instalací a dodržení technických podmínek určených výrobcem.

**LID (světelně indukovaná degradace)** je jev, ke kterému dochází v rámci řádu jednotek hodin po prvním vystavení panelů slunečnímu záření. K této degradaci dochází v důsledku vystavení FV článku UV zářením a dalších přírodních faktorů. Nejvíce se projevuje u křemíkových objemových krystalických článků a u článků z amorfního křemíku. U objemových materiálů je spojen s tvorbou oxidů bórů, které vznikají při přítomnosti kyslíku v roztaveném křemíku během Czochralského procesu. Tyto oxidy redukuje transport nosičů náboje a výrazně tak přispívají k rekombinačním ztrátám. Bór se využívá jako dopant pro vrstvy typu P, z toho důvodu je LID nejvíce znatelné u článků, které využívají právě jako hlavní vrstvu typ P dotovaný bórem. Tyto články se vyrábí metodou PERC, která přitom tvoří dominantní část výrobního procesu na dnešním trhu s fotovoltaickými panely.<sup>28</sup> LID je závislé na kvalitě výrobního procesu daného modulu, přičemž hodnota ztrát se pohybuje mezi 1 až 3 %. Jedinou možností pro investora, jak tyto ztráty potlačit je vhodnou volbou kvality vybraných panelů nebo výběrem panelů, které využívají hlavní vrstvu typu N. Tyto články s N vrstvou jsou vyráběny metodou PERT a jsou považovány za jistou náhradu současných majoritních článků typu PERC, jejich zastoupení na trhu je nicméně stále malé.

**Záření** je nejen původce výroby elektrické energie, ale je také zdrojem ztrát ve FV poli. Ztráty jsou především patrné při nižších hodnotách intenzit záření proto se také tyto ztráty někdy označují jako ztráty nízkým zářením, a to především také z toho důvodu, že se FV panely po většinu času nachází pod intenzitou záření nižší než při STC. Na druhou stranu je nutné zmínit, že tyto ztráty vznikají i při vyšších hodnotách záření než STC, nicméně právě z důvodu nižšího výskytu takových podmínek se alespoň v ČR tolik neuplatní. S růstem intenzity záření stoupá úměrně hodnota proudu nakrátko  $I_{SC}$  a tedy i  $I_{MP}$ , logaritmičtě také stoupá hodnota  $U_{OC}$ , celkový výkon panelu  $P_{MP}$  tak stoupá. V případě určení účinnosti je obtížné izolovat pouze samotný vliv záření, neboť se zvyšujícím se zářením roste i teplota v daném článku, hodnoty rekombinačních a diodových ztrát, mění se ale i také elektrické vlastnosti jako sériový a paralelní odpor. Rozhodně se tedy nejedná o lineární systém, ve kterém by šlo hodnotu účinnosti izolovat jen v závislosti na dopadajícím záření. Pro pochopení lze nicméně matematicky vyjádřit závislost účinnosti na intenzitě záření pro nulový sériový odpor, nekonečný paralelní odpor a konstantní teplotě odpovídající při STC. Při pohledu viz rovnice (2.4) lze dosadit za  $I_{MP\_STC}$  násobek konstanty  $G_I$  a intenzity záření  $G$ , za  $G_{STC}$  lze dosadit  $G$  a za  $U_{MP\_STC}$  lze dosadit  $U_{OC}$ , které je logaritmičtě závislé na ozáření, přičemž vznikne tak rovnice (2.9), kde  $a$  a  $b$  jsou konstanty.

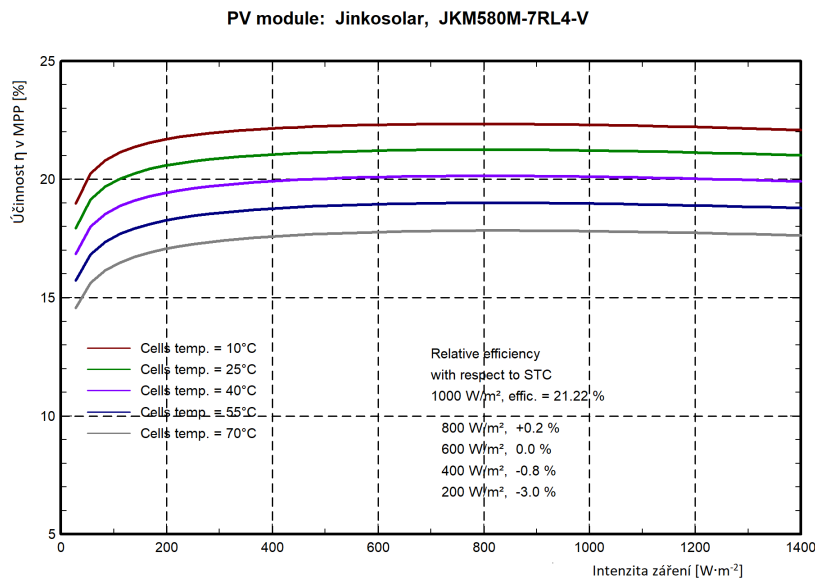
$$\eta = \frac{G_I \cdot G \cdot U_{OC}}{G \cdot S} \approx \frac{G_I \cdot a \cdot \ln \frac{G_I \cdot G}{b}}{S} \quad [--; m^2 \cdot V^{-1}, W \cdot m^{-2}, V, W \cdot m^{-2}, m^2] \quad (2.9)$$

Účinnost tak logaritmičtě stoupá se zářením, nicméně při započtení nenulového sériového odporu a určitého paralelního odporu vznikají při zvýšeném ozáření větší ohmické a napěťové ztráty. Tím je myšlen jednak fakt, že s navýšením proudu stoupají s kvadrátem ztráty na tomto odporu, ale také výstupní napětí je menší o hodnotu tohoto napěťového úbytku. To způsobuje, že na článku je ve skutečnosti větší napětí než na výstupních kontaktech, přičemž vyšší napětí způsobuje větší rekombinační a diodové ztráty. Účinnost v závislosti na ozáření tak může stoupat až do určitého zlomového bodu po kterém nárůst celkových ztrát převyší hodnotu zisku napětí a proudu a účinnost začne naopak klesat. Tento bod přitom je přitom závislý na kvalitativních parametrech daného modulu a může se vyskytovat před zářením při STC. To znamená, že samotný FV panel může mít při zachování teploty a koeficientu atmosférické masy bod s vyšší účinností než určenou při STC. Tento bod se přitom bude nacházet v oblasti nižšího záření než při záření STC, nicméně většina dnešních kvalitních

<sup>28</sup> Understanding LID (Light Induced Degradation) and its effects on solar panels [online]. Novergy Energy Solutions, 2020 [cit. 2022-02-15]. Dostupné z: <https://www.novergysolar.com/understanding-lid-light-induced-degradation-and-its-effects-on-solar-panels/>



moderních panelů má silně redukovanou hodnotu sériového odporu, bod maxima účinnosti se tak většinou nachází velmi blízko u STC. Například konkrétně pro modul Jinkosolar JKM580M-7RL4-V je možné na obrázku níže pozorovat, že se maximum nachází při teplotě 25 °C v oblasti okolo 800 W·m<sup>-2</sup>.



Obrázek 20 – Závislost účinnosti panelu Jinkosolar JKM580M na intenzitě záření pro různé teploty<sup>29</sup>

Ztráty tak vznikají především při vyšším výskytu výroby v oblastech výrazně nižšího záření, v celkové roční měřítku se projeví v řádech desetin procent. Z hlediska optimalizace lze tyto ztráty potlačit výběrem kvalitních modulů od renomovaných výrobců, na druhou stranu tyto ztráty se projeví výrazně méně oproti ztrátám tepelným.

**Teplota** článků je velmi podstatným faktorem při určování celkových ztrát ve FV poli. Při STC je definována na 25 °C, nicméně články uložené v modulu při instalacích v oblasti ČR budou po většinu času operovat při vyšší pracovní teplotě. S vyšší teplotou klesá lineárně napětí  $U_{OC}$  a logaritmičticky stoupá  $I_{SC}$ , výkon  $P_{MP}$  ve výsledku tedy klesá. Teplota článků je závislá na hodnotě záření a velikosti ztrát vzniklých při neabsorpci záření plného spektra. Optické ztráty jsou tak jedním z hlavních faktorů pro ohřívání solárních článků, přičemž ohřátí vede k následným tepelným ztrátám. Pro tyto tepelné ztráty je zcela zásadní, jak je FV modul schopen odvádět vzniklé teplo v článcích do svého okolí. Nejvíce tepla je přitom odvedeno na přední a zadní straně FV modulu. Pokud bude tedy situace při STC, tedy při 25 °C, platí, že čím má panel větší účinnost, vznikají na něm při činnosti menší tepelné ztráty a při vzniku těchto ztrát je schopen je lépe odvést do svého okolí. Se vzrůstající teplotou bude hodnota tepelných ztrát narůstat, na druhou stranu bude ale i schopnost odvádět tyto tepelné ztráty do okolí vyšší. Schopnost odvedení tepla je závislá na fyzikální podstatě šíření tepla, které se dělí na vedení, proudění a záření. Vedení tepla je závislé na použitých typech materiálů a jejich tloušťce, především od přední nebo zadní vrstvy k samotnému článku. Materiál, který je využíván pro přední a zadní laminaci FV článků ve FV panelu, by měl být efektivní vodič světla, měl by dobře chránit FV články před vnějším okolím, ale zároveň by měl být i dobře tepelně vodivý. Proudění je ve venkovních standardních podmínkách závislé především na rychlosti větru. Záření je závislé na teplotě okolí a okolních předmětů, přičemž je úměrné rozdílu čtvrté mocniny teplot článků a okolí, uplatní se tak především při vyšších teplotách.

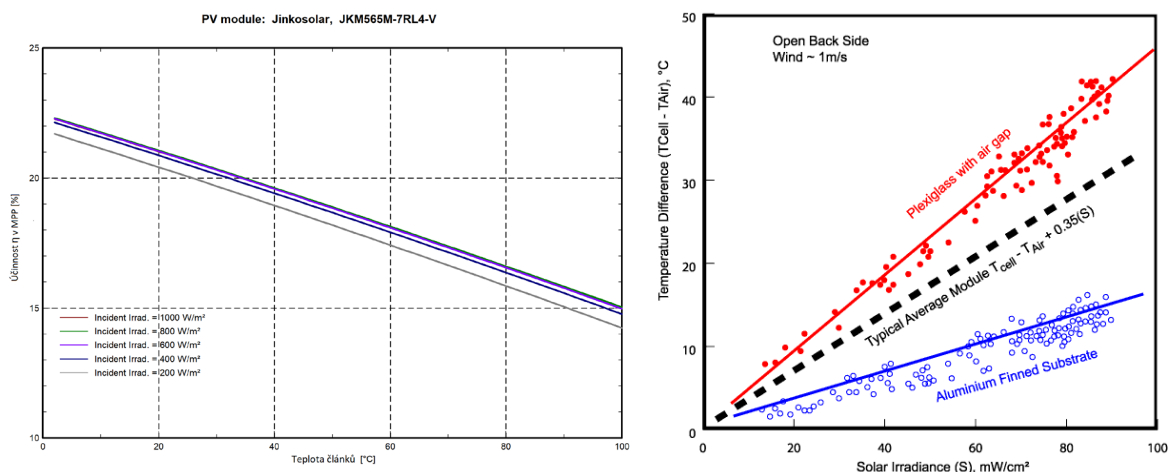
Pro klasifikaci tepelných ztrát se v technických údajích modulů uvádějí teplotní koeficienty, které určují pro  $P_{MP}$ ,  $U_{OC}$  a  $I_{SC}$  procentuální pokles nebo růst při změně teploty od teploty při STC. Při pohledu viz

<sup>29</sup> PVSyst. PVSyst [software]. 1. července 2011 [cit. 2012-02-17]. Dostupné z: <https://www.pvsyst.com/>

rovnice (2.10) je procentuální změna některé z vyjmenovaných veličin značena zde jako  $\Delta x$  rovna rozdílu teplot přenásobené daným teplotním koeficientem.

$$\Delta x = (T_{\text{článeků}} - T_{STC}) \cdot k_x \quad [%; \text{ }^\circ\text{C}, \text{ }^\circ\text{C}, \% \cdot \text{ }^\circ\text{C}^{-1}] \quad (2.10)$$

Pro panely se určují elektrické veličiny nejen při STC ale i při nominální operační teplotě článků NOCT nebo modulů NOMT. Kromě elektrických veličin je určena také samotná teplota NOCT či NOMT. Je to teplota, která je naměřena při intenzitě záření  $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , AM 1.5, teplotě okolí  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  a rychlosti větru  $1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ . NOCT se pro panely pohybuje mezi  $30$  až  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ , přičemž čím větší je teplota, tím je panel méně kvalitní. Co se týká účinnosti platí, že při konstantní hodnotě záření a rostoucí teplotě dochází k poklesu výkonu  $P_{MP}$  a účinnost tedy klesá stejně jako tento výkon v závislosti na teplotním koeficientu. Je-li záření konstantní, pak teplota článků je ovlivněna právě schopností odvodem tepla, přičemž ta může záviset například na rychlosti větru. Teplota článků je nicméně přímo ovlivněna právě hodnotou záření, proto tedy platí, že v případě rostoucího záření může docházet k poklesu ztrát zářením viz přechodný bod, zároveň ale dochází k růstu teploty článků, a naopak tedy rostou ztráty teplotní. Pro názornost je vynesena závislost účinnosti panelu Jinkosolar JKM565M-7RL4-V na teplotě článků pro různé hodnoty intenzit záření viz Obrázek 21 vlevo.



Obrázek 21 – Závislost účinnosti panelu Jinkosolar na teplotě článků vlevo<sup>30</sup>, závislost teplotního rozdílu článku a okolí na ozáření pro různé typy panelů vpravo<sup>31</sup>

Závislost teploty článků na záření lze zjednodušeně vyjádřit lineárním vztahem. Ten přitom respektuje fakt, že teplota článků roste úměrně se zářením, kde NOCT určuje směrnici dané závislosti. Ta je přitom ovlivněna právě schopností efektivně odvádět teplo do okolí.

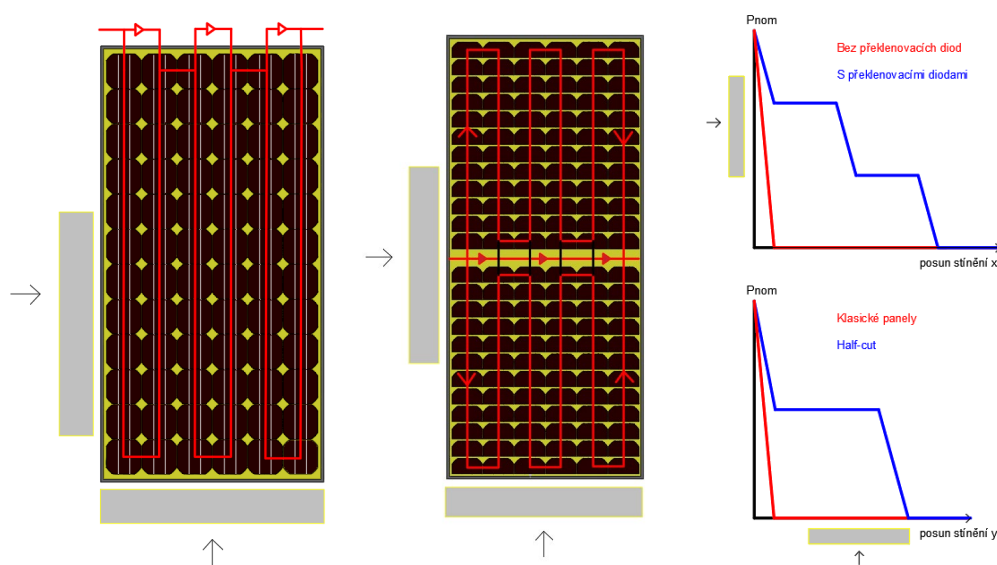
$$T_{\text{článeků}} = T_{\text{okolí}} + \frac{NOCT - 20}{80} \cdot G \quad [^\circ\text{C}; \text{ }^\circ\text{C}, \text{ }^\circ\text{C}, \text{ mW}\cdot\text{cm}^{-2}, \text{ mW}\cdot\text{cm}^{-2}] \quad (2.11)$$

Roční teplotní ztráty se mohou pohybovat v desetinách nebo v jednotkách procent. Úhrn těchto tepelných ztrát závisí především na místních lokálních klimatických podmínkách. V případě venkovní instalace panelů v řadách se mohou ztráty jen mírně měnit v závislosti na GCR. Při méně zahuštěném poli jsou panely efektivněji chlazené větrem a mohou více vyzařovat, pokud je tedy FV pole více zahuštěné, měly by teoreticky tepelné ztráty růst. Ve skutečnosti ale celkové ztráty při zahuštěném poli, tedy při velkém GCR, klesají. Je to z toho důvodu, že si panely navzájem více stíní, vznikají tak přídatné ztráty zastíněním, celková hodnota dopadeného záření na plochu panelu je tak menší. Z toho důvodu je i průměrná teplota panelů menší, a proto tyto ztráty klesají.

<sup>30</sup> PVSyst. PVSyst [software]. 1. července 2011 [cit. 2012-02-17]. Dostupné z: <https://www.pvsyst.com/>

<sup>31</sup> HONSBURG, Christiana a Stuart BOWDEN. PV Education: Solar energy. Pveducation [online]. [cit. 2022-02-04]. Dostupné z: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/modules-and-arrays/nominal-operating-cell-temperature>

**Stínění** již bylo zmíněno v kapitole 2.2, nicméně bylo zde zahrnuto pouze faktický pokles dodaného záření na celou plochu FV panelu. Ztráty stíněním se nicméně po transformaci záření projeví také v samotném řetězci panelů. Základní stavební kámen tvoří FV panel, který se skládá z propojených FV článků. Takové propojení může tvořit například sérioparalelní kombinace, kde je uspořádáno 72 článků v sérii paralelně s dalšími 72 články. Pro každou sériovou kombinaci nicméně platí, že proud bude omezen nejnižší hodnotou proudu, který se bude nacházet na nejméně ozářeném nebo nejvíce poškozeném či degradovaném článku. Je-li tedy jeden článek zastíněn, je proudově omezena takto celá řada článků. Z toho důvodu se ve FV panelech instalují překlenovací diody, které jsou schopny proudově překlenout danou zastíněnou řadu a výkon tak omezit méně. Pro příkladové uskupení 72 článků si lze představit například 3 překlenovací diody. Je-li tedy jeden článek zcela zastíněn, může překlenovací dioda vést proud pro zbylé 2 řady a výkon tedy poklesne teoreticky pouze o 1/3. Při paralelní kombinaci dvou větví při zastínění jednoho či více článků se sice v jedné větvi mění napětí oproti druhé větvi, nicméně změna napětí na záření je jen minimální, dochází tak jen k velmi malým ztrátám. Pro elektrické ztráty je tedy podstatné, jak jsou články v modulu uspořádány a jak jsou uspořádány panely v samotných řetězcích, protože řetězce se skládají opět ze sériové kombinace panelů. Zde platí stejná pravidla jako pro sériovou kombinaci článků, je-li tedy jeden panel v řetězci zastíněn, je proud celého řetězce omezen právě hodnotou tohoto nejméně ozářeného panelu. Překlenovací diody tak mají ještě větší význam, neboť v případě zastínění jednoho článku by došlo k omezení proudu v celém řetězci panelů. Z toho důvodu se také řetězce nemusí skládat jen ze sériové kombinace panelů ale i z paralelní kombinace dvou nebo více panelů vždy v sérii. Paralelní kombinace tak může pomoci proti ztrátám zastínění, může ale výrazně zhoršit elektrické ztráty na vedení. Pro představu dnešní panel disponuje typicky proudem okolo 11 A, při paralelní kombinaci tak jde již do invertoru 22 A. Max proud bude omezen maximálním proudem na vstupu do invertoru, kabeláží a únosností ztrát, a proto se nejčastěji vyskytují jen 2 řetězce paralelně na jeden vstup střídače. Vyšší počet se využívá jen u centrálních střídačů, ale také v omezené míře.



Obrázek 22 – Grafické zobrazení zastínění klasického panelu se 72 články v sérii se 3 překlenovacími diodami vlevo, zobrazení panelu typu Half-cut vpravo

Při pohledu viz Obrázek 22 jsou panely postaveny na výšku a jsou zde naznačeny směry zastínění. Pokud je tedy panel stíněn zdola, což odpovídá případu, kdy jsou panely postaveny na výšku v řadách za sebou, dochází k zastínění 6 článků v sérii. V takovém případě je každá větev s překlenovací diodou zastíněna a proud je tak omezen v každém článku. Výkon panelu je minimální a ztráty stíněním jsou tak maximální. Při zastínění z boku situace odpovídá rozložení na šířku, kdy dochází k zastínění přední řadou panelů. Zastíněno je tak 12 článků, avšak výkon klesá teoreticky pouze o 1/3, neboť zbylé 2 větve mohou dále bez omezení produkovat dostatečný proud. Na uvedeném příkladu je také zobrazen

moderní panel typu Half-Cut. U něho platí obdobná pravidla, nicméně pro zastínění zdola při rozložení na výšku je výkon teoreticky omezen na  $1/2$ . V případě rozložení na šířku je teoretický pokles o  $1/3$  stejný jako u klasických panelů. Pro aplikace FV polí je tak vhodnější využívat rozložení na šířku, nicméně je nutné zdůraznit, že jednak musí výrobce panelů tuto pozici z hlediska instalace povolit a také na to musí být uzpůsobeny konstrukce. Navíc z hlediska montáže a údržby panelů je vhodnější volit postavení na výšku. Součástí nabídky dnešních solárních panelů jsou také tenkovrstvé panely, u kterých se ztráty zastíněním chovají trochu odlišně od objemových materiálů, nicméně v dnešních nových instalacích je tento typ panelů využíván jen zřídka a proto zde nebude nijak podrobněji zkoumán. Celkové roční ztráty jsou závislé na typu využitých panelů ve FV poli, způsobu uložení a hodnotě stínění, přičemž stínění je závislé na GCR. Ztráty stíněním se mohou pohybovat v jednotkách procent.

**Nesoulad panelů a řetězců** jsou ztráty způsobené v důsledku rozdílu elektrických veličin panelů v řetězcích. V kapitole 2.4 bylo určeno, jak se počítá s elektrickými veličinami při ideální sériové a paralelní kombinaci FV panelů, které vykazují vždy stejné parametry. Ve skutečnosti se panely stejného modelu budou svým chováním mírně od druhého lišit. To je způsobené tím, že panely již ihned po výrobě vykazují mírné odchylky napětí a proudu při stejných podmínkách, protože samotné panely se skládají z fotovoltaických článků uspořádaných v sérioparalelní kombinaci. Technicky není proveditelné, aby všechny články měly vždy stejné vlastnosti. Při stejné teplotě tak mohou stejné panely vykazovat trochu jiné hodnoty napětí, při stejném ozáření pak trochu jiné hodnoty proudu. Obvykle jsou tak výkonové parametry například při STC udávány s jistou odchylkou, která může být  $\pm 2\%$ . Při sériové kombinaci panelů v řetězci dochází k tomu, že proud v řetězci bude úměrný hodnotě proudu panelu s nejmenší hodnotou. Ostatní panely tak budou při stejném ozáření generovat menší výkon, než by generovali samostatně. Napětí je pak rovno součtu napětí všech panelů, které se tedy také může mírně lišit. To sice pro osamocený řetězec nějaké velké ztráty nezpůsobí, problém ale nastane, pokud řetězec bude zapojen paralelně s jiným řetězcem. V takovém případě totiž dojde ke spojení řetězců s trochu odlišným napětím, výsledkem tak bude jedno výstupní napětí, které bude mírně vyšší než přirozená hodnota prvního řetězce a mírně nižší než přirozená hodnota druhého řetězce. Mezi řetězci potečou vyrovnávací proudy, které způsobí výsledný menší výkon na vstupu střídače. Jednou z možností, jak zabránit těmto vyrovnávacím proudům je blokovácí dioda u každého řetězce, nicméně tato dioda bude po celou dobu výkonově namáhána a při její poruše dojde k odstavení celého řetězce, je tedy otázkou, zda taková řešení mají ekonomický smysl, neboť ztráty při nevýrobě mohou převýšit celkový zisk potlačených ztrát nesouladem.

Součástí ztrát nesouladem jsou také ztráty při hledání bodu nejvyššího výkonu pro daný panel. Z VA charakteristik jednotlivých panelů platí, že bude existovat právě jeden bod, ve kterém bude výkon daného panelu maximální. Tento bod označován jako MPP je charakterizován při  $U_{MP}$  a  $I_{MP}$ . Střídač jako samotné zařízení má zprostředkovat jednak samotnou přeměnu stejnosměrného napětí a proudu na střídavý, má ale také docílit, aby se panely v řetězcích nacházeli právě v bodě MPP. Vzhledem k tomu, že střídače jsou nejčastěji koncipovány tak, že na jejich stejnosměrném vstupu je řetězec nebo sada řetězců, nastavuje zátěž pro celý řetězec, nikoliv individuálně pro každý panel. To způsobí, že ne každý panel v řetězci bude přímo v bodě MPP, jeho potenciál tak nebude naplno využit. Tyto ztráty jsou součástí ztrát nesouladem a jejich potlačení je možné jen v rámci optimalizace hledání bodů MPP. Tím je jednak myšlen vhodný výběr střídače se spolehlivým algoritmem pro hledání MPP, dále pak decentralizace střídačů vůči řetězcům, tedy čím méně panelů se nachází v řetězci na jeden algoritmus hledání MPP, tím jsou tyto ztráty více potlačeny. Nejvíce se tyto ztráty projeví například u centrálních střídačů, které se prezentují velkým počtem připojitelných panelů na vstup a malým počtem algoritmů MPP. Mohou tak například disponovat větší operační účinností než decentrální, ale zvýšené ztráty nesouladem způsobí nárůst celkových ztrát a výsledný energetický zisk bude menší.

Celkové ztráty nesouladu panelů a řetězců odpovídají rozdílu výkonu při ideálních sériových a paralelních kombinacích, tedy součtu  $P_{MP}$  jednotlivých panelů, a výkonu určeného z VA křivek všech panelů v superpozici pro danou kombinaci. V rámci FV polí mohou v prvním roce výroby tvořit ztráty

nesouladem jednotky procent, přičemž jsou závislé především na kvalitě daných modulů a typem zapojení řetězců. Teoreticky by neměly být nijak ovlivněny hodnotu GCR. Ztráty nesouladem jsou nicméně velmi výrazným prvkem při určování ztrát v delším časovém období stejně jako tomu je u ztrát vlivem degradace. Jak již bylo zmíněno, panely vlivem času degradují a mění své elektrické vlastnosti. Degradace je přitom nahodilý proces, který u každého panelu probíhá trochu jinak. Výsledkem je tak po čase řetězec, který bude složen z panelů v různých stádiích degradace. Ztráty vlivem poklesu výroby jsou již zahrnuty v časové degradaci, nicméně zde vznikají přídavné ztráty nesouladem, neboť proud v řetězci bude omezen nejvíce degradovaným panelem. Opět se tyto ztráty projeví, pokud je více řetězců řazeno paralelně před vstupem do střídače do jednoho algoritmu MPP. Výpočet těchto ztrát pro konkrétní rok života FV elektrárny je komplikovaný, neboť časová degradace vychází ze statické predikce, výpočet je tedy závislý na stochastických metodách jako je například analýza Monte Carlo. Podstatné je tedy zdůraznit, že nárůst celkových ztrát vlivem času se tedy neprojeví jen poklesem na samotných FV panelech ale i vzrůstem těchto ztrát nesouladem.

**DC Ohmické ztráty** jsou v této části relativně dobře ovlivnitelnou položkou z hlediska optimalizace. Pro minimalizaci je nejlepší, když jsou řetězce provozovány na pokud možno co největším napětí, neboť ztráty na vedení odpovídají kvadrátům stejnosměrného proudu a odporu spojení  $R_{vDC}$  panelů v řetězci se střídačem. Stejnosměrné ohmické ztráty vznikají na stejnosměrných kabelech, spojkách, konektorech propojující jednotlivé panely a řetězce až k měničům. Vzhledem k tomu, že panely jsou provozovány na nejvyšší napětovou hladinu 1500 V, je důležité pro minimalizaci těchto ztrát jednak využívat elektrické vodiče s dostatečným průřezem a umísťovat střídače co možná nejbližší k panelům. Spojování panelů do série nicméně většinou probíhá přímo přes kabely, které jsou již součástí modulu při koupi. To šetří celkovou délku spojení a ulehčuje instalaci, nicméně nelze již návrhem ovlivnit celkový odpor sériové kombinace řetězce. Jediné, co lze tedy přímo ovlivnit jsou kabely propojující boxy vyvedených řetězců se střídači. Zde lze měnit průřez vodičů pro dané kabely, především však lze měnit vzdálenost umístění střídače od řetězců. Ta je přitom závislá na vyžití centrálních nebo decentrálních střídačů, umístění invertorů apod. Solární kabely na FV panelech jsou většinou tvořeny vodičem s průřezem 4 nebo 6 mm<sup>2</sup>. Určení ohmických ztrát by mělo být vypočítáno pro každý řetězec zvlášť pro každou hodinu v závislosti na protékajícím proudu a výsledné ztráty by pak měly být sečteny a vyhodnoceny. V rané fázi projektové přípravy nelze nicméně tak přesně určovat konkrétní materiály a řetězce, využívá se tak ztrátového zlomku *LossFrac*, který je definován poměrem všech ztrát všech řetězců vůči výkonu FV pole.<sup>32</sup>

$$LossFrac = \frac{R_{vDC} \cdot I^2}{P} \quad [-; \Omega, A, W] \quad (2.12)$$

Ztrátový zlomek lze dopředu odhadnout při hodnotě  $P_{STC}$ , tedy jaké ztráty vznikají, pokud FV pole produkuje výkon jako při STC. Pro představu tento zlomek se obvykle může pohybovat mezi 1 až 3 %. Na základě toho je přepočtena pro řetězce hodnota součinu  $R_{vDC} \cdot I^2$ . V závislosti na rozložení jednotlivých řetězců je určen proud v jednom řetězci, a tedy i hodnota odporu  $R_{vDC}$ . Ztrátový zlomek je pak vypočítán pro každou hodinu zvlášť následujícím vztahem.

$$\frac{P_{Ohmické\ ztráty\ řetězce}}{P_{řetězce}} = R_{vDC} \cdot \frac{I_{řetězce}}{U_{řetězce}} \quad [W, W; \Omega, A, V] \quad (2.13)$$

Pokud tedy FV pole generuje menší hodnotu výkonu než při STC, ohmické ztráty klesají. Pokud dojde například k menšímu záření, dojde k poklesu proudu řetězce a ke kvadratickému zmenšení ohmických ztrát. Na druhou stranu, pokud dojde ke zmenšení výkonu v důsledku navýšení teploty článků, dojde ke snížení výstupního napětí řetězce, proud mírně vzroste a ztráty tak ve výsledku vzrostou. Je tedy nutné počítat ohmické ztráty nejen v závislosti na poklesu výkonu, ale v závislosti na okamžitých hodnotách napětí a proudu. Pro ČR platí, že po většinu času bude hodnota záření menší než při STC,

<sup>32</sup> Array ohmic wiring loss. PVsyst 7 Help [online]. 2021 [cit. 2022-02-19]. Dostupné z: [https://www.pvsyst.com/help/ohmic\\_loss.htm](https://www.pvsyst.com/help/ohmic_loss.htm)

proto celkové roční ohmické ztráty nepřesáhnou předem volený ztrátový zlomek. V případě teoretické fixované hodnoty výkonu a změny plochy při proměnném GCR (vzdálenosti mezi řady jsou proměnné) bude mít na zjednodušený výpočet vliv jen hledisko stínění. Při vyšším GCR (tedy při více zahuštěném poli) bude hodnota stínění vyšší, a tedy hodnota proudu na panelech nižší. V důsledku toho budou mírně ohmické ztráty s rostoucím GCR klesat. Velikost celkových ročních ohmických ztrát se může pohybovat mezi 0,5 až 5 % mezi celkovými ztrátami ve FV poli.

**Efektivní výroba** FV pole je určena jako energie všech řetězců dodaná za jeden rok na vstup střídačů a je značena  $E_{ArrMPP}$ . Jedná se tedy o nominální energii  $E_{ArrNom}$  zmenšenou o ztráty ve FV poli. V souvislosti s touto energií je definován energetický výnos FV pole  $Y_a$ . Ten je udáván poměrem efektivní výroby FV pole ku instalovanému výkonu. Narozdíl oproti referenčnímu výnosu  $Y_r$  je již závislý na ztrátách. Ty zahrnují jak optické, tak také ale i veškeré ztráty v řetězcích, v člácích, na panelech a jejich vzájemném pospojování až po vstup na střídače. Při znalosti referenčního a skutečného výkonu FV pole lze také určit normalizované ztráty  $L_c$ . Ty přitom budou děleny na  $L_{c1}$  a  $L_{c2}$ , tedy ztráty optické a ztráty zbylé ve FV poli.

$$Y_a = \frac{E_{ArrMPP}}{P_{Install}} \quad [MWh \cdot MWp^{-1} \cdot rok^{-1}; MWh \cdot rok^{-1}, MWp] \quad (2.14)$$

$$L_c = Y_r - Y_a \quad [MWh \cdot MWp^{-1} \cdot rok^{-1}; MWh \cdot MWp^{-1} \cdot rok^{-1}, MWh \cdot MWp^{-1} \cdot rok^{-1}] \quad (2.15)$$

Stejně jako  $Y_r$  je hodnota  $Y_a$  závislá na dopadené intenzitě záření v závislosti lokace, sklonu a orientace. Bere v úvahu ale také především ztráty vzniklé na FV poli. Ty se dají ovlivnit optimalizací rozložení, výběrem komponentů a kvalitativním provedením správného návrhu. Výnos FV pole již bude závislý na GCR. Při konstantní hodnotě plochy FV pole a růstu GCR budou výrazně růst optické ztráty lokálním stíněním, nejvíce pak ztráty v důsledku elektrického stínění a jen mírně porostou ztráty zářením. Naopak minimálně budou klesat tepelné a ohmické ztráty.

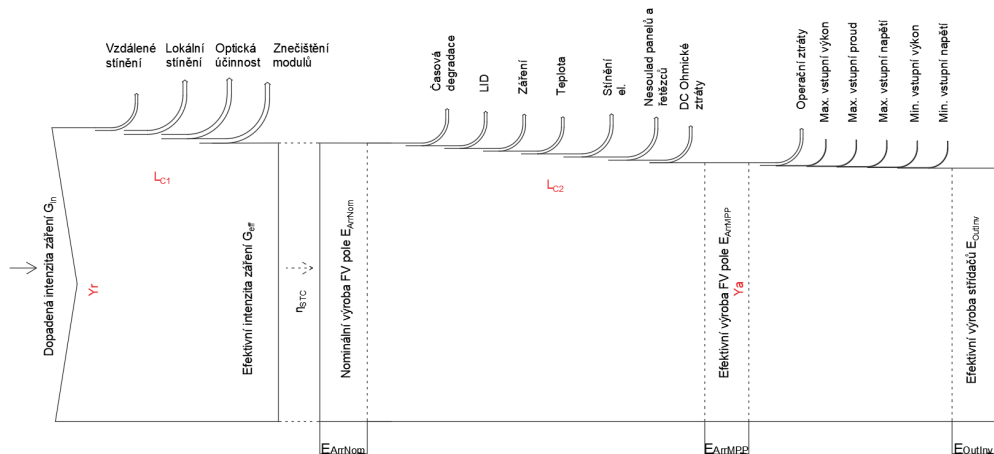
## 2.6. Efektivní výroba střídačů

Střídače mají z energetického pohledu zajistit přeměnu stejnosměrného napětí a proudu z FV pole na střídavé napětí a proud. Zároveň mají udržovat připojené panely co nejlíže v bodě MPP. Přeměna by měla být přitom co nejméně ztrátová. Ztráty na střídači se dělí na základní dvě části, první odpovídá samotné energetické ztrátě v hardwarových komponentech samotného střídače, zbylé pak odpovídají situacím, kdy je řetězec z hlediska VA charakteristiky mimo operační oblast střídače.

Pro klasifikaci velikosti výkonu střídačů je využíván poměr  $p_{nom\_ratio}$ , který odpovídá poměru instalovaného výkonu panelů vůči nominálnímu výkonu na střídačích. Je-li tedy větší jak 1, výkon na DC straně je větší než na AC straně a pokud je menší tak naopak. Vzhledem k tomu, že pro ČR je po většinu času intenzita záření menší než při STC, budou panely dosahovat nižších výkonů než při STC a z toho důvodu bude relevantní uvažovat, že  $p_{nom\_ratio}$  se bude rovnat jedné nebo větší.

$$p_{nom\_ratio} = \frac{P_{install}}{P_{inverter}} \quad [-; MWp, MW] \quad (2.16)$$

Při rané fázi návrhu FVE nelze jasně dopředu říct, který konkrétní střídač je nejlepší pro daný instalovaný výkon. Z toho důvodu je proto právě využívána konkrétní hodnota poměru  $p_{nom\_ratio}$ , která sice nemůže zcela přesně dopředu určit konkrétní hodnotu instalovaného výkonu na střídačích, neboť střídače mají své výkonové řady, výkon se tak bude mírně lišit. Výsledný výkon tak bude muset být sestaven z některých dostupných typů a hodnota skutečného výkonu na střídačích se bude blížit předem odhadnuté hodnotě v rámci  $p_{nom\_ratio}$ .



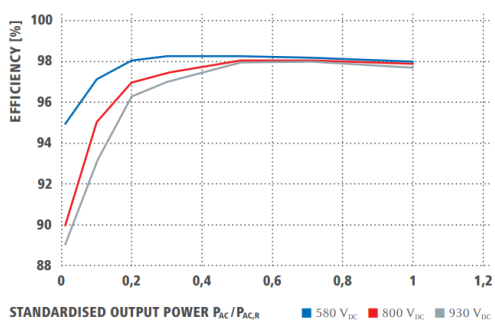
Obrázek 23 – Efektivní výroba FV střídačů

**Operační ztráty** střídače reprezentují veškeré technické ztráty, kdy je napětí, proud a výkon řetězce v operační oblasti střídače. Určení těchto ztrát tedy vychází z určení samotné účinnosti střídače. Ta je samozřejmě individuální pro každý typ střídače. Stejně u FV panelů bude účinnost závislá na teplotě a hodnotě zatížení. Velikost ztrát bude také záviset na velikosti vstupního výkonu FV panelů, vstupním proudem, napětí řetězce a hodnotě účinníku, neboť většina střídačů využívaných ve FV polích je schopna dodávat kromě činného také jalový výkon. Většina výrobců udává v technických listech hodnotu maximální účinnosti  $\eta_{max}$  a hodnotu evropské účinnosti  $\eta_{EURO}$ . Právě kvůli proměnné hodnotě v závislosti na dodávaném výkonu je definována evropská účinnost, která je složena z jednotlivých účinností při různém zatížení vynásobená váhovými koeficienty. Ty respektují, jak často se střídač nejpravděpodobněji bude nacházet v daném výkonovém bodě. Součet účinností násobené percentily pak dává celkovou euro účinnost, přičemž součet váhových koeficientů dává logicky hodnotu 1.

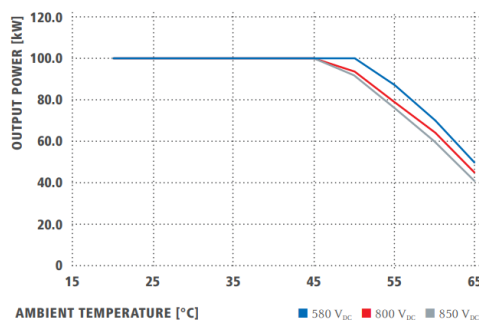
$$\eta_{EURO} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad [%; \%, \%, \%, \%, \%, \%, \%] \quad (2.17)$$

Pro názornost je níže zobrazena závislost účinnosti pro střídač FRONIUS TAURO ECO 100-3-P v závislosti na výkonovém výstupním zatížení. Křivky jsou také rozlišovány pro rozdílné vstupní napětí na stejnosměrné straně řetězce. Konkrétně pro tento typ střídače je rozmezí 580 až 930 V ve kterém je schopen operovat při MPP. Také je zde zobrazena závislost na teplotě, respektive na okolní teplotě, která tedy negativně ovlivňuje výstupní výkon, a tedy i účinnost.

FRONIUS TAURO ECO 100-3-P  
EFFICIENCY CURVE



FRONIUS TAURO ECO 100-3-P  
TEMPERATURE DERATING



Obrázek 24 – Závislost účinnosti a výkonu pro proměnném zatížení a okolní teplotě střídače FRONIUS TAURO ECO 100-3-P<sup>33</sup>

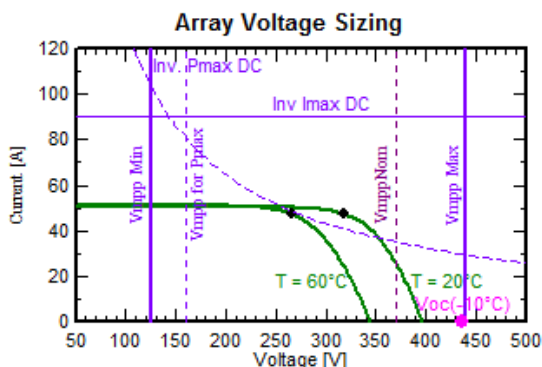
<sup>33</sup> FRONIUS Solar energy [online]. Froniuspl. 14600 Wels, Rakousko, 2022 [cit. 2022-02-20]. Dostupné z: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners>



Celkové roční operační ztráty je tedy nutné přepočítat pro každou hodinu zvlášť v závislosti na podmínkách pro střídače. Co se týče velikosti ztrát, budou se většinou pohybovat vždy nad 1,5 %, neboť maximální účinnost střídačů se pohybují maximálně okolo 98 nebo 99 %. Ovlivnit velikost těchto ztrát lze výběrem střídače s maximální účinností a také optimalizací napětí řetězce na vstupu střídače.

Zbylé ztráty na střídačích vznikají při umístění VA řetězců mimo pracovní oblast střídačů. Ta je vymezena **maximálním a minimálním vstupním výkonem, maximálním a minimálním vstupním napětím a maximálním proudem** ve kterém je střídač schopen nalézt MPP. Je nutné ale upozornit, že tyto hodnoty definují oblast, ve které je střídač schopen efektivně nalézt MPP, nelze tyto údaje ale zaměnit s maximálními hodnotami, které by po překročení způsobily poškození nebo zareagování ochrany samotného střídače. V rámci tedy maximálních povolených elektrických vstupních veličin jsou samostatně definovány i hodnoty minimálního startovacího, maximálního průrazného napětí a maximálního zkratového proudu na vstupu.

Pro efektivní návrh řetězců je tedy nutné zapojit panely do takové sériové kombinace, aby se vždy vyskytovaly v operačním poli střídače. Pokud se bude vyskytovat bod MPP řetězce mimo pracovní oblast, bude docházet ke ztrátám, neplatí však, že by střídač nedodával žádnou energii, jen bude operovat na hraně své pracovní oblasti, ve které se bude snažit přiblížit MPP. Mimo oblast se může dostat vlivem toho, že řetězec bude mít hodnotu  $U_{MP}$  mimo pracovní oblast střídače, nebo proud  $I_{MP}$  bude mimo oblast výkonového omezení. V rámci návrhu napětí je vhodné určovat extrémy, kdy  $U_{MP}$  bude minimální a kdy maximální. Nejvíce se na napětí projeví teplota článků, maximální pracovní napětí je tedy určeno pro očekávanou minimální hodnotu teploty článků a minimální napětí naopak pro maximální očekávanou teplotu článků. Pro maximální průrazné napětí je využíván stejný postup, jen je počítáno s hodnotou  $U_{OC}$ . Maximální proud zase odpovídá zkratovému proudu  $I_{SC}$  při největší hodnotě záření. Definování typu střídače, typu panelu a počtu panelů v řetězci je nezbytné pro určení výpočtu těchto ztrát. Příklad VA charakteristiky řetězce a vymezení pracovní oblasti střídače spolu s maximálními povolenými hodnotami lze pozorovat viz Obrázek 25.



Obrázek 25 – VA charakteristika řetězce na vstupu střídače spolu s vymezením maximálních operačních a povolených hodnot<sup>34</sup>

Při správném a optimálním návrhu by měly být veškeré ztráty nulové, kromě ztrát maximálního vstupního výkonu. Zde je určitý prostor pro akceptování vzhledem k samotné výrobě z FV pole. Nominální výkon FV panelů je určen při STC, nicméně po většinu času budou podmínky pro FV pole horší a nominální výkon se v zásadě nebude vyskytovat. Pokud by tedy instalovaný výkon na střídačích byl stejný jako na panelech, byly po většinu času méně výkonově využívány. To je samozřejmě z ekonomického hlediska nechtěné, neboť za každým instalovaným výkonem navíc stojí větší investiční výdaje. Navíc střídače z hlediska operačních ztrát účinněji pracují při vyšší zátěži. Pokud bude tedy instalovaný výkon na střídačích snižován, budou velice pomalu růst nebo dokonce klesat celkové ztráty až do určitého bodu, ve kterém dojde ke kritickému růstu. V zásadě je tedy hledán bod, za kterým je již snížení instalovaného výkonu na střídačích provázáno takovým nárůstem ztrát, které by pokryly

<sup>34</sup> Array voltage sizing [online]. PVsyst 7 Help, 2021 [cit. 2022-02-20]. Dostupné z: [https://www.pvsyst.com/help/systemgrid\\_vocond.htm](https://www.pvsyst.com/help/systemgrid_vocond.htm)

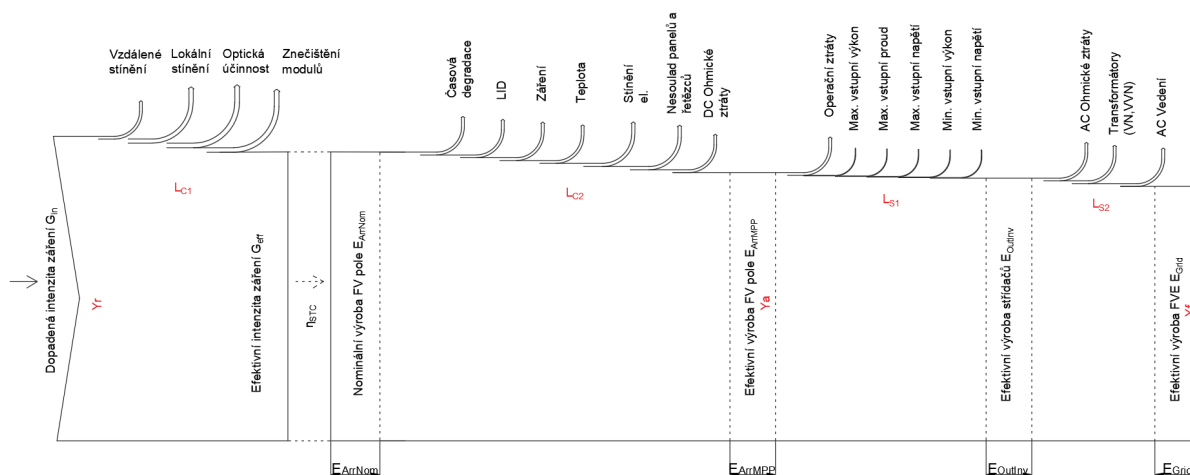


výdaje na samotný střídač. Za tímto bodem je již snižování výkonu neefektivní, neboť zmařená energie dosahuje vyšší peněžní hodnoty než samotná úspora na sníženém výkonu střídačů. Obvykle se celkové roční ztráty překročí maxim nebo minim pohybují mezi 0,2 až 4 %.

## 2.7. Konečná výroba fotovoltaické elektrárny

Pro velké FVE je nejčastějším zdrojem příjmu prodej elektřiny do elektrické sítě. Ta je specifická svojí primární funkcí, jedná se tedy o distribuční a přenosové sítě. Tyto dva typy se dají rozdělit hlavně podle jejich specifických napěťových hladin a výkonu na kterých jsou provozovány. Hlavním objektem této práce jsou velké fotovoltaické pole, která se připojují především na hladině VN a VVN. Hladina vysokého napětí je zastoupena především hodnotou 22 kV, v některých lokalitách se lze setkat s napětím 35 kV a velmi zřídka s 15, 10 a 6 kV. Hladina velmi vysokého napětí je pro distribuci zastoupena především hodnotou 110 kV, pro přenosové vedení 220 a 400 kV.

FVE připojená do sítě je tedy specifická výstupní napěťovou hladinou dané sítě. V předchozí kapitole byla určena výstupní energie ze všech střídačů  $E_{OutInv}$ . Výstupní napětí daného střídače je závislé na použitém typu konkrétního střídače, přičemž většina disponuje výstupem na hladině NN (do 1 000 V AC). Nejčastěji se lze setkat s hodnotou 400 V, tedy se síťovým distribučním napětím v ČR na hladině NN. Výstupní napětí střídače je v rámci vyvedení výkonu nutné transformovat na napětí sítě.



Obrázek 26 – Konečná výroba FVE

**AC Ohmické ztráty** reprezentují veškeré ztráty, které se objeví mezi výstupními body střídačů až po vstupy do transformátorů. Vzhledem k tomu, že největší ohmické ztráty budou vznikat na panelech, je vhodné umisťovat střídače co nejdříve k panelům. Z toho důvodu může ale růst délka AC kabeláže propojující jednotlivé střídače se vstupem na transformátor, neboť střídače jsou rozmístěny po celém FV poli. Na druhou stranu průřez a rozmístění transformačních zařízení lze FV poli dobře optimalizovat a nemusí tak docházet k nijak velikým ztrátám. Někteří výrobci proto poskytují na výstupech střídačů vyšší výstupní napětí, například 600 nebo 800 V, než typickou hodnotu 400 V pro minimalizaci těchto ztrát. Na druhou stranu výběr typizovaných transformátorů je více omezen, neboť dodavatelé transformačních zařízení nemusí dodávat své produkty na těchto netypizovaných napěťových hladinách. Zároveň jsou na rozvaděče a technologie užívané ve spojovacích a rozváděcích stanicích kladeny vyšší nároky v důsledku vyšší napěťové hladiny. Nestandardní hodnoty napětí tak mohou ke konci natolik prodražit požadovanou technologii, že přídavné náklady nevyváží zmenšení ohmických ztrát. Celkové roční ztráty jsou závislé na délce kabeláže, odporu použitých vodičů vztažené na délku nebo průřezu vodičů dle daného materiálu, výstupním napětím střídačů a velikostí přenášeného výkonu. Stejně jako DC ohmické ztráty se dají určit jako ztrátový zlomek  $LossFrac$ , nicméně zde se již v rámci projektové přípravy dá odhadnout průměrnou vzdálenost délky kabelů od střídače k transformátorům.

K určení ztrát tak stačí využít definovaný průřez s materiálem a střední délku kabelů. Celkové roční ztráty se mohou pohybovat od desetin do jednotek procent.

**Transformátory** jsou nedílnou složkou vyvedení výkonu do sítě na hladině vyšší než NN. Jejich primárním účelem je pro FVE zvyšovat hodnotu výstupní napětí na síťovou, přičemž zároveň poskytují galvanické oddělení od sítě. Pro většinu instalací bude FVE obsahovat jeden či více transformátorů VN, pro větší výkony zde budou i transformátory na hladině VVN. Z hlediska optimalizace je především vhodné určit jaký jmenovitý zdánlivý výkon má být na transformátoru použit vzhledem k výkonu střídačů. Transformátory mají totiž stejně jako střídače účinnost závislou na zatížení, nicméně oproti nim se více projeví ztráty při plném využití. Účinnost  $\eta_T$  je definována jako poměr výstupního zdánlivého výkonu ku vstupnímu. Vstupní výkon se dá rozložit na součet výstupního výkonu a ztrát v transformátoru  $S_{Tr\_loss}$ . Celkové ztráty jsou rozděleny na ztráty naprázdno  $S_{Fe}$  (také značeny jako ztráty v železe) a ztráty nakrátko  $S_{Cu}$ , někdy také označovány jako Jouleovy ztráty, nebo ztráty v mědi.

$$\eta_T = \frac{S_{out}}{S_{in}} = \frac{S_{out}}{S_{out} + S_{Tr\_loss}} = \frac{S_{out}}{S_{out} + S_{Fe} + S_{Cu}} \quad [-; VA, VA] \quad (2.18)$$

Ztráty naprázdno jsou tvořeny hysterezními ztrátami a ztrátami vířivými proudy. Hysterezní ztráty jsou závislé na typech použitých materiálů jádra a na použité frekvenci. Ztráty vířivými proudy jsou závislé na rezistivitě užitého jádra a kvadrátu užité frekvence. Tyto činné ztráty  $P_{Fe}$  se projeví při jakémkoliv zatížení a definují tak minimální hranici ztrát transformátoru. Určují se ve stavu naprázdno a mezi štítkovými hodnotami se značí  $P_0$ . Zároveň ale platí, že transformátor je spotřebičem jalového výkonu. Pro svou funkci tedy spotřebovává jak činný výkon  $P_0$  tak jalový výkon  $Q_0$ . Tento jalový výkon může dodávat zdroj jalového výkonu, nicméně v případě absence takového zařízení musí tuto energii dodat střídače na úkor činné energie nebo síť. Zdánlivý výkon naprázdno  $S_0$  je pak určen následujícím vztahem.

$$S_0 = \sqrt{P_0^2 + Q_0^2} \quad [VA; W, VAR] \quad (2.19)$$

Jalový výkon  $Q_0$  výrobce transformátorů většinou neuvádí, nicméně lze ho vyjádřit pomocí poměrné příčné susceptance  $b$ .

$$Q_0 = b \cdot S_n \quad [Var; -, VA] \quad (2.20)$$

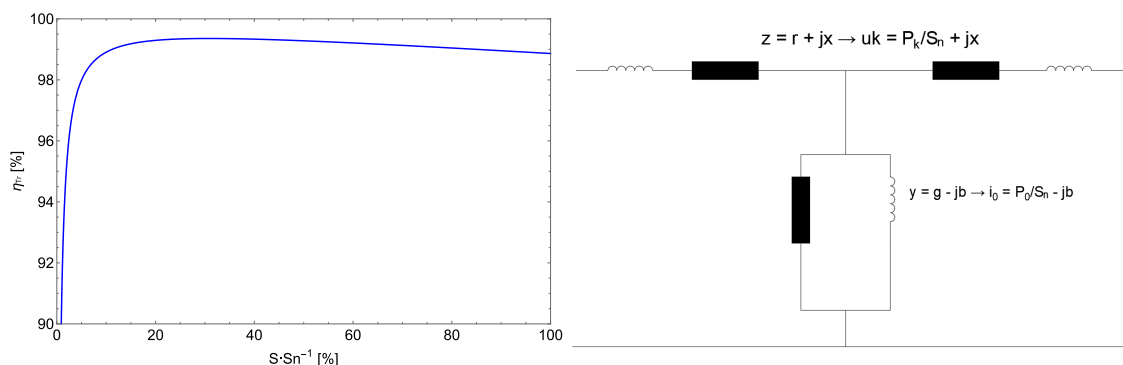
Poměrná příčná susceptance  $b$  opět nebývá uvedena, místo toho ale výrobce uvádí hodnotu poměrného proudu naprázdno  $i_0$ . Ten přitom odpovídá poměrné příčné admitance  $y$ .

$$i_0 = y = g - jb \quad [-; -, -] \quad (2.21)$$

Poměrná příčná vodivost  $g$  odpovídá činným ztrátám naprázdno vztažených ke jmenovitému zdánlivému výkonu. Vzhledem k tomu, že poměrná příčná susceptance  $b$  je imaginární hodnota, lze ji vypočítat přes Pythagorovu větu.

$$b = \sqrt{i_0^2 - \left(\frac{P_0}{S_n}\right)^2} \quad [-; -, W, VA] \quad (2.22)$$

Poměrný proud naprázdno se může pohybovat pro VN transformátory v jednotkách procent, pro VVN v jednotkách desetin nebo setin procent.



Obrázek 27 – Příklad závislosti účinnosti vlevo, náhradní schéma transformátoru vpravo

Při zatížení dochází k uplatnění ztrát nakrátko. Ty reprezentují ohmické ztráty při průchodu proudu primárním a sekundárním vinutím  $P_k$  a ztráty na rozptylové reaktanci  $X$ . Je potřeba zdůraznit že transformátorem může proudit jak činný, tak jalový výkon v závislosti na charakteru zátěže sítě a požadovaném účinníku od provozovatele elektrizační sítě. Při průchodu jalového výkonu přes transformátor na něm budou vznikat také činné ztráty. Pokud FVE bude dodávat výkon do sítě při účinníku  $\cos\varphi = 1$ , budou činné ztráty tvořeny jen činnou složkou. Při výpočtech se často zanedbává hodnota jalového výkonu jak pro magnetizaci, tak pro přenesení přes obvod transformátoru. Výpočet činných ztrát při absenci jalového výkonu je následující.<sup>35</sup>

$$P_{TR\_loss} = P_0 + P_k \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad [W; W, W, VA, VA] \quad (2.23)$$

Celkové roční ztráty na transformátoru jsou závislé na jeho kvalitě a na správném optimalizování jeho parametrů. Budou dosahovat řádů jednotek procent a jsou důležitým bodem pro výsledný koncept FVE. Pokud bude tedy transformátor vůči přenášenému výkonu poddimenzován, bude trpět velkými ztrátami nakrátko, při předimenzování zase ztrátami naprázdno.

V rámci celkových ztrát se projeví ještě ztráty na **AC vedení**, které mohou zahrnovat jak VN, tak VVN přípojku. Nejčastěji se jedná o podzemní kabelové vedení, které propojuje plochu FVE a místo připojení. Tím přitom může být jiné podzemní kabelové vedení, sloup vrchního vedení nebo připojení přímo v elektrické stanici provozovatele distribuční nebo přenosové soustavy. Na činných ztrátách bude opět mít vliv délka vedení, průřez kabelu a hodnota procházejícího proudu v závislosti na jmenovitém napětí přípojného bodu. Stejně principy výpočtu jako u transformátoru se dají využít i pro AC ohmické ztráty, nicméně zde již bude potřeba také započítat vliv jalového výkonu. Pro kabelová vedení zhruba do 5 km je možné se omezit pouze na výpočet činných ztrát, nicméně pro větší délky je již nutné počítat i s kapacitními a induktivními vazbami daného kabelu. Opět platí to co u transformátoru, tedy je-li v síti spotřebitel nebo generátor jalového výkonu, musí být FVE buďto být vybavena kompenzačním zařízením, nebo tuto jalovinu dodají nebo spotřebují střídače na úkor činného výkonu pro dodržení předávacího účinníku.

Roční výstupní energie injektována do sítě  $E_{Grid}$  je specifickým ukazatelem konkrétní FV výroby. Jedná se o nejdůležitější parametr, neboť se jedná o onu užitečnou výstupní energii FVE. Při projekci je nicméně nutno říct, že se jedná také o výstupní energii, která je určena s největší chybou, neboť je založena na odečtech pouze předem odhadovaných ztrát. V rámci této výstupní energie se určuje **konečný výnos Yf**. Zároveň jsou určeny poměrné ztráty v systému  $L_s$ .

<sup>35</sup> Výpočet ztrát při umístění měření na sekundární straně transformátoru – bod (7.2.) a (7.3.) Cenového rozhodnutí ERÚ č. 10/2004 [online]. ERÚ, 2004 [cit. 2022-02-23]. Dostupné z: [https://www.eru.cz/documents/10540/480387/CR\\_2004\\_10metodika.pdf/ddc425aa-a9d0-4f6f-b20c-878008386a87](https://www.eru.cz/documents/10540/480387/CR_2004_10metodika.pdf/ddc425aa-a9d0-4f6f-b20c-878008386a87)

$$Y_f = \frac{E_{Grid}}{P_{Install}} \quad [\text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1} \cdot \text{rok}^{-1}; \text{MWh} \cdot \text{rok}^{-1}, \text{MWp}] \quad (2.24)$$

$$L_s = Y_a - Y_f \quad [\text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1} \cdot \text{rok}^{-1}; \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1} \cdot \text{rok}^{-1}, \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1} \cdot \text{rok}^{-1}] \quad (2.25)$$

Pro sumarizaci celkových ztrát je využíván ukazatel PR (**Performance Ratio**). Ten dává do souvislosti výstupní užitou energii vůči teoretické maximální získané energii dle instalovaného výkonu při STC. Vzhledem k tomu, že je využívána vztažená hodnota  $E_{ArrRef}$ , je PR v zásadě kvalitativní parametr, který odráží skutečnost pouze o ztrátách v daném systému. Hodnota PR bude pro každý měsíc jiná, přičemž pro zimní období bude v ČR nejmenší hlavně kvůli zvýšenému stínění. Celková roční hodnota PR se pro velké FVE může pohybovat od 90 do 60 %, nicméně tím je myšlen rozsah pro první specifický rok instalace. Čím větší je hodnota PR, tím je FVE kvalitněji provedena a dochází na ní k minimálním ztrátám. Při porovnání je ale třeba dát pozor na to, že se jedná o kvalitativní hodnotu, která ale nezohledňuje absolutní výrobu z panelů. To znamená, že nelze jednoznačně říct, že například při proměnném sklonu bude hodnota PR v určitém bodě nejvyšší, a proto bude i největší výroba. To tak rozhodně být nemusí, neboť při jiném sklonu může docházet sice k větším ztrátám, ale také k výrazně většímu dopadu intenzity záření, celková energie tak může být vyšší.

$$PR = \frac{E_{grid}}{E_{ArrRef}} = \frac{Y_f}{Y_r} \quad \begin{matrix} [-; \text{MWh} \cdot \text{rok}^{-1}, \text{MWh} \cdot \text{rok}^{-1}; \\ \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}] \end{matrix} \quad (2.26)$$

Dalším parametrem v rámci porovnání výroben elektřiny je doba vyžití maxima  $T_d$  nebo kapacitní faktor KF. Ten porovnává skutečnou výrobu energie vůči instalovanému výkonu, což pro FVE je instalovaný výkon na panelech. Vzhledem k tomu, že oproti jiným zdrojům FVE svého jmenovitého výkonu na území ČR v zásadě nikdy nedosáhne, je zřejmé že tento údaj bude v porovnání s klasickými centralizovanými zdroji velmi nízký. Je vhodné určovat tyto údaje při porovnání jednotlivých FVE a také v rámci výtěžnosti z hlediska náročnosti výstavby elektrických zdrojů. Druhým bodem je myšleno to, že pokud bude snaha postavit dva rozdílné elektrické zdroje o stejném výkonu, z jednoho lze dostat výrazně více energie, na druhou stranu tyto ukazatele nijak neporovnají zdroje ekonomicky, neboť  $T_d$  ani KF nezohledňují náklady.

$$T_d = \frac{E_{Grid}}{P_{Install}} = Y_f \quad [\text{h}; \text{MWh}, \text{MWp}; \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}] \quad (2.27)$$

$$KF = \frac{E_{Grid}}{8760h \cdot P_{Install}} \quad [-; \text{MWh}, \text{h}, \text{MWp}] \quad (2.28)$$

Doba vyžití maxima odpovídá konečnému výnosu  $Y_f$ , kapacitní faktor je jen převedením  $T_d$  na bezrozměrné veličiny. Obvykle se doba vyžití maxima pohybuje okolo 1000 h, kapacitní faktor tak může být okolo 11,4 %.

### 3. Energetická analýza

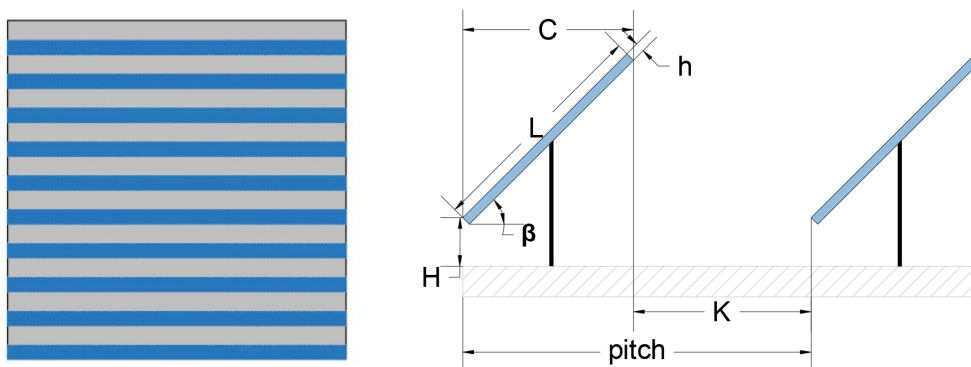
Cílem této kapitoly je analyzovat energetický vliv rozmístění FV panelů a jejich komponent na výstupní energii FVE. V rámci této práce není určena konkrétní lokace ani konkrétní výkon, cílem je tedy určit přehled v základních optimalizačních procesech rozložení FV polí z energetického hlediska. Nejdříve bude definováno rozložení FV polí a jejich teoretický energetický potenciál na území ČR. V závislosti na vlivech ztrát budou určeny konečné výstupní hodnoty výnosů. Data budou získána ze simulačního programu PVSyst 7.2 s meteorologickými daty Meteonorm 8.0.

### 3.1. Prostorové rozložení fotovoltaického pole

Pro prvotní identifikaci FV pole je nutné určit jakým způsobem bude klasifikována hustota panelového pole. Mějme tedy volnou plochu, např. zemědělské pole, určené pro umístění FVE. Při analýze této plochy je nutné určit, jak lze dopředu odhadnout hodnotu výkonu, který lze na tuto plochu instalovat.

#### 3.1.1. Referenční plocha FV pole

Teoretickou výchozí ideální plochou je obdélník, který lze zaplnit FV panely umístěné na konstrukci tak, že neozářená plocha bude tvořena pouze mezerami mezi jednotlivými řadami. Konstrukce budou zcela schované pod FV panely a nebudou tak mít žádnou roli v lokálním stínění. Mezery mezi panely budou tak tvořit čistě neaktivní plochu určenou pro údržbu, servis a montáž. Instalovaný výkon na ploše bude záležet tedy na velikosti neaktivní plochy a použitých panelech.



Obrázek 28 – Ideální FV pole, pohled shora vlevo, pohled z boku vpravo

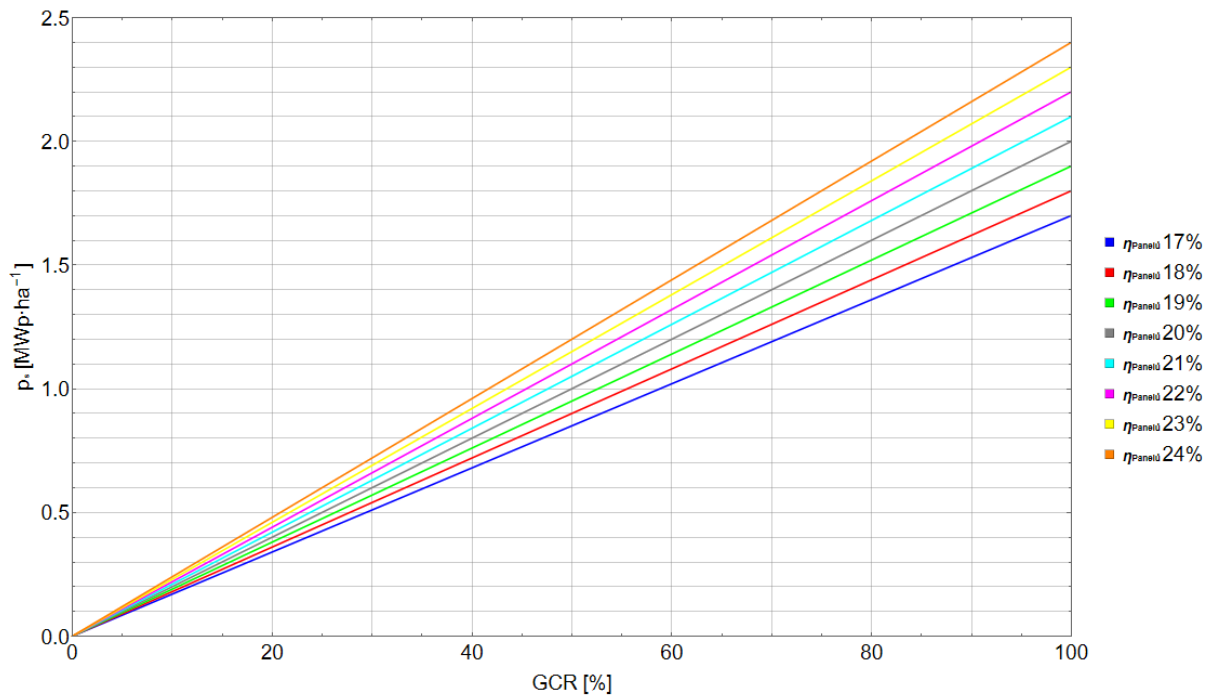
Použitý typ panelů je důležitý pro celkový instalovaný výkon vztažený na plochu, protože závisí na ploše samotného panelu a jeho výkonu při STC. Je zcela zásadní zdůraznit, že při výběru panelů nelze vyhodnocovat jejich kvalitu jen podle jejich výkonu, neboť některé řady mohou disponovat výrazně vyšším výkonem oproti jiným řadám, přitom budou mít ale také větší plochu a mohou tak ve výsledku mít menší účinnost než výkonově slabší řada. Proto je nutné využívat při klasifikaci instalovaného výkonu na plochu hodnotu účinnosti viz vzorec (2.5). Pokud tedy u panelů v závislosti na jejich účinnosti víme, jakou hodnotu výkonu na  $m^2$  mohou disponovat, je třeba pro určení celkové výkonu na plochu určit, jak moc panely zaplní ideální referenční plochu. K tomu je využívána hodnota GCR viz definice z rovnice (2.3), která v tomto případě odpovídá i poměru  $L \cdot \text{pitch}^{-1}$ . Celkový instalovaný výkon na plochu zde značený  $p_s$  je pak definován následovně. Hodnota 10 je zde korekce, aby výsledný poměr byl v jednotkách MWp na hektar místo Wp na  $m^2$ .

$$p_s = GCR \cdot \eta_{\text{modul}} \cdot 10 = \frac{L}{\text{pitch}} \cdot \eta_{\text{modul}} \cdot 10 \quad \begin{matrix} [\text{MWp} \cdot \text{ha}^{-1}; -, -, \text{MWp} \cdot \text{ha}^{-1}; \\ \text{m}, \text{m}, \text{MWp} \cdot \text{ha}^{-1}] \end{matrix} \quad (3.1)$$

V této práci bude analyzován jak ekonomický, tak energetický vliv proměnného GCR na výsledný koncept FVE. Je ale potřeba přesně definovat, co značí změna GCR na výsledný výkon FV pole, protože existují dvě možnosti, jak pojmout danou problematiku. Jedna vychází z výše definovaného stavu, tedy je dopředu známá plocha  $S_{\text{FVEpole}}$ , která bude zafixována a změnou GCR se tak rozumí pouze změna  $S_{\text{panelů}}$ , neboli změna velikosti instalovaného výkonu, protože účinnost panelů zůstává stejná. Druhou možností je ale fixace instalovaného výkonu, změnou GCR se tak bude měnit jen plocha  $S_{\text{FVEpole}}$ , což vede k poklesu GCR a tedy  $p_s$ .

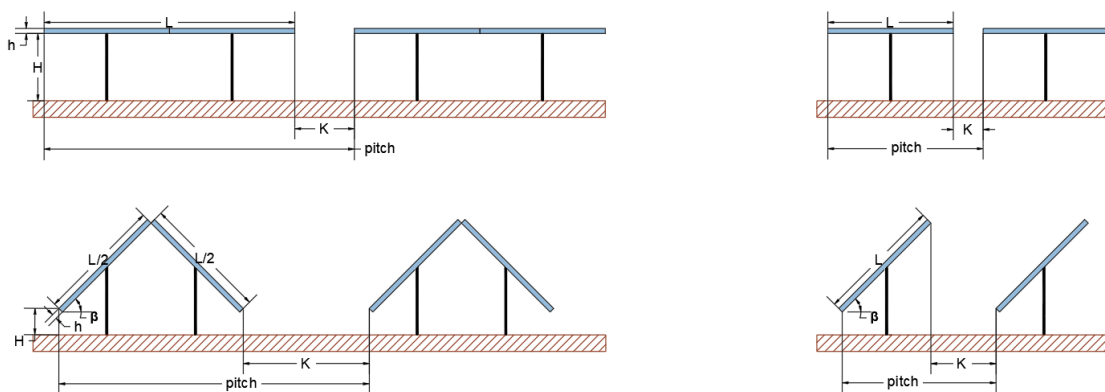
Při pohledu viz Obrázek 28 je změna GCR možná díky proměnnému pitch nebo L. Vzdálenost pitch ani délka L přitom není nijak ovlivněna sklonem  $\beta$ . Na druhou stranu vzdálenost K je proměnná na sklonu, přičemž K reprezentuje defacto užitečnou šířku mezi panely, neboť se jedná o prostor, kterým je možný projet například vozidlem obsluhy bez fyzické kontaktu s některým z panelů. Výška H ani tloušťka h

nemají vliv ani na GCR ani na zastínění panelů. Pro názornost byl zpracován graf vynesenoho instalovaného potenciálu  $p_s$  v závislosti na GCR na referenční ploše viz Obrázek 29.



Obrázek 29 – Grafické zobrazení instalovaného výkonu na referenční ideální plochu

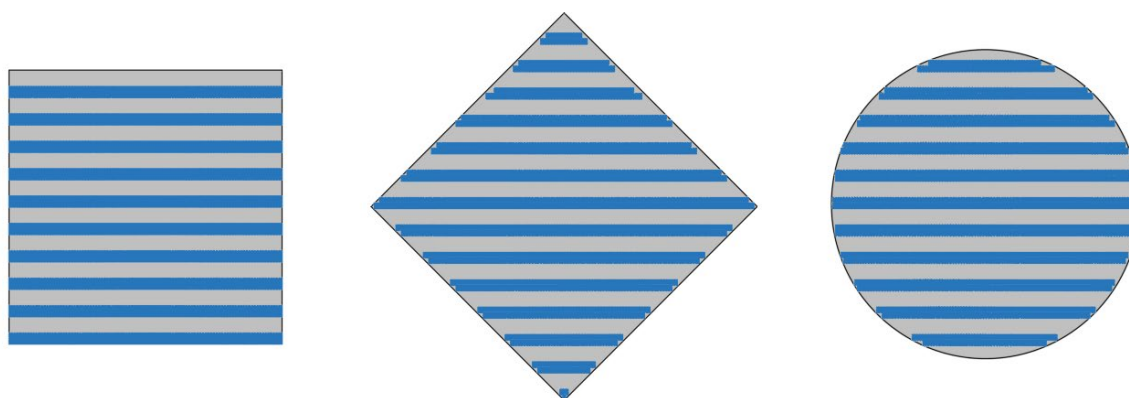
V rámci ideální referenční plochy je nutné zmínit, že moderní FV konstrukce nemusí být sestaveny jen z řad stejně nakloněných bloků. FV pole může být například sestaveno také z dvojice opačně směřovaných bloků, které tvoří tvar střech. Ty přitom mohou být nakloněny s kladným úhlem  $\beta$  nebo záporným. Výpočet GCR je přitom stejný jako pro klasické rozložení, neboť se jedná akorát o analogii klasického rozložení jen s navýšením délky panelů  $L$ , která je v polovině pouze pod jiným úhlem  $\beta$ . Pokud je tedy GCR počítáno stejně jako standardních rozložení, je i závislost  $p_s$  na GCR stejná viz Obrázek 29 a proto budou tyto konstrukce při stejném GCR dosahovat stejných hodnot  $p_s$  jako klasické monoblokové konstrukce. To, co se ale bude lišit, budou ztráty stíněním, neboť u střech s kladným  $\beta$  nebude docházet ke vzájemnému stínění těchto opačně orientovaných bloků, budou tak mít jiné výnosy při stejném GCR ve srovnání s klasickým monoblokovým rozložením. Sestavy s kladným úhlem  $\beta$  se využívají pro východně a západně orientované panely ve FV polích. Záporné úhly se využívají spíše pro designový prvek v solárních carportech nebo jiných energetických stavbách. U sestav typu střecha navíc lze běžně dosahovat pod kladným nenulovým sklonem  $\beta$  větších GCR jak 100 % neboť panely se mohou v zásadě přímo dotýkat. Větších GCR než 100 % lze dosáhnout ale jen pod nenulovým sklonem



Obrázek 30 – Rozložení konstrukce typu střecha vlevo, monoblok se stejným GCR jako střecha vpravo

### 3.1.2. Reálná plocha FV pole

Reálná užitná plocha pro umístění FV pole je omezena geometrickými parametry panelů a samotné plochy. Základním předpokladem je plocha s nepravidelným geometrickým uspořádáním, na kterou bude umístěno FV pole. Na krajích plochy je rozhraní, které neumožňuje zcela ideální rozložení FV panelů. Pokud tedy například je FV pole ve tvaru kosočtverce vůči orientaci FV panelů je ztráta instalovaného výkonu asi nejvýraznější. Reálná plocha FV pole tak může disponovat  $p_s$  například jen 95 % oproti referenční ploše. To je samozřejmě nežádoucí, neboť oněch 5 % tvoří slepá místa, které jsou spojeny s náklady, ale nekonají nijak aktivní výrobu. Na druhou stranu může zcela výjimečně nastat opačný efekt, kdy při pohledu na ideální plochu viz Obrázek 31 vlevo je možné horní oblast bez panelů odebrat. Tak by bylo docíleno větší  $p_s$  než pro referenční plochu, takže nelze říct, že by vždy nutně muselo dojít na reálné ploše k snížení  $p_s$ .



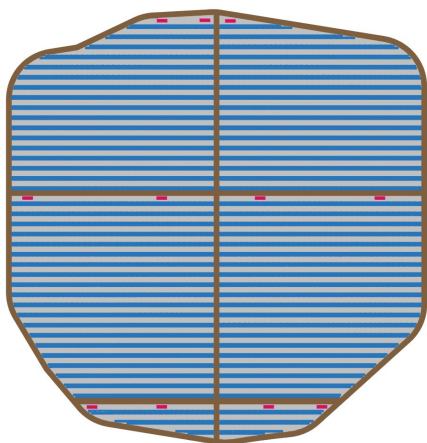
Obrázek 31 – Příklad tvarů reálných ploch pro umístění FV pole

### 3.1.3. Reálná plocha FVE

Plocha fotovoltaické elektrárny zahrnuje veškerou plochu nezbytnou pro provoz, údržbu a manipulaci v rámci výrobního areálu. Pro výpočet veškerých nákladů spojených s plochou je nutné zahrnout právě i plochu na které nejsou přímo nainstalovány FV panely, ale slouží k funkčním účelům provozu FV polí. Takovými plochami se rozumí manipulační uličky, které slouží k možnosti údržby, kontrole, popřípadě výměny FV panelů, střídačů anebo jiných technických zařízení. Přitom obslužné prostory mezi jednotlivými řadami nemusí být dostatečně veliké z hlediska požární bezpečnosti. Pohyb v areálu by měl být možný do různých stran, aby šlo předejít případnému ohrožení na životě nebo majetku. Zároveň by přístup k panelům neměl být jen pro obslužnou techniku ale i pro větší nákladní automobily jako například hasící vozy nebo zařízení energetiků.

Dále je nutné mezi oplocením a FV panely nechat mezeru z hlediska bezpečnosti a zabezpečení technických zařízení, proto jsou okraje přímo využívány zároveň jako obslužné uličky. Další neaktivní plochy z hlediska výroby jsou plochy pro umístění FV střídačů, transformátorů, rozvaděčů a technických zázemí pro obsluhu a provoz. Součástí FVE může být také VVN rozvodna, která sama o sobě také zabírá nezanedbatelnou plochu. Nutné je také zmínit, že neaktivní plochu může činit samotné ochranné pásmo FV výroby elektřiny, které je dle § 46 zákona č. 458/2000 Sb. (Energetický zákon) vytčeno 7 m vně oplocení v případě, že FVE je připojena do soustavy VN nebo 20 m případně soustavy VVN. Umístění ochranného pásma nemusí být vždy povoleno okolními majiteli parcel, kteří mohou zaujmout negativní stanovisko při umístění ochranného pásma na jejich pozemek. Ochranné pásmo tak může mít podíl na nákladech spojené s nájmem nebo koupí neaktivní plochy.





Obrázek 32 – Příklad plochy FV areálu

Cílem je neaktivní plochy co nejvíce eliminovat, neboť nekonají defacto žádnou výrobu a jen zvyšují náklady spojené právě s velikostí FVE. Pro klasifikaci bude zaveden koeficient  $k_s$ , který bude značit poměr skutečného instalovaného výkonu na plochu  $p_{s\_real}$  vůči referenčnímu instalovanému výkonu  $p_s$  určeným dle rovnice (3.1).

$$p_{s\_real} = p_s \cdot k_s = GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_s \quad [\text{MWp}\cdot\text{ha}^{-1}; \text{MWp}\cdot\text{ha}^{-1}, -, -, \text{MWp}\cdot\text{ha}^{-1}, -] \quad (3.2)$$

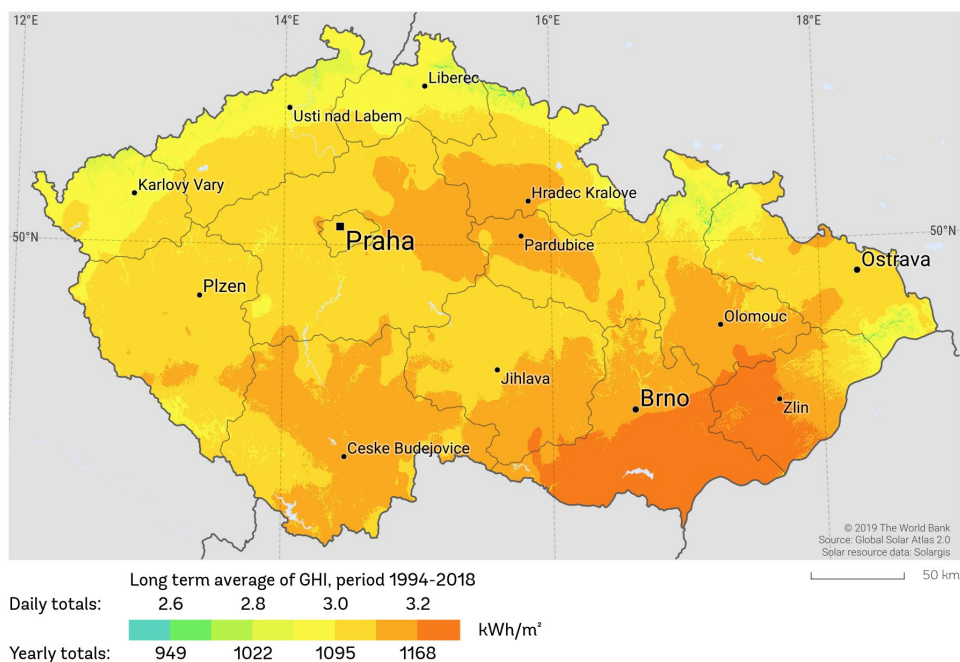
Koeficient  $k_s$  je samozřejmě závislý na individuálním provedení konkrétního projektu, nicméně lze předpokládat že se může pohybovat od 80 do 100 %. Postup určení výkonu na plochu bude v této práci následující. V případě volné plochy bude definováno, jaký bude poměr  $L$  vůči pitch, čímž bude definováno GCR. Pro toto GCR budou v dalších částech energetické analýzy určeny vlivy stínění a konečného výnosu. Pro konkrétní účinnost lze odečíst hodnotu  $p_s$  pro dané GRC. Pokud ovšem má být určena reálná velikost instalovaného výkonu na ploše je nutné tuto hodnotu vynásobit koeficientem  $k_s$ .

## 3.2. Absolutní výnos na horizontální ploše

### 3.2.1. Referenční horizontální výnos fotovoltaického pole $Y_{r_{hor}}$

V rámci území ČR bude určena referenční lokalita, která bude využita pro další výpočty v rámci simulací. Touto lokalitou je zvoleno město Svitavy ležící v Pardubickém kraji. Pro znázornění rozdílu v lokacích na území ČR budou zobrazeny i hodnoty referenčního horizontálního výnosu pro více lokalit. Při vyhodnocení intenzit záření v daných lokacích se využívá průměrné dopadené energie  $E_{dopad}$  na  $1 \text{ m}^2$  pro čistě horizontální rovinu ( $\beta = 0^\circ$ ). Její závislost je určena pouze geografickou polohou a místními klimatickými podmínkami, není tedy nijak ovlivněna lokálním stíněním ani hodnotou GCR. Vzhledem k absenci sklonu je irelevantní i hodnota orientace  $\alpha$ . Pro výpočet je zvažována plocha s nulovým náklonem terénu  $\gamma$ .





Obrázek 33 – Mapa průměrných denních a ročních hodnot dopadené energie na území ČR<sup>36</sup>

Při pohledu viz Obrázek 33 je dopadená energie v rámci ČR nižší v horských oblastech a v severnější položených lokalitách. Největší výnos lze očekávat na jižní Moravě, nejnižší pak v severozápadních Čechách. Rozdíl přitom může být až 100 kWh·m<sup>-2</sup>, což už se celkem výrazně projeví na ekonomickém zhodnocení daného projektu. Pro různé lokality byly nalezeny hodnoty  $E_{dopad}$  z databáze Meteonorm 8.0

Roční dopadená energie $E_{dopad}$ na horizontální plochu			
Ústí nad Labem	1 101 kWh·m <sup>-2</sup>	Velké Pavlovice	1 143 kWh·m <sup>-2</sup>
Liberec	1 111 kWh·m <sup>-2</sup>	Praha	1 089 kWh·m <sup>-2</sup>
Hradec Králové	1 126 kWh·m <sup>-2</sup>	Brno	1 131 kWh·m <sup>-2</sup>
Plzeň	1 118 kWh·m <sup>-2</sup>	Ostrava	1 090 kWh·m <sup>-2</sup>
České Budějovice	1 139 kWh·m <sup>-2</sup>	Zlín	1 120 kWh·m <sup>-2</sup>
<b>Svitavy</b>	<b>1 116 kWh·m<sup>-2</sup></b>	Bruntál	1 109 kWh·m <sup>-2</sup>

Tabulka 5 - Roční dopadená energie na horizontální plochu

Tuto teoretickou dopadenou energii lze převést na referenční horizontální výnos  $Y_r$ . Bude totiž platit, že pokud bude tato hodnota vynásobena velikostí plochou FV panelů, účinnosti při STC a následně podělena hodnotou instalovaného výkonu  $P_{install}$ , bude odpovídat právě  $Y_r$ .

$$Y_r = E_{dopad} \cdot \frac{S_{panely}}{P_{install}} \cdot \eta_{STC} \quad [\text{kWh} \cdot \text{kWp}^{-1}; \text{kWh} \cdot \text{m}^{-2}, \text{m}^2, \text{kWp}, -] \quad (3.3)$$

Za zlomek  $S_{panely}/P_{install}$  lze dosadit převrácenou hodnotu ze vzorce (2.5).

$$Y_r = E_{dopad} \cdot \frac{1}{\eta_{STC} \cdot G_{STC}} \cdot \eta_{STC} = \frac{E_{dopad}}{G_{STC}} \quad [\text{kWh} \cdot \text{kWp}^{-1}, \text{kWh} \cdot \text{m}^{-2}, -, \text{W} \cdot \text{m}^{-2}, -; \text{kWh} \cdot \text{m}^{-2}, \text{W} \cdot \text{m}^{-2}] \quad (3.4)$$

<sup>36</sup> GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION: Czech Republic. SOLARGIS [online]. The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis / CC BY 4.0, 2019 [cit. 2022-02-20]. Dostupné z: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/czech-republic>

Vzhledem k tomu, že  $G_{STC}$  je rovno  $1\,000\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , jsou hodnoty  $Y_{r_{hor}}$  stejné jako  $E_{dopad}$ , jen jsou v jednotkách  $\text{MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}$  (nebo  $\text{kWh}\cdot\text{kWp}^{-1}$ ). Zobrazené hodnoty viz Tabulka 5 tak odpovídají i hodnotám  $Y_{r_{hor}}$  za rok.

### 3.2.2. Efektivní horizontální výnos fotovoltaického pole $Y_{a_{hor}}$

Pro určení efektivního horizontálního výnosu  $Y_{a_{hor}}$  je nutné konkrétně stanovit jaké parametry budou v rámci simulací nastaveny. Jednotlivé ztráty ve FV poli byly shrnuty v kapitole 2.5. Pro optické ztráty při horizontální rovině platí, že je největší hodnota tvořena optickou účinností a znečištěním, méně pak vzdáleným stíněním. Vzdálené stínění je samozřejmě pro různé lokace odlišené vzhledem k rozdílu vybraného reliéfu, cílem této práce nicméně není lokalizovat a podrobně se zabývat takovými konkrétními ztrátami, proto je vybrána referenční lokalita Svitavy, kde ztráty vzdáleným stíněním nepřesahují více jak desetinu procenta. Co se týká ztrát optickou účinností je v simulaci využit model Fresnel AR coating, který je určen pro nové moderní panely s antireflexní vrstvou spolu s texturovanými povrchy FV článků. Roční znečištění bude voleno pro všechny sklony voleno stejně dle defaultního nastavení hodnot v programu PVSyst. Je nicméně nutné zdůraznit, že ve skutečnosti bude hodnota znečištění pro nulové sklony výrazně vyšší v důsledku absence samočisticího efektu a delšího vystavení nánosů sněhu. Zde je volena pro všechny systémy stejná hodnota znečištění, aby bylo možné porovnávat především vlivy stínění, nikoliv vlivy defaultně odhadnutých hodnot, které by se zakládali pouze na domněnkách. Ve skutečnosti se systémy se sklony zhruba do  $10^\circ$  kvůli vysokému snížení výroby neinstalují, nejsou tak zde zvažovány jako použitelná alternativa při výstavbě FVE.

Nastavení ročních optických ztrát	
Optická účinnost	Model: Fresnel AR coating
Ztráty ročním znečištěním	3 %

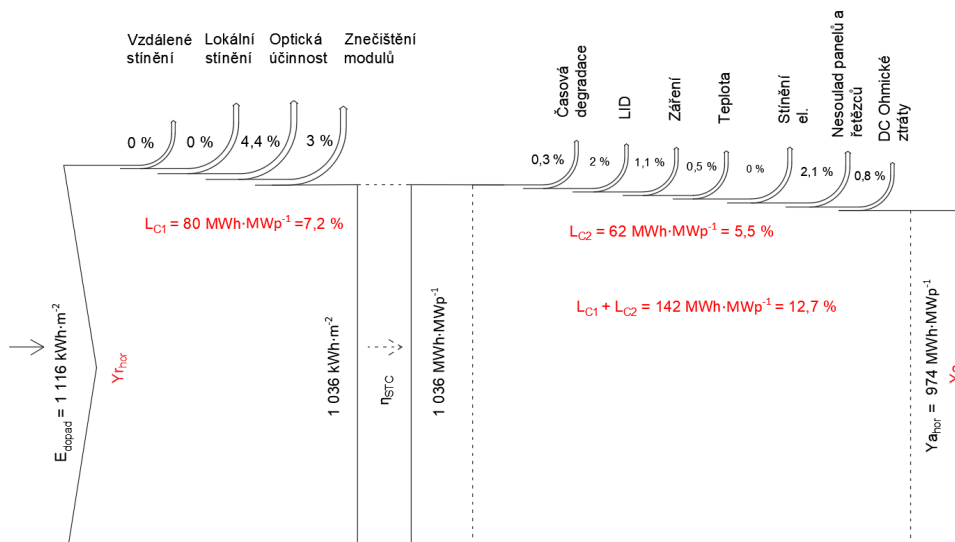
Tabulka 6 – Nastavení optických ztrát ve FV poli

Pro elektrické ztráty bude hrát roli hodnota okolních teplot a záření. V simulaci budou využity defaultní hodnoty pro nastavení LID efektu, ohmických ztrát, ztrát nesouladem, časové degradace a teplotních koeficientů pro volně stojící FV pole. Není podstatné zde uvádět, jaký model panelů byl v simulaci použit, neboť jeho účinnost se na hodnotě efektivního výnosu FV pole nijak neprojeví a hodnoty ztrát jsou stanoveny nehledě na jeho vlastnosti.

Nastavení ročních elektrických ztrát	
Časová degradace první rok	0,3 %
LID	2 %
Faktor tepelných ztrát panelů	$29\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$
Ztráty při hledání MPP	2 %
Napěťové ztráty nesouladem při hledání MPP	0,1 %
Ztrátový zlomek DC ztrát	1,5 %

Tabulka 7 – Nastavení elektrických ztrát ve FV poli

Celkové ztráty  $L_c$  tvoří pro referenční systém zhruba  $142\text{ MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}$ , což odpovídá celkovým ročním ztrátám oproti  $Y_{r_{hor}}$  okolo 12,7 %. Pro přehlednost, jak velké je zastoupení jednotlivých ztrát, byla zpracována grafická ukázka ztrát ve FV poli referenčního systému.



Obrázek 34 – Vyobrazení ztrát horizontálního výnosu  $Y_{Ahor}$

FV systémy umístěné v jiných lokalitách budou vzhledem k trochu rozdílnému úhlu disponovat o trochu jinými ztrátami optickou účinností, nicméně tyto změny nebudou nijak zásadní. Ztráty časovou degradací, LID, nesouladem panelů a řetězců a v zásadě i ohmické ztráty budou stejné. Výrazně se tak mezi jinými lokalitami budou akorát měnit ztráty teplotou a zářením. S většími hodnotami  $Y_{Ahor}$  jsou tak často spojené i větší ztráty  $L_C$ .

Lokalita	Efektivní horizontální výnos $Y_{Ahor}$ [MWh·MWp <sup>-1</sup> ]	Měrné ztráty ve FV poli $L_C$ [MWh·MWp <sup>-1</sup> ]	Procentuální ztráty $L_C \cdot Y_{Ahor}^{-1}$ [%]
Ústí nad Labem	956	145	13,2 %
Liberec	969	142	12,9 %
Hradec Králové	975	150	13,4 %
Plzeň	973	145	13,0 %
České Budějovice	993	146	12,9 %
<b>Svitavy</b>	<b>974</b>	<b>142</b>	<b>12,7 %</b>
Velké Pavlovice	992	151	13,2 %
Praha	946	109	13,1 %
Brno	982	149	13,2 %
Ostrava	947	143	13,2 %
Zlín	973	147	13,2 %
Bruntál	971	138	12,5 %

Tabulka 8 – Horizontální výnos FV pole pro různé lokace spolu s měrnými ztrátami  $L_C$

### 3.2.3. Konečný horizontální výnos fotovoltaického elektrárny $Y_{fhor}$

Horizontální konečný výnos FVE  $Y_{fhor}$  je oproti efektivnímu horizontálnímu výnosu FV pole  $Y_{Ahor}$  závislý ještě na volbě střídačů, elektrických ztrátách v areálu FVE na AC vedení a na transformátorech, a především na způsobu napojení se na elektrickou síť. Způsob a vzdálenost přípojky může totiž minimálně nebo naopak velmi výrazně ovlivnit velikost výsledných ztrát.

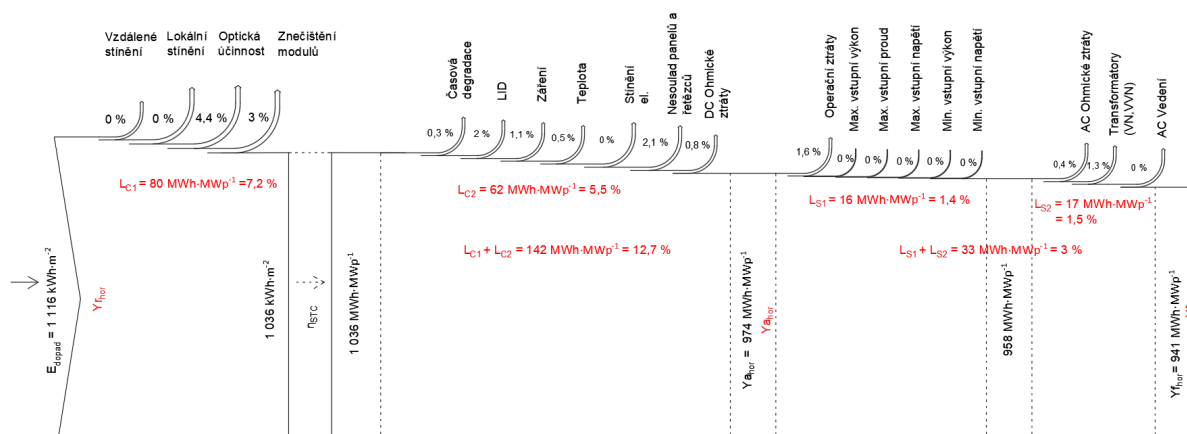
Za střídače budou zvoleny decentrální střídač GoodWe s euro účinností 98,0 % a výstupním napětím 400 V. Hodnota  $p_{nom\_ratio}$  byla zvolena 1,3 s ohledem na operační ztráty a ztráty vlivem přetěžování. Důkladná analýza ztrát při proměnném  $p_{nom\_ratio}$  bude provedena v kapitole číslo 3.6. Pro referenční systém s horizontálním sklonem budou voleny takové vlastnosti kabelů mezi střídači a transformátory, aby ztráty při výkonu FVE při STC tvořily 1,1 %. VN transformátory budou mít voleny defaultní hodnoty

v programu PVSyst, tedy ztráty naprázdno  $P_0$  tvoří 0,1 % maximálního výkonu střídačů při STC a ztráty nakrátko  $P_k$  tvoří 1 % při STC. Výpočet ztrát se řídí dle vzorce (2.23).

Nastavení ročních ztrát v systému	
Euro účinnost střídače	98 %
$\rho_{\text{hom\_ratio}}$	1,3
Ztráty na AC vedení v areálu	1,1 % při STC
Ztráty transformátorů naprázdno $P_0$	0,1 % max. výkonu střídačů
Ztráty transformátorů nakrátko $P_k$	1 % při STC

Tabulka 9 – Nastavení elektrických ztrát v systému

Ztráty na vedení VN ani jakékoliv ztráty pro hladinu VVN nejsou zvažovány, je tedy počítáno s vyvedením výkonu na místě stavby FVE na hladině VN.



Obrázek 35 – Vyobrazení ztrát v konečném horizontální výnosu  $Y_{\text{hor}}$

Pro referenční lokalitu Svitavy tvoří ztráty v systému  $L_s = 33 \text{ MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}$ . To je výrazně menší ztráta oproti normalizovaným ztrátám  $L_c$  ve FV poli. Největší podíl mají přitom operační ztráty samotného střídače, ztráty vlivem nezpracovaného výkonu jsou při horizontálním poloze nulové. Druhou největší ztrátu tvoří zmaření výkonu na transformátorech. V oblasti systému je pro optimalizaci ztrát zaměřit se právě na střídače, transformátory a AC vedení na přípojce. Opět byly nalezeny hodnoty konečných horizontálních výnosů pro vybrané lokality viz Tabulka 10 níže.

Lokalita	Konečný horizontální výnos $Y_{\text{hor}}$ [MWh·MWp <sup>-1</sup> ]	Měrné ztráty ve FV poli $L_c$ [MWh·MWp <sup>-1</sup> ]	Měrné ztráty v systému $L_s$ [MWh·MWp <sup>-1</sup> ]	Celkové měrné ztráty $L_s + L_c$ [MWh·MWp <sup>-1</sup> ]	Výkonový poměr PR [%]
Ústí nad Labem	924	145	32	177	83,9
Liberec	937	142	32	174	84,3
Hradec Králové	942	150	33	183	83,8
Plzeň	940	145	33	178	84,1
České Budějovice	959	146	33	180	84,2
<b>Svitavy</b>	<b>941</b>	<b>142</b>	<b>33</b>	<b>175</b>	<b>84,4</b>
Velké Pavlovice	960	151	33	183	84,0
Praha	914	109	32	141	86,7
Brno	949	149	33	182	83,9
Ostrava	915	143	32	175	84,0
Zlín	940	147	33	180	83,9
Bruntál	939	138	32	170	84,7

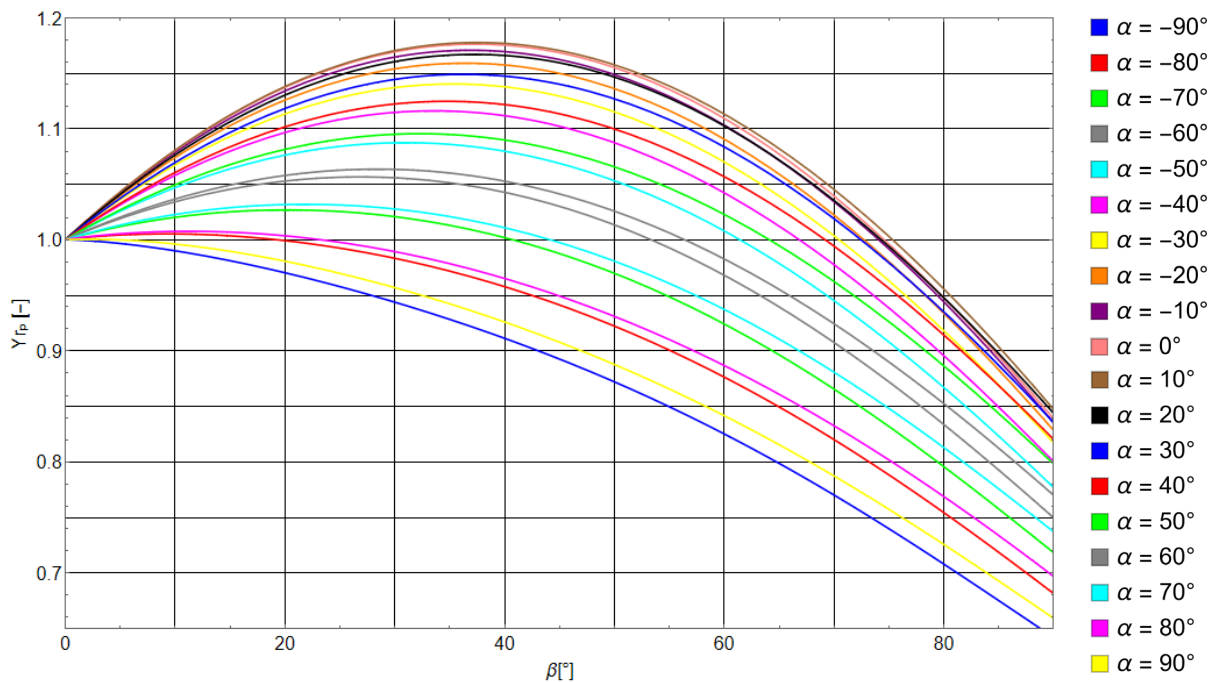
Tabulka 10 – Konečný horizontální výnos FVE spolu s měrnými ztrátami

### 3.3. Poměrný referenční výnos fotovoltaického pole $Y_{r_p}$

Referenční výnos FV pole  $Y_r$  je závislý na sklonu  $\beta$  a orientaci  $\alpha$ . Není nicméně nijak závislý na stínění, a tedy ani na GCR nebo náklonu terénu  $\gamma$ . Pro výpočet závislosti  $Y_r$  na orientaci a sklonu bude zvolena referenční lokalita Svitavy jako bod se střední hodnotou horizontálního referenčního výnosu  $Y_r = 1\ 116\ \text{MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}$  v rámci ČR. Výsledné nasimulované hodnoty  $Y_r$  budou posléze vztaheny k referenčnímu horizontálnímu výnosu  $Y_{r_{hor}}$ . Vyobrazení vlivu sklonu a orientace bude tedy v poměrných jednotkách  $Y_{r_p}$ , ze kterých lze po vynásobení horizontálních výnosů dostat výslednou hodnotu výnosů.

$$Y_r = Y_{r_{hor}} \cdot Y_{r_p} \quad [\text{MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}; \text{MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}, -] \quad (3.5)$$

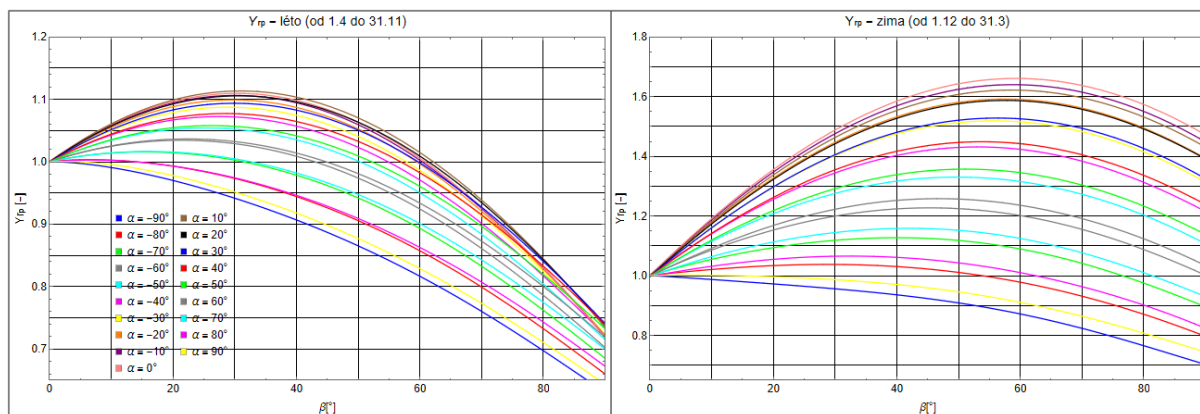
Vzhledem k menší rozloze ČR v globálním měřítku bude platit, že úhly dopadajících paprsků v jižních Čechách budou v zásadě shodné s úhly v severních Čechách ve stejném časovém období. Lze tedy předpokládat, že závislosti poměrných hodnot budou platit ve všech částech ČR.



Obrázek 36 – Poměrný roční referenční výnos v závislosti sklonu  $\beta$  pro různé orientace  $\alpha$

Závislost ročního poměrného referenčního výnosu byla zpracována pro orientace  $\alpha$  s krokem  $10^\circ$ . Orientace  $\alpha = -90^\circ$  reprezentuje čistě východní orientaci,  $\alpha = 0^\circ$  čistě jižní a  $90^\circ$  čistě západní. Nejvyšších hodnot je dosaženo pro čistě jižní orientaci se sklonem okolo  $35^\circ$ . V rámci odklonu orientace FV pole  $\pm 10^\circ$  od jihu je referenční výnos v zásadě stejný jako při čistě jižní orientaci. Zároveň platí, že poměrný výnos při stejném sklonu je pro čistě východní orientace mírně nižší než pro čistě západní. Čím větší je odchylka od jihu, tím se bod, ve kterém dochází k maximu  $Y_{r_p}$ , posouvá k menším hodnotám sklonu  $\beta$ . Pro čistě východní nebo západní orientace je největší  $Y_{r_p}$  při co nejmenším sklonu. Maximální výnos je až o 18 % vyšší než na horizontální ploše.

Hodnoty poměrných referenčních výnosů byly také zobrazeny pro letní a zimní období, které je zde rozděleno od počátku dubna po konec listopadu a od začátku prosince do konce března. Viz Obrázek 37 vlevo se průběhy letních poměrných referenčních výnosů podobají velmi průběhům ročním, protože v létě je úhrn dopadené energie největší, letní měsíce tak mají výrazně vyšší váhu než zimní na celkový roční výnos. Hodnota letního referenčního horizontálního výnosu ( $\beta = 0^\circ$ ) je u referenční lokality Svitavy rovna  $850\ \text{MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}$ , zimní je rovna  $266\ \text{MWh}\cdot\text{MWp}^{-1}$ . Pro zimní období jsou z hlediska referenčních výnosů nejvyšší hodnoty při jižní orientaci se sklonem  $\beta$  okolo  $60^\circ$ .



Obrázek 37 – Poměrný letní a zimní referenční výkon v závislosti sklonu  $\beta$  pro různé orientace  $\alpha$

### 3.4. Poměrný efektivní výkon fotovoltaického pole $Y_{ap}$

V závislosti na analýze vzájemného stínění FV pole je nutné rozlišovat, které ztráty budou ovlivněny a na jakých vlivech budou závislé. Jednotlivé ztráty byly popsány v kapitole 2, přičemž z popisu je zřejmé, že nelze zcela jasně zobecnit jaký konkrétní efekt bude mít konkrétní vliv na výsledný výkon, neboť například při snížení zastínění bude docházet ke snížení ztrát zastíněním ve FV poli, na druhou stranu to ale zase povede k větším ztrátám v systému v důsledku navýšení výroby, a tedy i proudu. Velikost ztrát navíc také závisí na konkrétním uspořádání řetězců ve FV poli, na uložení panelů a jejich kvalitativních parametřů a chování při zastínění.

Většina dnešních moderních panelů tvoří monokrystalické panely typu PERC, přičemž ty budou využívány i v simulacích. Při zhodnocení zastínění bude využíváno panelů typu v Half-cut při rozložení na výšku, nicméně v některých případech provedeny i simulace pro celočlávkové panely pro vizualizaci rozdílů mezi těmito typy. Volba panelů na výšku je volena především kvůli časové náročnosti výpočtů v simulačním programu PVSyst a kvůli častějšímu výskytu těchto instalací v praxi. Při postavení panelů na výšku dochází k rychlejšímu výpočtu, protože dochází-li k zastínění celých spodních článků panelu, dojde k přerušení výroby poloviny panelu. Pokud by panely byly postaveny na šířku, musel by výpočet zahrnovat i vliv překlenovacích diod a bylo by tak nutné vypočítat celou VA charakteristiku v rámci dané situace. Panely uložené na šířku budou sice vykazovat mírně menší ztráty elektrickým stíněním oproti typu Half-cut na výšku, na druhou stranu rozdíl oproti Half-cut nebude tak zásadní. Významný rozdíl nastává hlavně při použití klasických panelů s celými články oproti typu Half-cut.

Poměrný výkon FV pole bude především záviset na GCR, sklonu  $\beta$ , orientaci  $\alpha$  a náklonu terénu  $\gamma$ . Dopředu lze odhadnout, že nejvyšší poměrný roční efektivní výkon nastane pro zcela jižní orientaci. Využití poměrných hodnot je vhodné z hlediska obecnosti dané problematiky, neboť lze takto určit průběhy pro celou oblast ČR. Efektivní poměrný výkon  $Y_{ap}$  je tedy poměr efektivního výkonu  $Y_a$  vůči efektivnímu horizontálnímu výkonu  $Y_{a_{hor}}$ .

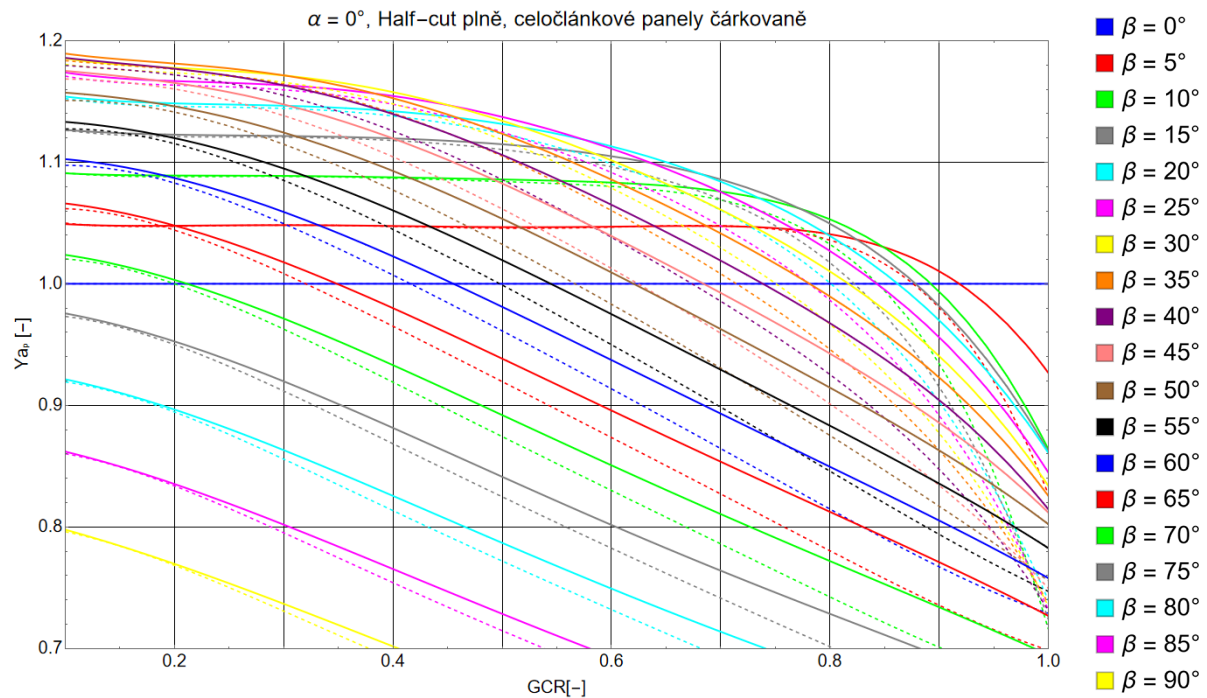
$$Y_a = Y_{a_{hor}} \cdot Y_{ap} \quad [\text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, -] \quad (3.6)$$

#### 3.4.1. Vliv sklonu na jižně orientované FV pole

Prvním ze zkoumaných orientací bude nejčastěji volené jižně orientované FV pole. Bude tedy zvažována plocha bez náklonu terénu  $\gamma$  a bez výrazného vlivu nějakého vzdáleného stínění. Lokální stínění bude přitom zprostředkováno přímo samotnými panely, nikoliv stromy či jinými objekty. Podle kapitoly 3.3 o referenčním poměrném výkonu  $Y_{rp}$  povede navýšování sklonu  $\beta$  od nulové hodnoty k navýšení výkonu FV pole až do jistého zlomového bodu. V efektivním výkonu  $Y_{ap}$  nicméně hraje roli zastínění, a tedy i GCR. Bude platit, že pro rostoucí sklon  $\beta$  bude růst nejenom referenční výkon ale i také ztráty. Ty přitom při růstu  $\beta$  mohou snadno převýšit přidaný výkon  $Y_{rp}$  a výsledná hodnota  $Y_{ap}$  tak



bude nižší. Při každém GCR tak budou ztráty pro každý sklon jiné a bude existovat zlomový bod, který bude nastávat při menším nebo stejném sklonu  $\beta$  jako u  $Y_{r_p}$ . Čím menší bude GCR, bude vliv stínění menší, a tudíž se hodnoty  $Y_{a_p}$  budou více přibližovat k  $Y_{r_p}$ .



Obrázek 38 – Poměrný výkon FV pole  $Y_{a_p}$  pro čistě jižní orientaci v závislosti na GCR, plně moduly Half-cut, čárkovaně celočlánekové panely

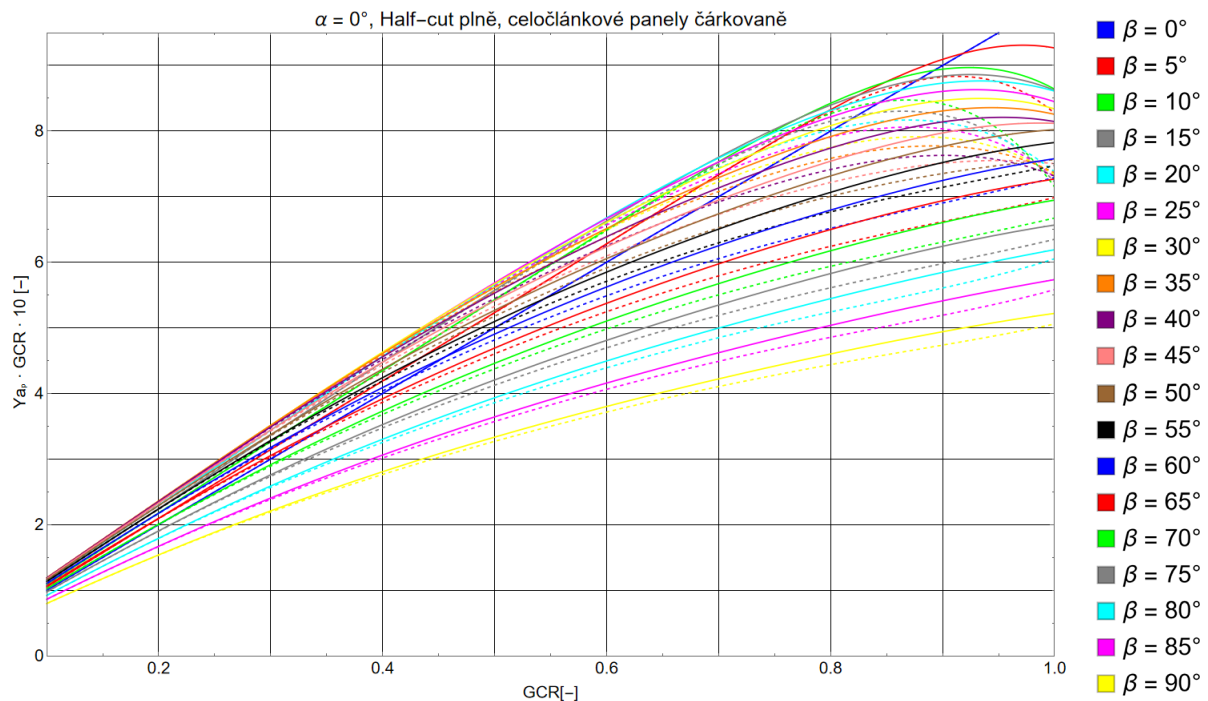
Výsledné simulované hodnoty byly zobrazeny pro rozsah GCR 0,1 až 1. Pro vysoké hodnoty GCR nelze již moc zvažovat klasické jižně orientované konstrukce, neboť jednak mezi panely nebude žádný manipulační prostor a jednak hodnoty stínění budou neúnosně vysoké. Na první pohled je zřejmé, že při nulovém sklonu nedochází k zastínění panelů a křivka je tedy logicky přímka. Průsečíky křivek různých sklونů s přímkou nulového sklonu tak udávají takové GCR, při kterém FV pole má stejný výkon jako efektivní horizontální výkon  $Y_{a_{hor}}$ . Obecně platí, že s klesajícím GCR hodnota  $Y_{a_p}$  stoupá pro všechny sklony, nicméně za jistým bodem začne docházet ke stagnaci růstu a křivka je dále konstantní. Za tímto bodem je již FV pole v zásadě nezastíněné a další snižování GCR nemá žádný energetický smysl. Naopak snižování povede k menší celkové výrobě, a tedy z ekonomického hlediska ke zbytečnému růstu výdajů na vyrobenou MWh. Nejvyšší hodnota  $Y_{a_p}$  je dosažena pro sklon  $\beta = 35^\circ$  při minimálním GCR, což odpovídá sklonu s nejvyšší hodnotu  $Y_{r_p}$ . Nejnižší  $Y_{a_p}$  je pak pro vysoké sklony blízké k  $90^\circ$ .

Čárkovaně jsou také vyobrazeny moduly s celými články. Rozdíl mezi těmito panely je v tom, že při plném zastínění dolních článků dochází k odstavení celého panelu, oproti polovině jako u typu Half-cut. Rozdíly jsou znatelné hlavně při vyšším GCR.

Při znalosti poměrného výkonu  $Y_{a_p}$  na GCR lze spojit vzájemné vztahy mezi instalovaným výkonem na plochu  $p_s$  viz kapitola č. 3.1 a efektivní výrobou FV pole  $E_{ArrMPP}$ . V případě růstu GCR lze dostat větší instalovaný výkon na plochu a ve většině případech i větší celkovou výrobu. Na druhou stranu dojde většinou k poklesu efektivního výkonu viz Obrázek 38. Ze znalosti křivek  $p_s$  lze za instalovaný výkon dosadit známé poměrné hodnoty z referenční plochy viz kapitola 3.1.1. Po dosazení je tak možné odečíst údaj  $s_E$  v jednotkách  $MWh \cdot ha^{-1}$ , tedy jakýsi výkon samotné plochy.

$$s_E = Y_a \cdot p_s = Y_{a_p} \cdot Y_{a_{hor}} \cdot GCR \cdot \eta_{modulu} \cdot 10 \quad [MWh \cdot ha^{-1}; MWh \cdot MWp^{-1}, MWp \cdot ha^{-1}; -, MWh \cdot MWp^{-1}, -, -, MWh \cdot MWp^{-1}] \quad (3.7)$$

Výroba plochy je tedy přímo úměrná hodnotě účinnosti modulů a efektivnímu horizontálnímu výnosu  $Y_{a_{hor}}$ , což jsou veličiny nezávislé na GCR. S růstem GCR by bez zastínění měla  $s_E$  lineárně stoupat, nicméně vzhledem k tomu, že poměrný efektivní výnos  $Y_{a_p}$  bude s růstem GCR klesat, bude docházet k růstu jen do dosažení určitého bodu za kterým pokles  $Y_{a_p}$  bude mít větší vliv, jak růst GCR a  $s_E$  tak začne klesat. To znamená, že při navýšení GCR za tímto kritickým bodem bude konečná výroba energie FV pole nižší než v kritickém bodě. Kritický bod GCR tedy tvoří hranici maximálního GCR, za kterým navýšení GCR povede k nižší celkové výrobě FV pole. Pouze hodnoty  $Y_{a_p}$  a GCR jsou závislé na GCR zvoleného systému, lze tak jejich násobek spolu s korekčním koeficientem 10 vynést do společného grafu, přičemž průběhy reprezentují chování trendů jednotlivých křivek  $s_E$ . Naproti tomu účinnost a horizontální výnos  $Y_{a_{hor}}$  u prosté plochy pouze navyšuje amplitudu  $s_E$ .



Obrázek 39 – Násobek  $Y_{a_p}$ , GCR a 10 reprezentující trendy  $s_E$  v závislosti na GCR

Pro plné pochopení vyjádření násobku, tedy zobrazení trendů, stačí dosadit konkrétní hodnoty při konkrétním prostorovém uspořádání FV pole. Pokud budou tedy například brány panely s účinností 20 %, pro GCR 0,5 a sklonem 30°, viz Obrázek 39 lze odečíst hodnotu násobku 5,6, přičemž za  $Y_{a_{hor}}$  může být zvolena například referenční lokalita Svitavy s efektivním horizontálním výnosem FV pole  $Y_{a_{hor}} = 974 \text{ MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}$  viz kapitola 3.2.2. Dosazením do rovnice (3.7) lze dostat hodnotu  $1090,9 \text{ MWh} \cdot \text{ha}^{-1}$  za rok.

$$s_E = Y_{a_p} \cdot GCR \cdot 10 \cdot Y_{a_{hor}} \cdot \eta_{modulu} \quad [\text{MWh} \cdot \text{ha}^{-1}; -, -, \text{MWp} \cdot \text{ha}^{-1}, \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, -] \quad (3.8)$$

$$= 5,6 \cdot 974 \cdot 0,20 = 1090,9$$

Z průběhů násobku je zřejmé, že při růstu GCR v oblasti pod 0,5 je nárůst výroby značný. To je žádoucí stav, kdy přírůstek panelů výrazně navyšuje celkovou výrobu a každý panel je tak efektivně využíván. S postupným růstem GCR strmost křivek klesá až do kritického bodu, kdy je násobek konstantní. Například pro sklon  $\beta = 10^\circ$  se tento bod nachází v hodnotě  $GCR = 0,92$ . Zvyšování za tento bod je nežádoucí, neboť platí, že zvětšením instalovaného výkonu na konstantní ploše není dosaženo žádného nárůstu vyprodukované energie, naopak dochází ke snižování. Zahuštěním pole tak sice byly přidány panely, ale ty způsobili takové stínění, že ve výsledku FV pole vyprodukuje stejné nebo menší množství energie než před zahuštěním. Nežádoucí stav je to tedy hlavně proto, že příjmy generované výrobou jsou menší a investiční a provozní výdaje, které rostou s GCR, jsou vyšší. Z energetického hlediska lze jasně deklarovat, že za kritickým bodem nemá již nárůst GCR žádný smysl navyšovat. Pro nulový sklon je násobek  $Y_{a_p}$ , GCR a 10 přímka, neboť pro tento sklon je  $Y_{a_p}$  konstantní a k žádnému zastínění tedy



nikdy nedochází (do hranice  $GCR = 1$ ). Údaj  $s_E$  dává dobrou představu o výrobě FV pole v závislosti na zaboru půdy a lze tak porovnat s různými typy elektrických výroben.

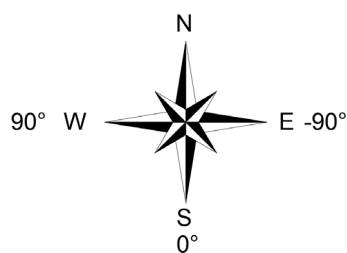
V grafu viz Obrázek 39 jsou také vyneseny čárkovaně hodnoty pro celočláňkové panely. U nich má zastínění výrazně větší vliv a hodnoty kritických bodu GCR jsou menší oproti panelům Half-cut. Vzhledem k tomu, že v první části této kapitoly lze odečíst minimální bod GCR pro určitý sklon, za kterým již při snižování GCR nedochází k výraznému růstu efektivního výnosu  $Y_a$ , a ve druhé části lze odečíst maximální kritický GCR za kterým již nedochází při růstu GCR k růstu celkové výroby, lze identifikovat pro určité sklon rozsah GCR, ve kterém má energetický smysl se při návrhu a provozu FV pole pohybovat. Data byla simulována pouze pro GCR do hodnoty 1, maximum tak nemůže převýšit tuto stanovenou hodnotu, ve skutečnosti by se ale mohl rozsah pro některé sklon dostat i za tuto hranici.

Typ panelů	Half-cut		Celočláňkové	
Sklon $\beta$	Minimální GCR [-]	Maximální GCR [-]	Minimální GCR [-]	Maximální GCR [-]
$\beta = 10^\circ$	0,70	0,92	0,65	0,87
$\beta = 15^\circ$	0,50	0,92	0,45	0,87
$\beta = 20^\circ$	0,40	0,93	0,35	0,88
$\beta = 25^\circ$	0,35	0,93	0,30	0,88
$\beta = 30^\circ$	0,20	0,94	0,20	0,88
$\beta = 35^\circ$	0,10	0,95	0,10	0,89
$\beta = 40^\circ$	0,10	0,95	0,10	0,90

Tabulka 11 – Rozsah GCR pro sestavu s jižní orientací pro různé sklon  $\beta$  a různé panely

### 3.4.2. Vliv orientace na FV pole

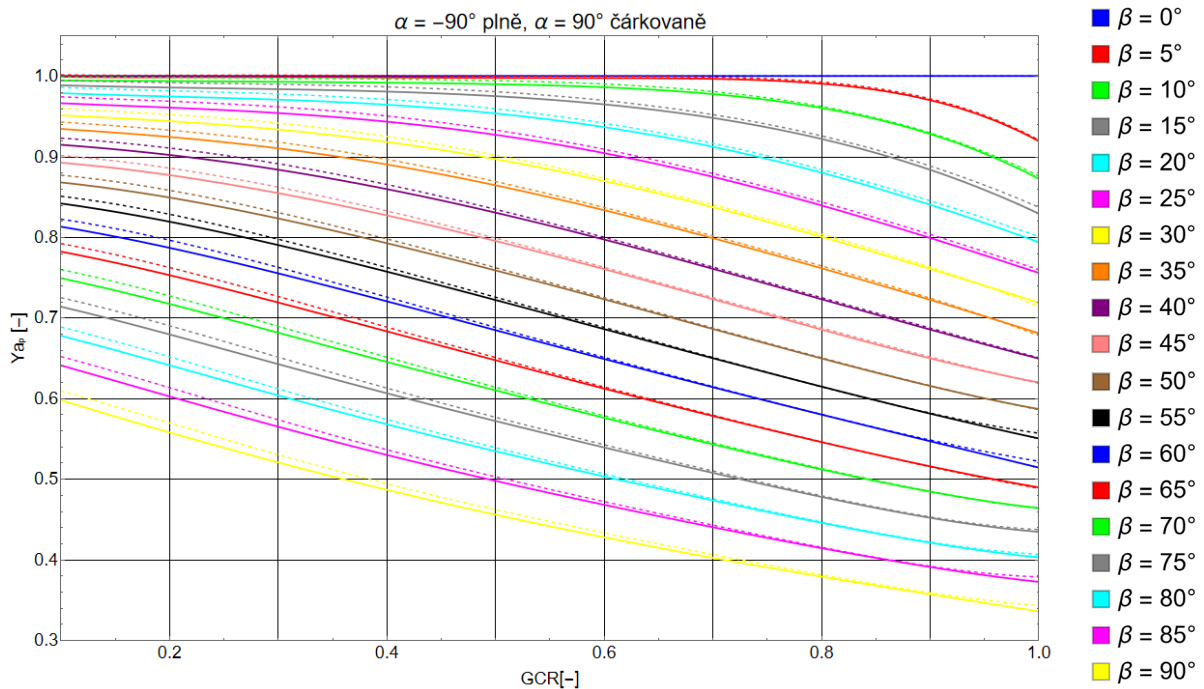
Pro FV pole je samozřejmě z hlediska výnosu zásadní, jakou orientací budou disponovat. Je dopředu očekávatelné, že největší roční výroby lze docílit s jižní orientací. Vzhledem k tomu, že je zde pracováno s ročními daty o celkovém výnosu, je celková hodnota roční vyrobené energie zásadní z hlediska LCOE. Je nicméně nutné zopakovat, že při návrhu FVE nehrají roli jen výdaje ale také příjmy. Generované příjmy jsou také závislé na orientaci a dalších faktorech, proto nelze jednoznačně říct, že menší energetické výnosy nutně povedou i k horší ekonomické stránce projektu. Z toho důvodu má smysl i jiné orientace analyzovat z energetického a ekonomického hlediska. V této kapitole se bude analýza zaměřovat především na čistě východní nebo čistě západní orientace spolu se sestavami typu střecha, která je tvořena kombinací těchto dvou orientací.



Obrázek 40 – Větrná růžice

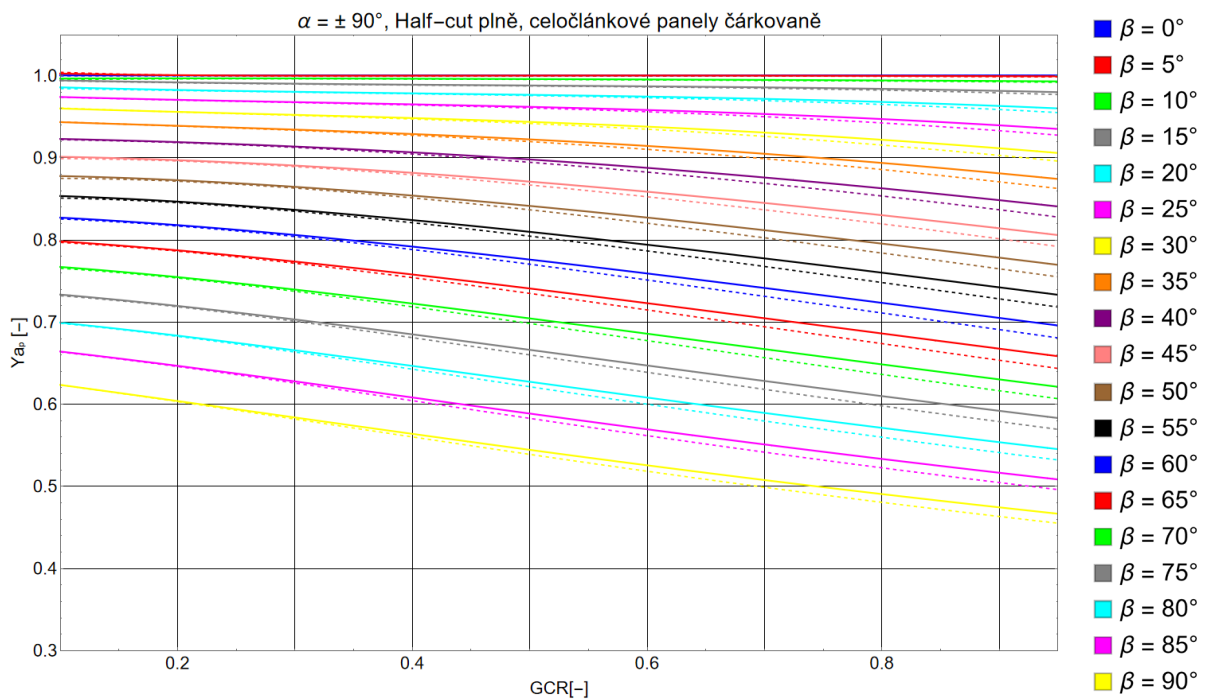
Nejdříve budou vyobrazeny průběhy efektivních poměrných výnosů  $Y_{a,p}$  pro čistě východní a západní orientace, přičemž data budou získána stejným způsobem jako u orientace jižní. Při pohledu na Obrázek 41 je zřejmé, že čím větší sklon pro východně nebo západně orientované FV pole, tím klesá hodnota poměrného výnosu ve všech hodnotách GCR. Největší hodnoty je dosaženo při nulovém sklonu, ten nicméně nelze považovat za věrohodný vzhledem k absenci zvýšeného vlivu ztrát znečištěním modulů. Nejlepší volbou z hlediska výnosu je tak sklon  $10^\circ$ . Rozdíl mezi čistě východní a

čistě západní orientací je minimální, mírně jen převyšuje hodnota západní orientace vůči východní vzhledem k vyššímu poměrnému referenčnímu výnosu  $Y_{r_p}$  viz kapitola 3.1.1.



Obrázek 41 – Poměrný výnos  $Y_{a_p}$  panelů Half-cut v závislosti na GCR, plnou čarou pro východní orientaci  $\alpha = -90^\circ$ , čárkovaně pro západní orientaci  $\alpha = 90^\circ$

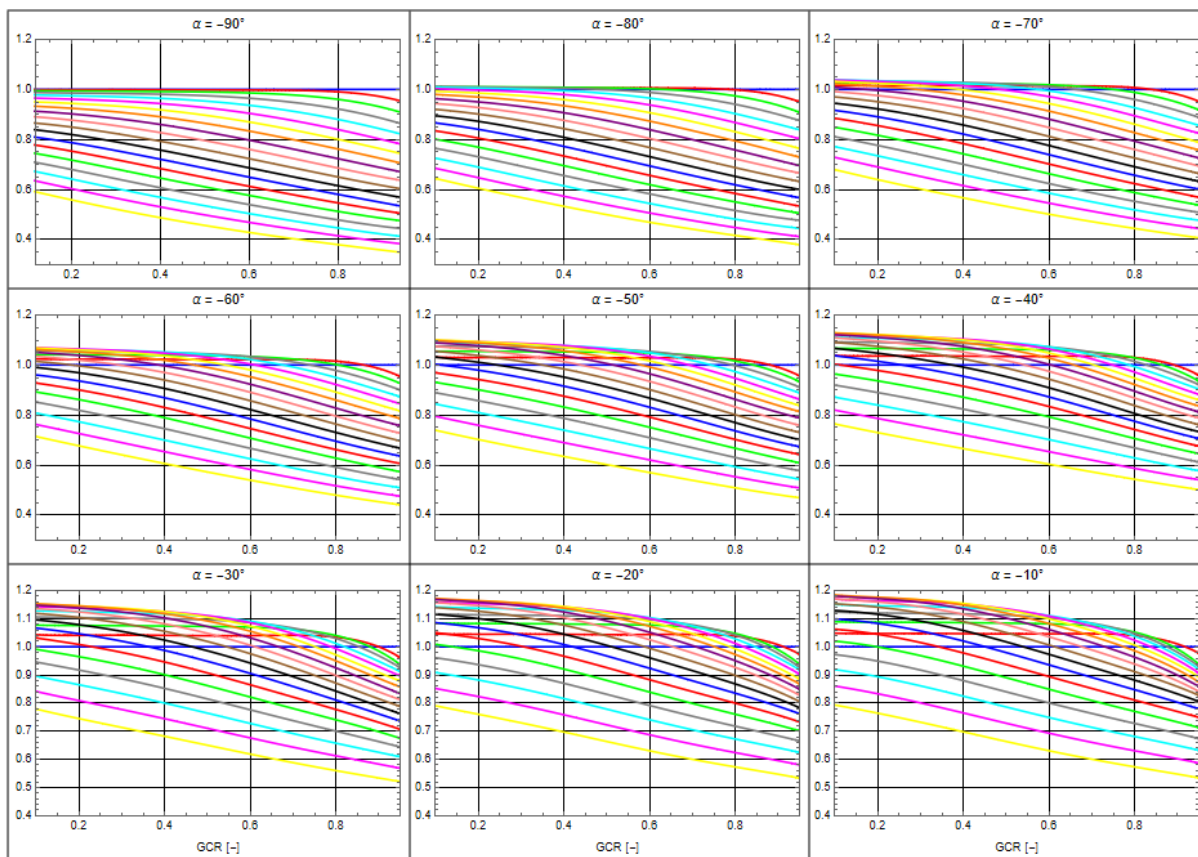
Pro sestavy typu střecha platí, že si vzájemně stíní pouze ty řady panelů, které mají stejnou orientaci, alespoň tedy pro sestavy orientované právě na východ-západ. Poměrné výnosy sestav typu střecha ale neodpovídají trendům viz Obrázek 41, protože vliv stínění při konkrétním GCR je způsoben jen řadou panelů se stejnou orientací, ale GCR je u sestavy typu střecha započteno i s délkou panelů opačně orientovaných panelů viz Obrázek 30. Ve skutečnosti je tak stínění stejné jako pro čistě východní nebo čistě západní orientaci ale s poloviční hodnotou GCR. Pro porovnání budou v následujícím grafu viz Obrázek 42 vyobrazeny i celočlávkové panely.



Obrázek 42 – Poměrný výnos  $Y_{a_p}$  pro sestavu typu střecha, plnou čarou moduly Half-cut, čárkovaně pro celočláňkové panely

Výsledné průběhy pro sestavu typu střecha méně trpí na zastínění a křivky výnosů tak méně klesají s růstem GCR. V důsledku menšího poklesu jsou pro vyšší hodnoty GCR hodnoty  $Y_{a_p}$  sestavy typu střecha vyšší než pro čistě jižní orientaci. To je především z toho důvodu, že při jižní orientaci dochází k velmi zásadnímu zastínění, zatímco při východně-západní orientaci je v důsledku trajektorie slunce zastínění menší. Přes sníženou výrobu sestavy typu střecha tak dochází v oblasti vyšších GCR k většímu efektivnímu výnosu oproti čistě jižní orientaci. Pokud tedy budou v rámci projektu zvažovány vysoké hodnoty GCR, a tedy i vysoké hodnoty instalovaného výkonu na plochu  $p_s$ , bude optimálnější řešením zvolit konstrukci typu střecha s východní a západní orientací s menším sklonem oproti klasické jižní.

Pro různé hodnoty orientací byly zpracovány grafy poměrných efektivních výnosů FV pole  $Y_{a_p}$ , přičemž dle již dříve zobrazených průběhů dat lze očekávat, že západní a východní orientace mají obdobné trendy, pro zobrazení vlivu změn orientace tak bude stačit pouze zobrazit křivky sestav s východní orientací přecházející na jižní. Je zřejmé, že pro odklony od jihu je v rámci menší výchylky  $\alpha = \pm 20^\circ$  graf poměrného výnosu velmi podobný sestavě s jižní orientací. Stejně tak hodnoty poměrných výnosů jsou pro čistě východní nebo západní orientace v rámci tolerance  $\pm 10^\circ$  v zásadě shodné. Při mírně natočených FV polích tak lze tyto mírné výchylky zanedbat a počítat s nimi jako s FV poli s čistými orientacemi.

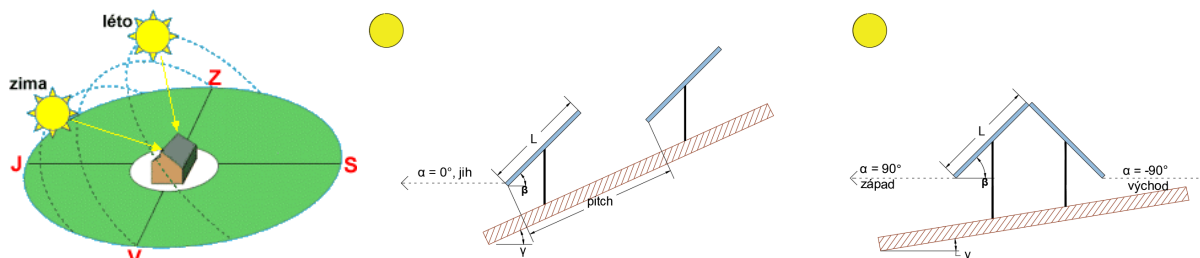


$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40° ■ 45° ■ 50° ■ 55° ■ 60° ■ 65° ■ 70° ■ 75° ■ 80° ■ 85° ■ 90°

Obrázek 43 – Měrná poměrná výroba  $Y_{a_p}$  v závislosti na GCR při různých sklonech pro různé orientace

### 3.4.3. Vliv náklonu terénu

Na rozdíl od prosté plochy je v reálných situacích nutné počítat s náklonem terénu. Přitom ten může být jak z hlediska výroby energie pozitivní, tak negativní. Je dopředu odhadnutelné, že FV výrobná bude mít větší efektivní poměrnou výrobu v případě, že je orientovaná na jih a stojí na svahu, který je také orientován na jih, neboť bude docházet k menšímu zastínění. Výrobná orientovaná na jih umístěna na severním svahu bude naopak více zastíněná, efektivní výroba tak klesne. Vzhledem k vysokému počtu kombinací bude vliv náklonu terénu analyzován pouze pro čistě jižně orientované FV pole a pro čistě východně nebo západně orientované pole spolu se sestavou typu střecha.



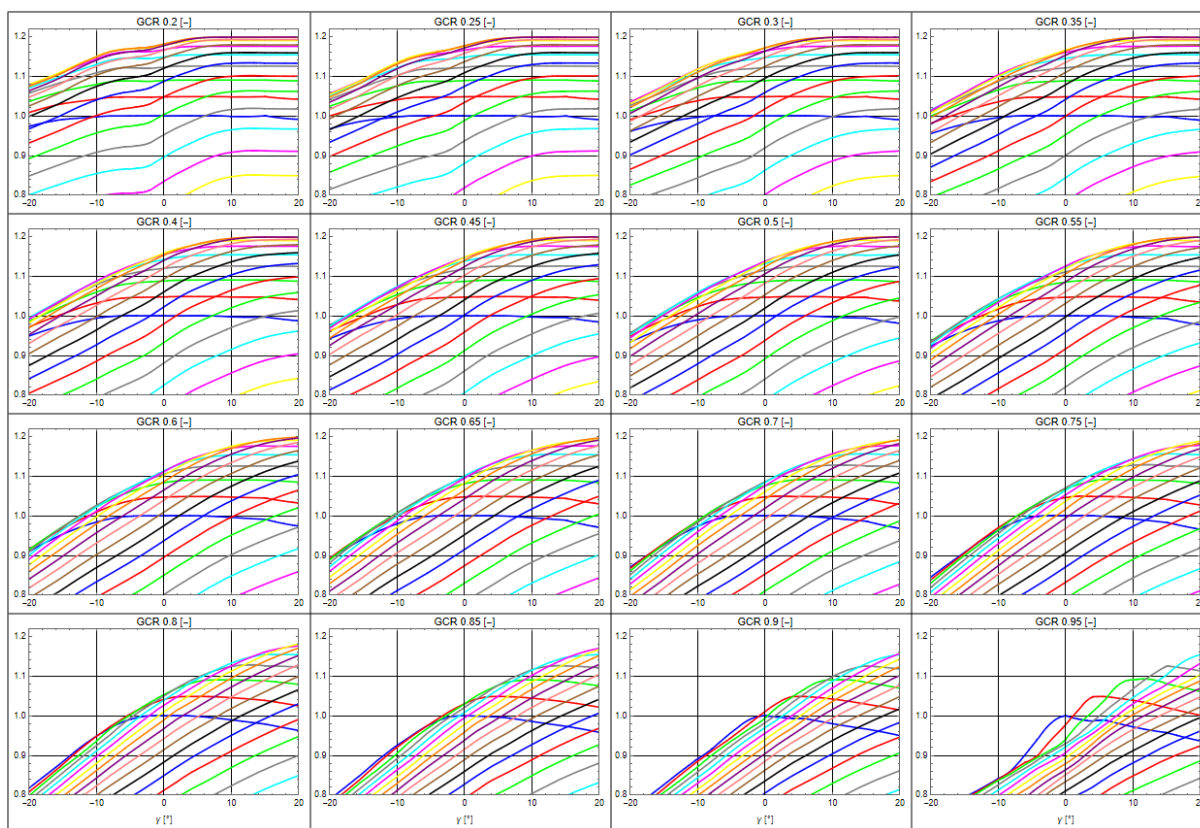
Obrázek 44 – Znázornění pohybu slunce pro letní a zimní dny vlevo, vyobrazení náklonu pro jih veprostřed, pro sestavu typu střecha vpravo <sup>37</sup>

<sup>37</sup> SOLÁRNÍ KOLEKTORY: Princip solárního kolektoru. ČEZ/EDEE [online]. [cit. 2022-01-02]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/microsites/solarni/k21.htm#z>

## Jižní orientace

Vliv náklonu bude zkoumán pro jižní orientaci  $\alpha = 0^\circ$  s tím, že bude analyzován jak kladný náklon terénu  $\gamma$ , tak záporný viz Obrázek 14. Z geometrického rozložení platí, že pokud náklon terénu  $\gamma$  bude kladný a bude roven sklonu panelů  $\beta$ , budou panely zcela nezastíněné pro veškeré hodnoty GCR. To odpovídá stejné situaci jako například při umístování panelů na šikmou střechu rodinných domů. Oblast maximální výroby se tak bude posouvat k teoretickému ideálnímu sklonu bez zastínění okolo  $35^\circ$ , jak bylo zjištěno z poměrného referenčního výnosu  $Y_{r,p}$ .

Při pohledu viz Obrázek 45 je zřejmé, že nulový sklon je ovlivněn náklonem terénu nejméně ale již neplatí, že by byl stále konstantní. Pro menší hodnoty GCR tvoří přímku, pouze pro vyšší GCR se projeví vždy poklesem, a to jak pro kladný, tak záporný náklon  $\gamma$ . Již tedy neplatí, že by si panely s nulovým sklonem nikdy nijak nestínily a nulový sklon je tak již při nenulovém náklonu závislý na GCR. Pro nulový náklon  $\gamma = 0^\circ$  odpovídají hodnoty  $Y_{a,p}$  stejným poměrným efektivním výnosům jako pro poměrné efektivní výnosy viz kapitola 3.4.1. Při malém GCR do 0,3 a rostoucím náklonu  $\gamma$  stoupají hodnoty poměrných efektivních výnosu  $Y_{a,p}$  do náklonu  $\gamma = 10^\circ$ , pak již jsou v zásadě konstantní, neboť dosáhnou maxima svého energetického potenciálu. Pokud by závislost byla vynesena až do hodnoty náklonu terénu  $\gamma = 90^\circ$ , držely by se hodnoty konstantní až do jistého kritického náklonu  $\gamma$ , za kterým by již začalo docházet naopak ke snižování  $Y_{a,p}$ , neboť při příliš velkém náklonu začne docházet k opačnému zastínění, než by člověk v ČR očekával. Slunce totiž z hlediska azimutu v letních měsících svítí i ze severu, jinými slovy dochází k zastínění FV pole především z opačné strany, než k tomu dochází po většinu času na nenakloněné rovině. Pro oblasti s vyšším GCR budou hodnoty  $Y_{a,p}$  dosahovat při rostoucím  $\gamma$  stejných maxim jako pro malé GCR akorát v oblastech s vyšším  $\gamma$ , neboť pro potlačení zastínění je nutné při vyšším GCR většího náklonu  $\gamma$ . Pro malé GCR budou mít největší hodnoty výnosů sklony okolo  $35^\circ$ , tedy ideální sklon pro zcela nezastíněný panel. Pro větší GCR budou mít při kladném náklonu největší výnosy sklon okolo  $20^\circ$ .



$\beta =$  ■  $0^\circ$  ■  $5^\circ$  ■  $10^\circ$  ■  $15^\circ$  ■  $20^\circ$  ■  $25^\circ$  ■  $30^\circ$  ■  $35^\circ$  ■  $40^\circ$  ■  $45^\circ$  ■  $50^\circ$  ■  $55^\circ$  ■  $60^\circ$  ■  $65^\circ$  ■  $70^\circ$  ■  $75^\circ$  ■  $80^\circ$  ■  $85^\circ$  ■  $90^\circ$

Obrázek 45 – Vliv  $\gamma$  na poměrné efektivní výnosy pro různé sklony s jižní orientací

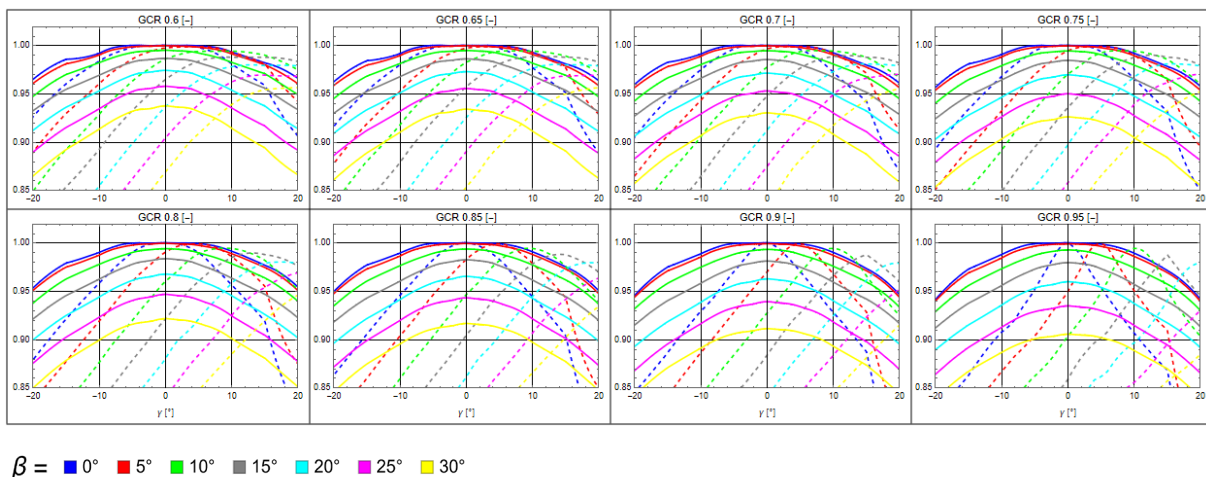


Při záporném náklonu  $\gamma$  a menším GCR budou mít největší poměrné efektivní výnosy vyšší sklonů okolo  $30^\circ$ , pro větší GCR naopak co nejmenší sklonů. Například tedy pro GCR = 60 % je při nulovém  $\gamma$  hodnota  $Y_{ap}$  největší pro sklon  $\beta = 20^\circ$ , nicméně při klesajícím náklonu za  $\gamma = -8^\circ$  dosahuje už vyšších hodnot sklon  $\beta = 15^\circ$ . Lze tedy vyvodit, že je vhodné volit menší sklon  $\beta$ , při záporném náklonu  $\gamma$ , avšak jen pro vyšší hodnoty GCR, pro menší je tomu naopak.

### Typ střecha a čistě východní nebo západní orientace

Pro sestavu typu střecha platí, že se jedná o oboustranně orientované pole, a tedy v případě náklonu ať k východu nebo západu bude docházet pro jednu část pole k negativnímu a jednu část k pozitivnímu náklonu. Na rozdíl od jižní orientace ale nebude náklon nikdy ve výsledku pozitivní, neboť jak východní, tak západní orientace má pro nenulové sklonů horší poměrné efektivní výnosy  $Y_{ap}$ . Při pohledu viz Obrázek 44 je zobrazeno, jak vypadá pozitivní náklon pro sestavu typu střecha. Pokud je tedy  $\gamma$  kladné, je terén orientován na západ, při záporném  $\gamma$  je orientace terénu na východ. Pro zobrazení vlivu náklonu terénu byly zpracovány pouze případy s vyššími GCR, neboť sestavy s menšími hodnotami nemívají ekonomický smysl a není tak třeba je podrobně analyzovat.

Čistě východní nebo západní orientace jsou ekonomicky nevhodné pro stavby na prosté ploše. Je to z toho důvodu, že mnohem efektivnější je stavět pro takové situace konstrukce typu střecha, nicméně pokud dojde k vyššímu náklonu terénu na východ nebo západ, může se stát, že konstrukce typu střecha bude mít menší poměrný efektivní výnos fotovoltaického pole  $Y_{ap}$  než sestava čistě orientovaná na východ či západ, podle kladného směru náklonu terénu. Poměrné výnosy se pro čistě východní a západní orientaci mírně liší, nicméně zde lze zavést zjednodušující předpoklad, že jsou stejné.



Obrázek 46 – Vliv náklonu terénu na poměrný efektivní výnos pro sestavu typu střecha plně, pro čistě východní nebo západní orientaci čárkovaně

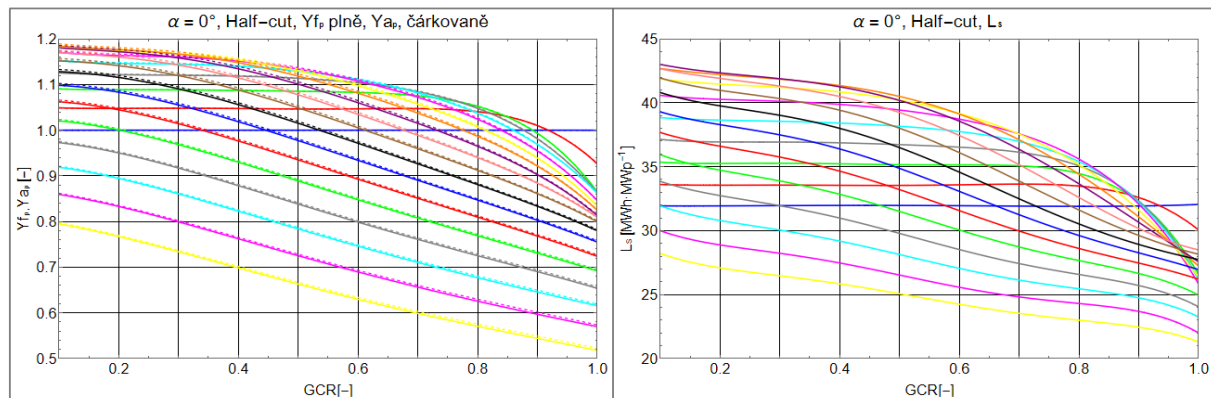
Vynesené závislosti odpovídají předpokladu negativního efektu pro konstrukci typu střecha pro jakýkoliv náklon  $\gamma$ . Rozdíl v GCR je mírně zanedbatelný z hlediska úzkosti vrcholů daných křivek. Nejvyšších hodnot výnosů lze teoreticky vždy dosáhnout při nulovém sklonu, vzhledem ale k potlačení efektu znečištění modulů lze uvažovat pouze sklonů nad  $10^\circ$  včetně. Ten má přitom vrchol v nulovém náklonu, jakýkoliv náklon terénu pro sestavu typu střecha je tak negativní na jeho celkový výnos. V rámci tolerance  $\gamma = \pm 5^\circ$  je ve výpočtech pro nízké sklonů náklon terénu zanedbatelný. Čárkovaně jsou také vyneseny závislosti čistě východních nebo západních orientací. Pokud by byl tedy vzat nejnižší použitelný sklon  $\beta = 10^\circ$ , lze z grafů odečíst, že při GCR = 95 % a při zhruba kladném náklonu terénu  $\gamma = 8^\circ$  má již větší poměrný efektivní výnos čistě východní nebo západní sestava dle náklonu terénu. Závislosti jsou zrcadlové, takže tyto hranice platí i pro negativní náklony terénu. Je-li tedy nakloněný terén více jak  $8^\circ$  na východ nebo západ, je již vhodnější použít čistě východní nebo západní orientaci FV pole.

### 3.5. Poměrný konečný výnos FV elektrárny $Y_f$ a PR

Při pohledu na poměrné výnosy FV polí například viz Obrázek 38 jsou hodnoty vztažené k horizontálnímu výnosu  $Y_{a_{hor}}$ . U poměrného výnosu FVE  $Y_f$  je postup stejný, jen hodnoty jsou vztaženy k horizontálnímu výnosu FV elektrárny  $Y_{f_{hor}}$  viz kapitola 3.2.3.

$$Y_f = Y_{f_{hor}} \cdot Y_{f_p} \quad [\text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, -] \quad (3.9)$$

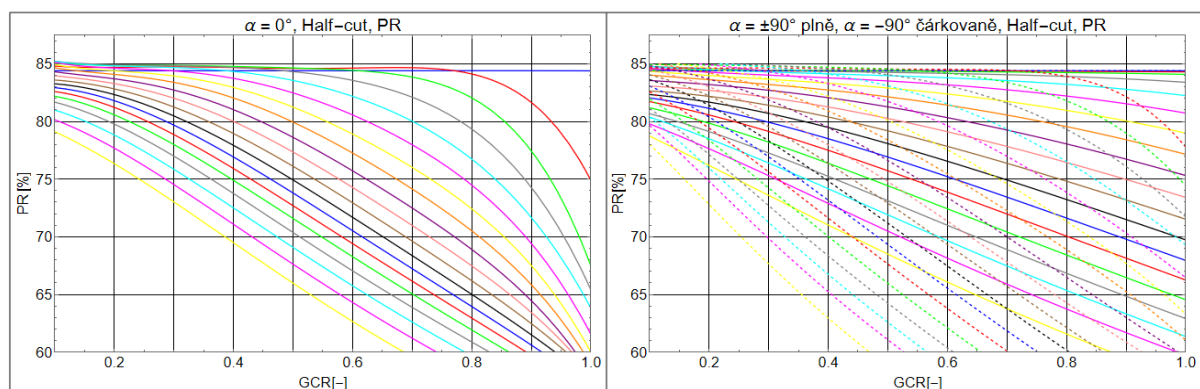
Pro konkrétní typ střídačů, transformátorů a vyvedení výkonu bude specifická určitá hodnota ztrát v systému  $L_s$ , nicméně při analýze závislosti  $L_s$  na GCR,  $\beta$  a  $\gamma$  nedochází k nijak zásadním změnám, které by nějak výrazně ovlivnily konečný výnos FVE. Pro zobrazení vlivu celkových ztrát bude ukázán rozdíl mezi  $Y_{a_p}$  a  $Y_f$  pro jižní orientaci a také budou zobrazeny ztráty v systému  $L_s$  viz Obrázek 47. S rostoucím GCR klesají hodnoty poměrného výnosu  $Y_{a_p}$  a tedy i hodnoty ztrát  $L_s$  v důsledku snížení protékajícího proudu přes střídavá zařízení. Na druhou stranu jsou ovlivněny i hodnoty operačních účinností, ve kterých zařízení pracují, pokles výnosu tak nemusí vždy jistě znamenat pokles ztrát v systému, nicméně zde dochází k poklesu vždy ve všech případech nárůstu GCR. Při růstu GCR tak sice dochází k poklesu ztrát  $L_s$  ale zároveň dochází k růstu ztrát ve FV poli  $L_c$ . V důsledku se tak na rozdílu křivek  $Y_{a_p}$  a  $Y_f$  ztráty v systému nijak zásadně neprojeví. Navíc zde není počítáno se ztrátami v přípojce, neboť je zvažováno vyvedení výkonu na místě.



$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40° ■ 45° ■ 50° ■ 55° ■ 60° ■ 65° ■ 70° ■ 75° ■ 80° ■ 85° ■ 90°

Obrázek 47 – Vlevo  $Y_f$  pro jižní orientaci s moduly typu Half-cut plně, čárkovaně  $Y_{a_p}$ , vpravo průběhy  $L_s$  pro jižní orientaci

Kromě poměrného konečného výnosu je ještě vhodné stanovit hodnoty PR, aby byla uvedena jasná představa o tom, jak je kvalitativně ovlivněn systém z hlediska změny sklonů, orientací a hodnot GCR. Vzhledem k tomu, že hodnoty PR vychází z poměru  $Y_f$  a  $Y_r$  a přitom referenční výnos  $Y_r$  není nijak závislý na GCR, bude hodnota PR s rostoucím GCR klesat.



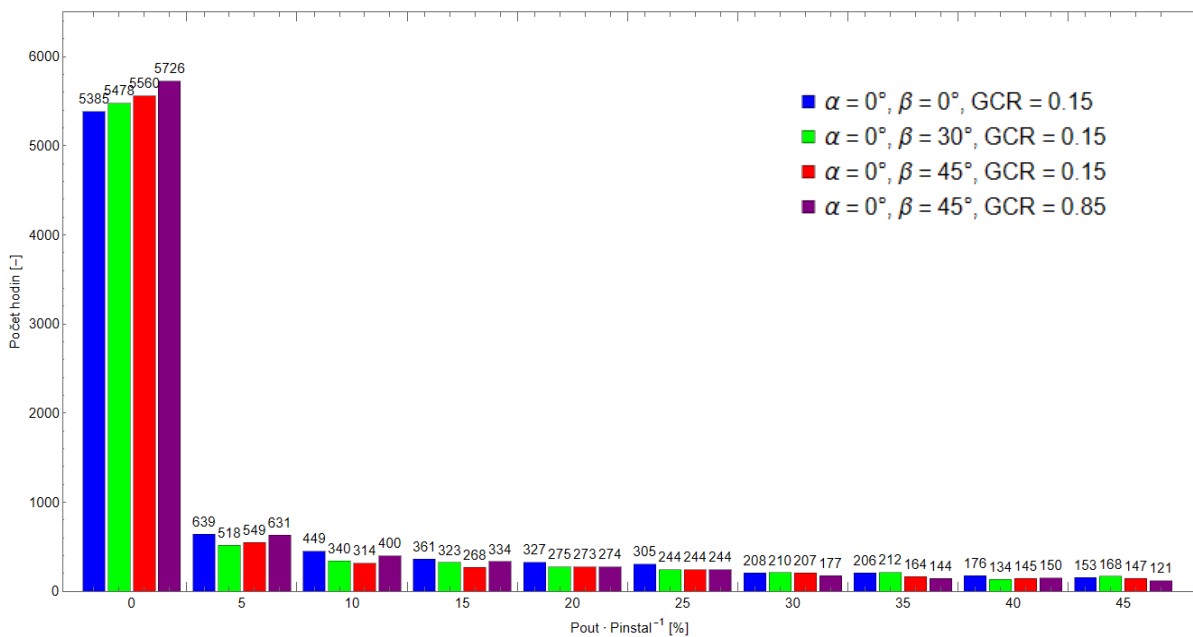
$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40° ■ 45° ■ 50° ■ 55° ■ 60° ■ 65° ■ 70° ■ 75° ■ 80° ■ 85° ■ 90°

Obrázek 48 – PR pro jižní orientaci vlevo, PR pro sestavu typu střecha plně a východní orientaci čárkovaně vpravo

Hodnoty PR vykazují kvalitativní provedení dané FVE, nicméně neinformují nijak o vyrobené celkové energii, nelze tak definovat, že by sestavy s větším PR měly být i ekonomicky výhodnější. Nejvyšších hodnot v oblasti GCR dosahuje nulový sklon, v něm ale není započten zvýšený nárůst ztrát znečištěním modulů. Nulový sklon není nijak zastíněn, nemá tedy v sobě žádné ztráty stíněním, a proto vykazuje velmi dobré PR v celé oblasti GCR. Na druhou stranu jeho menší výroba vede k tomu, že jisté části FVE nepracují po většinu času v zcela optimálních zatíženích, dochází tak k určitým ztrátám vlivem poklesu účinnosti některých komponentů. Z toho důvodu mají některé sklony při nízkém GCR vyšší hodnotu PR než nulový sklon.

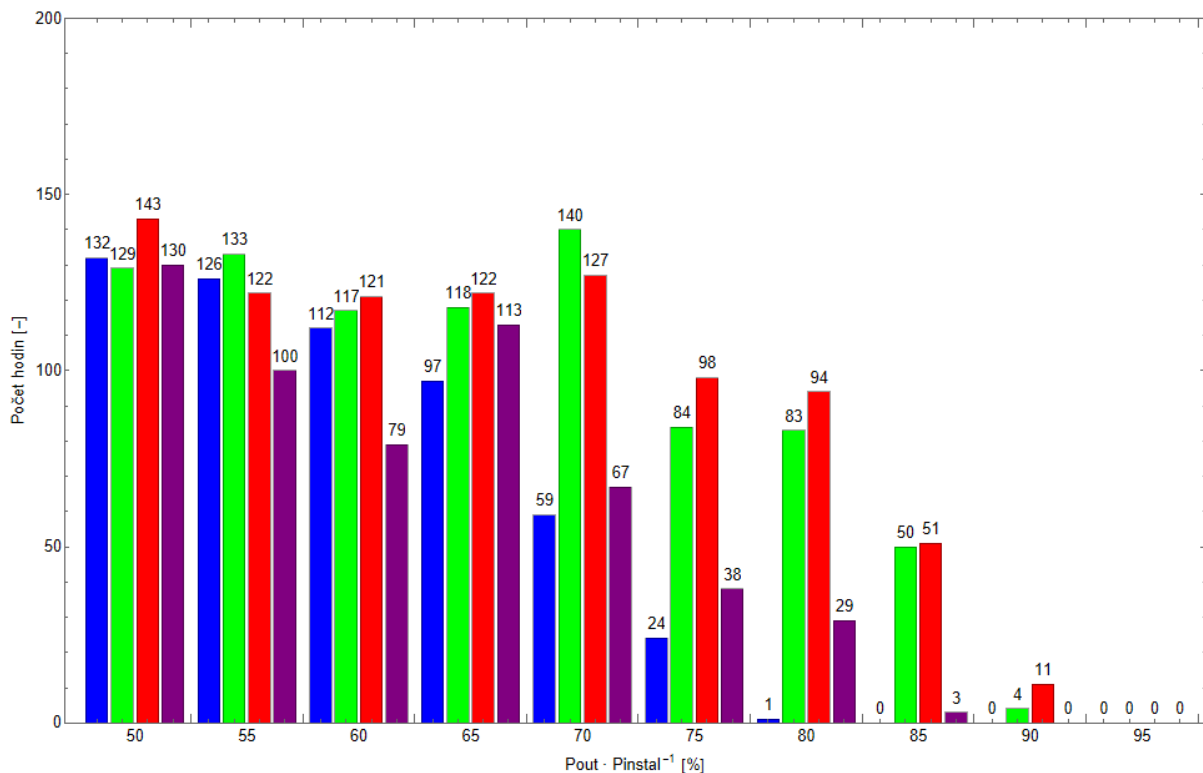
### 3.6. Ztráty na střídačích $L_{S1}$

V kapitole 3.5 je uvedena závislost výnosu FVE vztažená k referenčnímu nulovému sklonu. Velikost celkových ztrát  $L_s$  lze ovlivnit hlavně volbou základních prvků v systému FVE a jejich operačních účinností. Ztráty na střídači  $L_{S1}$  jsou tvořeny hlavně provozní účinností střídače a ztrátami při přetěžování. Přímé ovlivnění provozních ztrát lze ovlivnit výběrem invertoru a přetěžováním. Invertor má specifické křivky účinnosti, které lze charakterizovat euro účinností. Přetěžování je definováno pomocí poměrového koeficientu  $p_{nom\_ratio}$  viz rovnice (2.16). Nejdříve pro pochopení dané problematiky je nutné vyobrazit jakou četností výkonu bude PV pole disponovat v průběhu roku. Tím je myšleno kolikrát v roce nastane situace, že FVE bude například vyrábět 50-55 % svého nominálního výkonu  $P_{install}$ . Vzhledem k tomu, že výkon je určen z hodinových dat, bude celková suma počtu všech výkonů rovna 8 760 hodin (počet hodin v roce). Výkon bude rozdělen do pásmech po 5 % svého nominálního výkonu.



Obrázek 49 - Histogram pro poměrný výkon od 0 do 50 % pro různé sklony, orientace a GCR

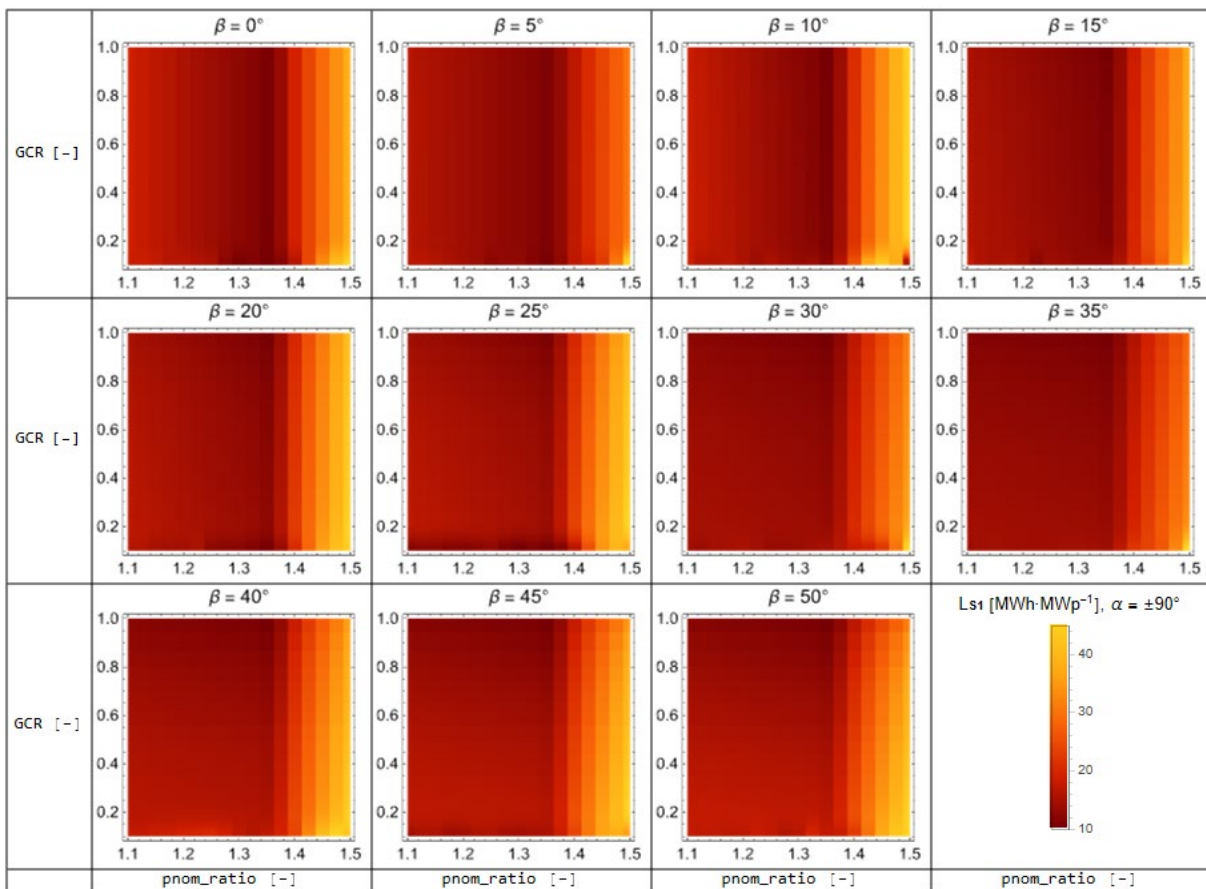
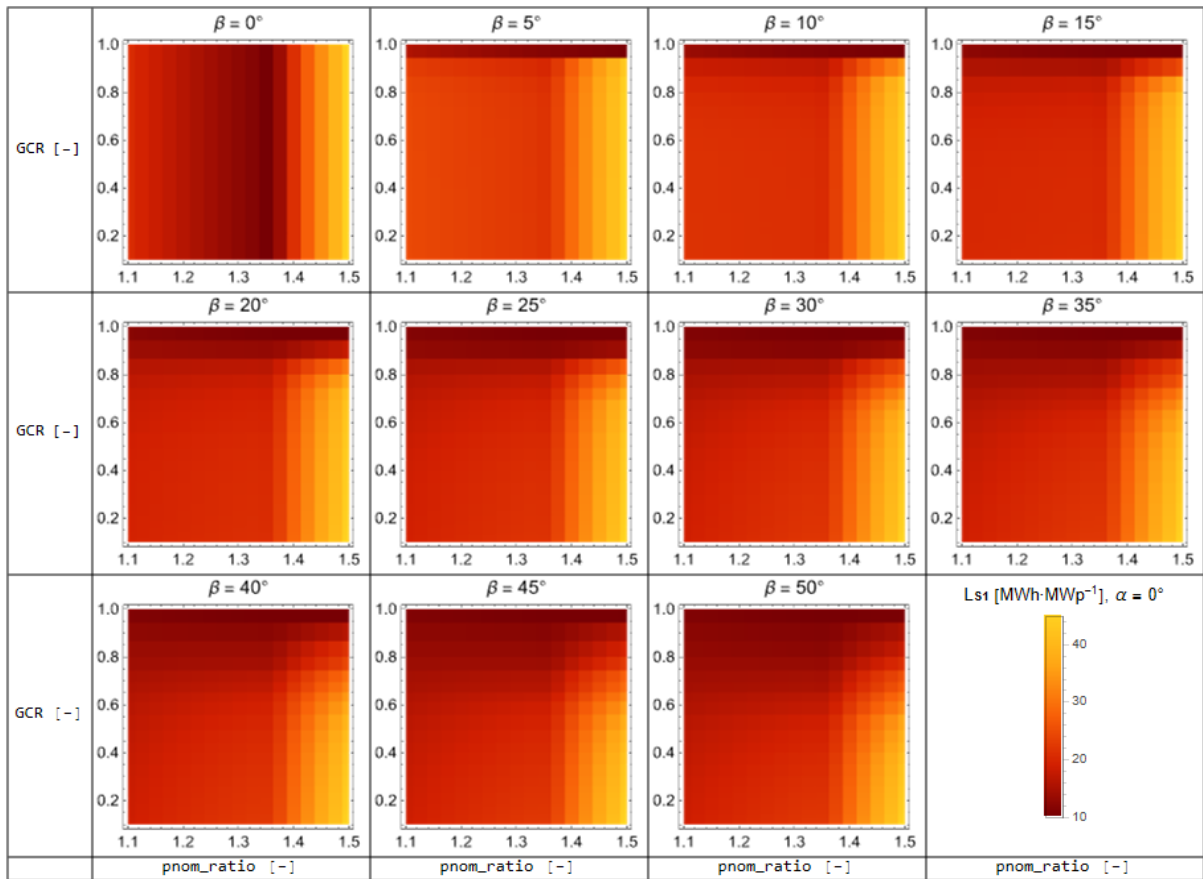




Obrázek 50 – Histogramy pro poměrný výkon od 50 do 100 % pro různé sklony, orientace a GCR

Na výše zobrazených obrázcích jsou histogramy ročních výkonů pro různé sklony, GCR a orientace. Modře je vyznačen referenční systém s nulovým sklonem a orientací. Lze pozorovat, že svého poměrného výkonu mezi 80 až 85 % dosáhne za rok pouze jednou, jinak nejvíce dosahuje výroby v oblasti mezi 0 až 5 %. Dále je pak zobrazen systém s jižní orientací a sklonem 30° a GCR 0,15 zeleně. Zde je již hustota četnosti vyššího výkonu větší a FV pole dokáže disponovat výkonem mezi 90 až 95 % čtyřikrát za rok. Vzhledem k tomu, že FV panely budou dosahovat největších výkonů v letních obdobích, lze očekávat, že sestavy s vyšším sklonem okolo 45° budou dosahovat i větší četnosti v oblasti nejvyšších výkonů, neboť budou schopny neefektivněji využít úhel slunečního zenitu. Na druhou stranu celoroční výnos těchto sklonů je horší oproti nezastíněným systémům se sklonem okolo 35°. Také bude platit, že s rostoucím GCR budou četnosti výkonů v oblasti vyšších výkonů klesat v důsledku vyššího stínění.

Je tedy zřejmé, že ztráty vlivem přetěžování střídačů budou závislé na výrobě FV pole. Ta je závislá v zásadě na všech zkoumaných faktorech, je tedy nutné analyzovat tyto ztráty v závislosti na  $p_{nom\_ratio}$  při proměnném GCR, sklonu  $\beta$  a orientaci  $\alpha$ . Zároveň ale pro  $L_{S1}$  je nutné zahrnout i vliv operační účinnosti samotného střídače, protože ta je taky závislá na zatížení viz Obrázek 24, proto změna  $p_{nom\_ratio}$  se projeví na  $L_{S1}$  i při nulových ztrátách vzniklých vlivem přetěžování. Pro výpočet bude využit střídač GoodWe s euro účinností 98,1 %.



Obrázek 51 – Závislost měrných ztrát  $L_{s1}$  pro jižní orientaci nahoře, pro sestavu typu střecha dole, oboje s panely typu Half-cut

Při pohledu na horní závislosti měrných ztrát viz Obrázek 51 vychází pro nulový sklon pokles  $L_{S1}$  při rostoucím  $p_{nom\_ratio}$  od 1,1 do 1,35. Tato skutečnost vychází z faktu, že poměrná výroba je při nulovém sklonu menší a kvůli tomu jsou střídače po většinu času méně výkonově využívány, což vede k vyšší četnosti výskytu střídače v operační oblasti s nižší účinností. Tento pokles probíhá až do hodnoty 1,35, od které dochází s růstem  $p_{nom\_ratio}$  k výraznému navýšení poměrných ztrát vlivem nezpracovaného výkonu. S růstem sklonu  $\beta$  dochází k zapojení vlivu stínění ale také změny výnosu FV pole v rámci závislosti na  $\beta$  a GCR. Kvůli tomu od sklonu  $\beta = 15^\circ$  již dochází s růstem  $p_{nom\_ratio}$  k postupnému navyšování ztrát do hodnoty  $p_{nom\_ratio} = 1,35$ , závislost je tak stoupající oproti referenčnímu nulovému sklonu  $\beta$ , kde byla klesající. K tomu došlo, protože střídače se překlony přes oblast s maximální operační účinností a  $L_{S1}$  rostou, a to už od počáteční hodnoty  $p_{nom\_ratio} = 1,1$ . Zároveň dochází ke zvýšení vlivu GCR v důsledku závislosti výnosu na GCR. Hodnoty v oblasti vyššího GCR tak dosahují nižších ztrát, neboť jejich výnos je v této oblasti nižší. Pro obvyklé sklony jižně orientovaných FV polí mezi  $20$  až  $40^\circ$  platí, že s rostoucím  $p_{nom\_ratio}$  mírně rostou ztráty  $L_{S1}$ , přičemž od zlomové hodnoty okolo 1,35 dochází ke zlomovému nárůstu vlivem ztrát přetěžování.

Na druhou stranu je nutné zdůraznit, že tyto analýzy hodnot nemusí odpovídat každému typu střídače, neboť každý má trochu jinou závislost operační účinnosti a také jinou oblast zpracovatelné VA charakteristiky řetězců. Hodnoty takových ztrát jsou tedy závislé na tom, jaký počet panelů bude v jednom řetězci a jakými proudy budou řetězce disponovat. Závislost operačních účinností střídačů je pro různé typy podobná a pokud budou řetězce voleny takové, aby nedocházelo k výraznějším ztrátám vlivem maximálního nebo minimálního vstupního napětí, lze tento model aplikovat i na jiné střídače. Přesná analýza přetěžování by nicméně měla být provedena vždy v závislosti na typu nebo alespoň řady střídačů od stejného výrobce.

## 4. Ekonomické analýza

Při analýze výdajů bude vycházeno z energetických hodnot z energetické analýzy viz kapitola 3. Na základě těchto údajů bude počítáno s výnosy FVE pro různé sklony, orientace, GCR a náklony terénu  $\gamma$  pro referenční lokalitu Svitavy. Je nicméně nutné zopakovat, že hodnoty se sklony  $0$  a  $5^\circ$  nebudou vypovídající, neboť neobsahují vliv dlouhodobého zastínění, jejich obraz je tak pouze teoretický, nicméně reálně by jejich výroba byla výrazně nižší, a proto se v praxi ani neinstalují. Cílem analýzy bude primárně najít takové hodnoty GCR, ve kterých budou mít sestavy pro různé sklony, orientace a náklony terénu nejmenší hodnotu LCOE. Posléze bude provedena citlivostní analýza na vstupní ekonomické parametry.

### 4.1. Vstupní parametry ekonomického modelu

Pro analýzu výdajů budou rozděleny investiční (CAPEX) a provozní (OPEX) výdaje na složky, které jsou závislé na ploše, velikosti instalovaného výkonu a složky které jsou nezávislé. Na zvolené referenční údaje bude aplikována citlivostní analýza, která určí, jak se bude daný systém chovat při změně těchto vstupních parametrů.

CAPEX reprezentuje veškeré investiční výdaje od počátku záměru po konečnou výstavbu. Pro značení budou tyto výdaje závislé na výkonu značeny  $CAPEX_{mp}$  a na ploše  $CAPEX_{ms}$ . Pro investice v oblasti FVE jednoznačně bude platit, že měrná cena za instalovaný výkon bude s velikostí instalovaného výkonu klesat, nicméně tento vliv zde není započítán, bude tedy brán předpoklad, že změny rozložení FV polí se aplikují na již dostatečně velké výkonové systémy, u kterých v rámci změn výkonů při proměnném GCR není vyvolána žádná velká změna v měrných cenách. Ceny stanovené za střídače budou vztaheny k výkonu panelům při  $p_{nom\_ratio} = 1,3$ . Referenční plocha FV pole je určena ze vzorce (3.2) pro koeficient  $k_s = 0,9$ .

Komponenty	CAPEX <sub>mp</sub> [EUR·MWp <sup>-1</sup> ]	CAPEX <sub>ms</sub> [EUR·ha <sup>-1</sup> ]	Zdroj
<b>Panely</b>	340 000	0	PVMagazine <sup>38</sup>
<b>Střídače</b>	46 000	0	NREL <sup>39</sup> , pro p <sub>nom_ratio</sub> = 1,3
<b>BoS - Hardware</b>			
Konstrukce	90 000	0	NREL
DC Kabeláž včetně skříní, spínačů apod.	27 000		IRENA 2021 <sup>40</sup>
VN Trafostanice	23 000	0	Tabulka 2, využití 2,5 MVA transformátorů
Oplocení a zabezpečení areálu FVE, monitorovací systém	18 000	35 000	IRENA 2021
Infrastruktura areálu (komunikace a zázemí s k <sub>s</sub> = 0,9 viz kapitola 3.1.3)	0	9 176	Ústav územního rozvoje <sup>41</sup>
<b>Instalace</b>			
mechanická, elektrická a inspekční práce (zahrnuje i srovnání terénu)	35 000	2 200	IRENA 2021, Emporio-exclusive <sup>42</sup>
<b>Soft Cost</b>			
Poplatek za připojení (VN, typ B)	7 200	0	Vyhláška č. 16/2016 Sb. verze 2
Ostatní	20 000	2 500	IRENA 2021
<b>Celkem</b>	<b>599 000</b>	<b>49 376</b>	

Tabulka 12 – Poměrné investiční výdaje CAPEX pro referenční sestavu

Pokud by tedy byla vzata například sestava s GCR = 60 %, hodnotou účinnosti panelů 20 % a koeficientem skutečného instalovaného výkonu k<sub>s</sub> = 0,9, lze dostat po dosazení do rovnice (3.2) hodnotu p<sub>s\_real</sub> = 1,08 MWp·ha<sup>-1</sup>. Pro plochu například 20 ha je získána FVE s instalovaným výkonem 21,6 MWp. Po vynásobení výkonu s poměrnou cenou CAPEX<sub>mp</sub> je investiční výdaj za MWp roven 12 938 400 EUR. Po vynásobení plochy s poměrnou cenou za CAPEX<sub>ms</sub> je investiční výdaj za hektar roven 987 520 EUR. V součtu je to pak 13 925 920 EUR. Pokud by byla tato hodnota vztažena opět na MWp, lze se dostat k ceně 644 719 EUR·MWp<sup>-1</sup>. Tato vztažená celková hodnota bude značena CAPEX<sub>Celkmp</sub>. Na níže vyobrazených grafech je závislost absolutních hodnot CAPEX<sub>Celkmp</sub> pro referenční sestavu a pro situaci, kdy je CAPEX<sub>mp</sub> nebo CAPEX<sub>ms</sub> větší o 10 % oproti referenčním hodnotám viz Tabulka 12. Také je zobrazen graf relativních hodnot zastoupených z referenčních hodnot. Z grafů je vidět, že zvětšení CAPEX<sub>mp</sub> se logicky projeví na velikosti CAPEX<sub>Celkmp</sub> v oblasti vyšších hodnot GCR. Pro CAPEX<sub>ms</sub> je pak závislost opačná.

$$CAPEX_{Celkmp} = \frac{CAPEX_{mp} \cdot P_{install} + CAPEX_{ms} \cdot S}{P_{install}} \quad \begin{matrix} \text{[EUR·MWp}^{-1}\text{; EUR·MWp}^{-1}\text{,} \\ \text{MWp, EUR·ha}^{-1}\text{, ha, MWp]} \end{matrix} \quad (4.1)$$

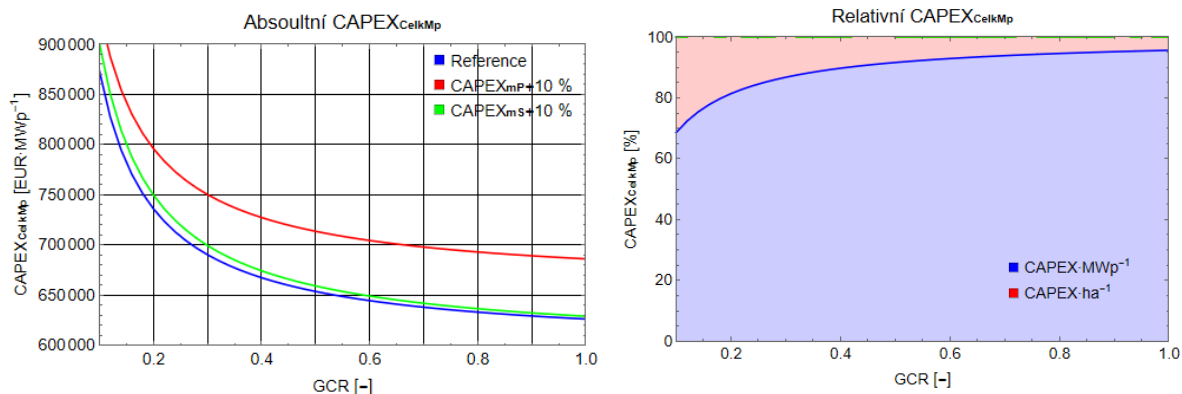
<sup>38</sup> SCHACHINGER, Martin. PV module price index: The price spiral winds up. PVMagazine viz poznámka č.8

<sup>39</sup> Ramasamy Vignesh, David Feldman, Jal Desai, and Robert Margolis. 2021. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80694. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80694.pdf>

<sup>40</sup> IRENA (2021). RENEWABLE POWER GENERATION: COSTS IN 2020 viz poznámka č. 3

<sup>41</sup> ŠIMKOVÁ, Hana a Martin KOLMISTR Aktualizace 2021 [online]. 2021 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <http://www.uur.cz/default.asp?ID=899>. Internetová příručka. Ústav územního rozvoje.

<sup>42</sup> Terénní úpravy. Emporio-exclusive [online]. 2022 [cit. 2022-03-17]. Dostupné z: <https://www.emporio-exclusive.cz/terenni-upravy/>



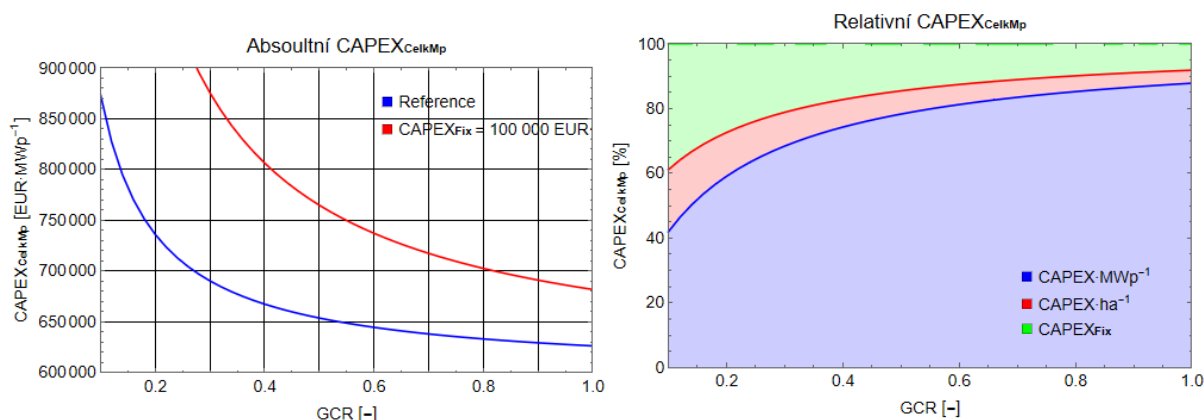
Obrázek 52 – Absolutní a relativní CAPEX<sub>CelkMP</sub> při nulové fixní složce

Součástí investičních výdajů může být také fixní složka CAPEX<sub>Fix</sub>. Ta reprezentuje část investičních výdajů, které nejsou přímo závislé ani na výkonu ani na ploše. Typickým představitelem těchto výdajů je část peněz vynaložená na přípojku. V rámci hodnot viz Tabulka 12 je sice součástí výdajů i položka vyvedení výkonu, nicméně tato částka reprezentuje výdaje přímo úměrné vynaložené za technologické provedení závislé na velikosti výstupního výkonu. Fixní položka nicméně reprezentuje tu část výdajů, které by byly vynaloženy i při proměnném výkonu nebo ploše, nejsou tak nijak ovlivněny GCR. Typicky se jedná o výdaje závislé na délce přípojky, hladině napětí vyvedení výkonu spolu výdaji na zřízení VVN rozvodny, výdaje na stavební objekty apod. Jinými slovy, pokud budu chtít zřídít přípojku v délce 5 km, velikost instalovaného výkonu ovlivní výdaje spojené se změnou průřezu vodičů, počtem kabelů, průchodek a chrániček a další, nicméně cena za výkop, práci a povolovací poplatky bude v zásadě stejná i při změně GCR.

$$CAPEX_{CelkMP} = \frac{CAPEX_{mP} \cdot P_{install} + CAPEX_{ms} \cdot S + CAPEX_{Fix}}{P_{install}} \quad \begin{matrix} \text{[EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}; \\ \text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}, \text{ MWp}, \\ \text{EUR} \cdot \text{ha}^{-1}, \text{ ha}, \text{ MWp}] \end{matrix} \quad (4.2)$$

Vzhledem k tomu, že CAPEX<sub>Fix</sub> není v poměrných hodnotách, je jeho relativní zastoupení v celkových investičních výdajích různé při změně GCR a zároveň různé při velikosti odlišné plochy S. Bude vzat tedy stejný příklad sestavy s GCR = 60 %, plochou 20 ha, instalovaným výkonem 21,6 MWp a celkovou cenou 13 925 920 EUR. CAPEX<sub>Fix</sub> bude například 2 000 000 EUR. Tato hodnota bude vztažena vůči celkové ploše 20 ha, což tvoří veličinu CAPEX<sub>FixS</sub> = 100 000 EUR·ha<sup>-1</sup>. S rostoucí velikostí plochy tak bude CAPEX<sub>Fix</sub> konstantní ale hodnota CAPEX<sub>FixS</sub> bude klesat.

$$CAPEX_{FixS} = \frac{CAPEX_{Fix}}{S} \quad \text{[EUR} \cdot \text{ha}^{-1}; \text{ EUR, ha}] \quad (4.3)$$



Obrázek 53 – Absolutní a relativní CAPEX<sub>CelkMP</sub> s fixní složkou CAPEX<sub>FixS</sub> 100 000 EUR·ha<sup>-1</sup>

Pokud FVE tedy bude větší a bude se rozkládat na větší ploše, uplatní se hodnota CAPEX<sub>Fix</sub> méně. Pokud se ale bude jednat o menší FVE a hodnota CAPEX<sub>FixS</sub> bude větší, může mít tato fixní složka velký vliv na hodnotu LCOE a polohu GCR s minimální hodnotou LCOE. Pro referenční sestavu bude počítáno s nulovou fixní hodnotou CAPEX<sub>Fix</sub>. To lze reprezentovat tak, že projekt je vyveden v místě instalace a žádné fixní výdaje nevznikají. Analýza těchto výdajů bude následovat v dalších kapitolách ekonomické analýzy.

Provozní výdaje budou také závislé jak na instalovaném výkonu, tak na ploše. Značeny budou obdobně jako investiční výdaje OPEX<sub>mp</sub> a OPEX<sub>ms</sub>. Fixní provozní výdaje nejsou nijak zvažovány.

Komponenty	OPEX <sub>mp</sub> [EUR·MWp <sup>-1</sup> ]	OPEX <sub>ms</sub> [EUR·ha <sup>-1</sup> ]	Zdroj
Provoz a údržba	4 000	1 000	LBNL <sup>43</sup>
Nájem	0	2 180	LBNL
Vynětí ze ZPF (třída ochrany IV)	0	1 862	EKatalog BPEJ <sup>44</sup>
Ostatní	3 000	0	LBNL
<b>Celkem</b>	<b>7 000</b>	<b>5 042</b>	

Tabulka 13 – Roční provozní náklady OPEX pro referenční sestavu

Pro určení LCOE je dále nutné stanovit hodnoty doby životnosti FV elektrárny T a nominálního diskontu r. Zároveň je nutné stanovit s jakou degradací bude probíhat výroba. V rámci simulace byla v energetické analýze určena hodnota výroby pro první rok, která již zahrnuje vliv LID a degradaci v prvním roce. Při poklesu výroby bude zahrnut jak pokles v důsledku degradace panelů, tak navýšené ztráty vlivem zvyšujících se ztrát nesouladem. Při určování LCOE bude také nutné stanovit při konkrétním GCR hodnotu instalovaného výkonu, což lze jen při definování účinnosti panelů.

Předpoklady		Zdroj
Životnost T	30 let	NREL <sup>45</sup>
Nominální diskont r	6,5 %	Fraunhofer <sup>46</sup>
Degradační faktor d <sub>r</sub>	0,7 %	NREL
Účinnost panelů	20 %	
k <sub>s</sub> (koeficient skutečné inst. výkonu)	90 %	

Tabulka 14 – Předpoklady pro výpočet LCOE referenční sestavy

Vzhledem k tomu, že pro výpočet LCOE bude vyžito konečného výnosu FV elektrárny Y<sub>p</sub>, je nutné stanovit, zdali bude plocha pevně určena a pro každé GCR bude vypočtena hodnota instalovaného výkonu, nebo zda stanovit pevný instalovaný výkon a dle GCR stanovit velikost plochy. V následujícím postupu bude pokračováno tak, že plocha bude konstantní, stanovený instalovaný výkon je pak určen viz rovnice (3.2) rozšířený o plochu S.

$$P_{install} = GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_s \cdot S \quad [\text{MWp}; -, -, \text{MWp} \cdot \text{ha}^{-1}, -, \text{ha}] \quad (4.4)$$

<sup>43</sup> RYAN H, Wiser, Bolinger MARK a Seel JOACHIM. Benchmarking Utility-Scale PV Operational Expenses and Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Solar Industry Professionals [online]. 2020 [cit. 2022-03-17]. Dostupné z: <https://escholarship.org/uc/item/2pd8608q>. Recent Work. Lawrence Berkeley National Laboratory.

<sup>44</sup> EKatalog BPEJ. EKatalog BPEJ [online]. Výzkumný ústav meliorací a ochrany půdy, Ministerstvo zemědělství, 2019 [cit. 2022-03-17]. Dostupné z: <https://bpej.vumop.cz/>

<sup>45</sup> National Renewable Energy Laboratory viz poznámka č. 39

<sup>46</sup> KOST, Christoph, Shivenes SHAMMUGAM a další. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES [online]. 2021 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq\\_139232389\\_faqitem\\_7-answer](https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq_139232389_faqitem_7-answer). Study. FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE.

Pro výpočet LCOE bude využit vzorec (1.1), který ale bude upraven tak, aby při výpočtu mohly být využity poměrné konečné výnosy  $Yf_p$  a poměrné výdaje.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^T \frac{CAPEX_i + OPEX_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{E_{out(i)}}{(1+r)^i}} \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}; \text{EUR}, \text{EUR}, -, \text{MWh}, -] \quad (4.5)$$

$$CAPEX_i = CAPEX_{mP(i)} \cdot P_{install} + CAPEX_{mS(i)} \cdot S + CAPEX_{Fix(i)} \quad [\text{EUR}; \text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}, \text{MWp}, \text{EUR} \cdot \text{ha}^{-1}, \text{ha}, \text{EUR}] \quad (4.6)$$

$$OPEX_i = OPEX_{mP(i)} \cdot P_{install} + OPEX_{mS(i)} \cdot S \quad [\text{EUR}; \text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}, \text{MWp}, \text{EUR} \cdot \text{ha}^{-1}, \text{ha}] \quad (4.7)$$

$$E_{out(i)} = Yf_p \cdot Yf_{hor(i)} \cdot P_{install} \quad [\text{MWh}; -, \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, \text{MWp}] \quad (4.8)$$

$Yf_{hor(i)}$  odpovídá horizontálnímu výnosu  $Yf_{hor}$  v roce  $i$ . Ten odpovídá fiktivnímu výnosu sestavy s nulovým sklonem pro referenční lokalitu Svitavy. Fiktivní je označován, protože hodnota výnosu pro sklony do  $10^\circ$  je určena se stejnými ztrátami znečištění modulů jako pro ostatní sklony, nicméně tyto malé sklony mají tyto ztráty výrazně vyšší. Pro degradaci v jednotlivých letech bude využito vzorce (4.9).

$$Yf_{hor(i)} = Yf_{hor(1)} \cdot (1 - d_r)^i \quad [\text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, -] \quad (4.9)$$

Při dosazení vztahu (4.3) do (4.6) a (4.4),(4.6) až (4.9) do vztahu (4.5) dochází v každé části zlomku násobením s plochou  $S$ , lze ji tak zcela vyřadit, neboť nehraje žádnou roli při výpočtu LCOE. Jednotlivé prvky vyskytující se ve výsledném vzorci budou ovlivňovat hodnotu  $GCR_{LCOE\text{Min}}$ , tedy hodnotu takové  $GCR$ , ve kterém bude LCOE nejmenší a hodnot  $LCOE_{Yf\text{Min}}$ , tedy hodnotu LCOE v bodě  $GCR_{LCOE\text{Min}}$ .

$$LCOE = \frac{CAPEX_{mP(0)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot S + CAPEX_{mS(0)} \cdot S}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_p \cdot Yf_{hor(i)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot S}{(1+r)^i}} + \frac{CAPEX_{FixS(0)} \cdot S}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_p \cdot Yf_{hor(i)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot S}{(1+r)^i}} + \frac{\sum_{i=1}^T \frac{OPEX_{mP(i)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot S + OPEX_{mS(i)} \cdot S}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_p \cdot Yf_{hor(i)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot S}{(1+r)^i}} \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}; \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}, \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}, \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}] \quad (4.10)$$

Výsledný vztah lze zjednodušit krácením ve jmenovatelích a čitatelích tak, aby bylo zřejmé, jaké prvky se vzájemně ovlivňují na výsledné hodnotě LCOE.

$$LCOE = \frac{1}{Yf_p} \cdot \left( \frac{CAPEX_{mP(0)}}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} + \frac{CAPEX_{mS(0)}}{GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot \sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} + \frac{CAPEX_{FixS(0)}}{GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot \sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} + \frac{\sum_{i=1}^T \frac{OPEX_{mP(i)}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} + \frac{\sum_{i=1}^T \frac{OPEX_{mS(i)}}{(1+r)^i}}{GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot \sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} \right) \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}; -, \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}, \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}, \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}, \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}] \quad (4.11)$$



Investiční výdaje zde vstupují v nultém roce, tedy v čase, od kterého je počítáno s výrobou energie. Ve vzorci (4.11) tak vstupují jako údaj, který je závislý jen na instalovaném výkonu. Jsou přitom rozděleny tak, že při konstantní ploše je i část investičních výdajů konstantní, zatímco výrazně větší část je přes výkon přímo závislá na GCR. Vzhledem k tomu že  $CAPEX_{mp}$  tvoří většinou částku z celkového CAPEXu, velmi ovlivní konečnou hodnotu LCOE, nicméně z hlediska nalezení optimálního  $GCR_{LCOEmin}$  nesehraje tak velkou roli oproti konstantní složce  $CAPEX_{ms}$ . Ta naopak bude mít velkou roli při hledání optimálního  $GCR_{LCOEmin}$ , avšak nebude mít takovou roli na celkovou velikost LCOE.

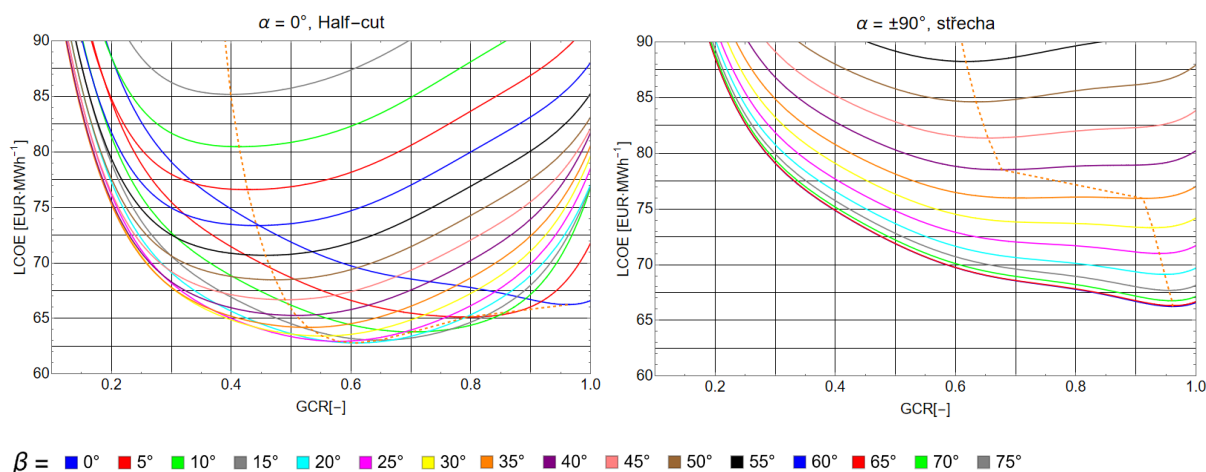
Provozní výdaje se také dělí na výdaje závislé na instalovaném výkonu a velikosti plochy  $S$ . V případě  $OPEX_{mp}$  bude výrazná změna mít za následek větší vliv na velikost LCOE než na polohu  $GCR_{LCOEmin}$ , v případě  $OPEX_{ms}$  je tomu naopak, velikost ovlivní hlavně polohu  $GCR_{LCOEmin}$ , zatímco celkovou velikost LCOE již tolik ne.

Doba života  $T$  ovlivňuje především celkovou hodnotu LCOE, polohu minima  $GCR_{LCOEmin}$  bude ovlivňovat minimálně. Nominální diskont bude mít velkou roli i hodnotu LCOE, ale i nezanedbatelnou roli na polohu  $GCR_{LCOEmin}$ . Hodnota účinnosti panelů přímo ovlivní hodnotu instalovaného výkonu a výroby. Na druhou stranu je ale nutné při změnách účinnosti také upravit alespoň hodnotu  $CAPEX_{mp}$ , neboť účinnější panely budou disponovat i vyšší pořizovací cenou. Hodnota degradačního faktoru ovlivní výslednou celkovou hodnotu LCOE. Cílem analýzy bude určit  $GCR_{LCOEmin}$  a  $LCOE_{yfm}$  při proměnném energetickém a ekonomickém vstupu.

## 4.2. Proměnné energetické vstupy

### 4.2.1. Vliv sklonu a orientace

V rámci ekonomické analýzy budou nejdříve budou vyobrazeny křivky LCOE v závislosti na GCR pro jižní orientaci a pro sestavu typu střecha s východní a západní orientací s panely typu Half-cut na výšku stejně jako v energetické analýze. Výpočet LCOE vychází ze vstupních energetických hodnot viz kapitola 1.3 a ekonomických viz kapitola 4.1, přičemž údaje jsou dosazeny do vzorce (4.11). Zobrazené průběhy obsahují jen vybrané relevantní sklony  $\beta$ .



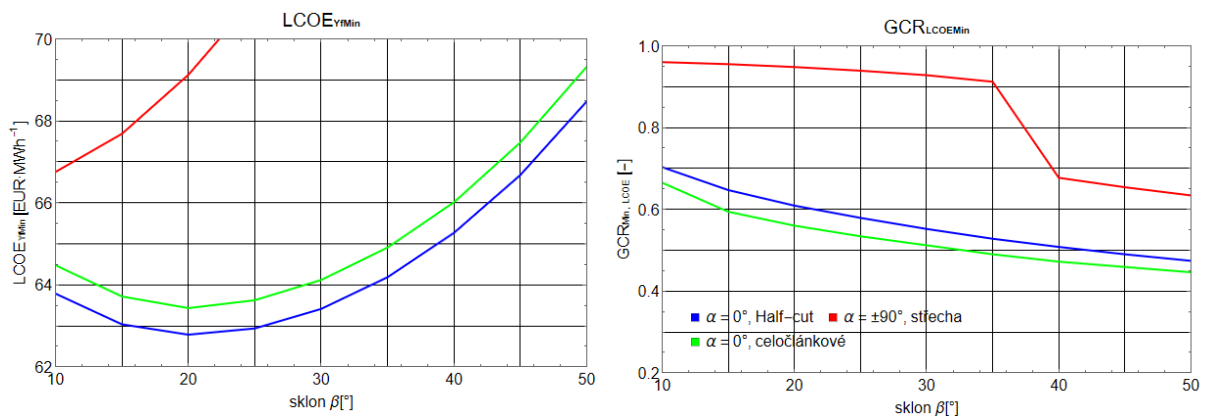
Obrázek 54 – LCOE pro jižní orientaci vlevo, pro typ střecha vpravo, oranžově čárkovaná křivka propojuje místa s nejnižším LCOE

Bude tedy platit, že pro nulový sklon hodnota LCOE klesá s rostoucím GCR. To je zcela logické, neboť při větším GCR nedochází k zastínění, a proto větší GCR vede ke stejnému výnosu, přitom je možné instalovat větší výkon na stejnou plochu, a tedy i větší výrobu při zachování stejných výdajů na plochu. Pro jižní orientaci dochází s růstem sklonu  $\beta$  od nulové hodnoty k poklesu  $LCOE_{yfm}$  a hodnoty  $GCR_{LCOEmin}$ , ve kterém je LCOE pro daný sklon minimální, přičemž v grafu viz Obrázek 54 jsou tyto hodnoty propojeny oranžově čárkovanou křivkou. Trend poklesu platí až do hodnoty sklonu  $\beta = 20^\circ$ .



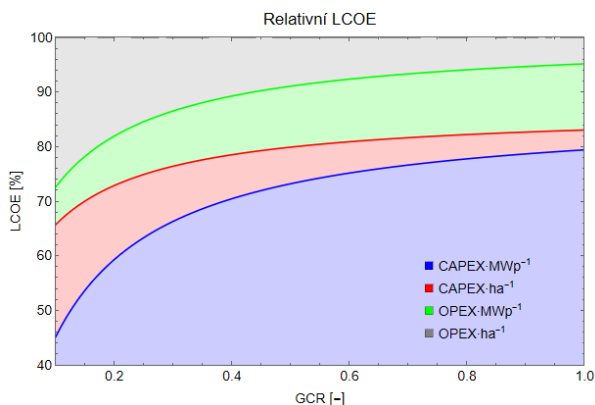
Následné zvyšování sklonu stále vede ke snižování vede  $GCR_{LCOEMin}$ , nicméně již v menší míře vede ke zvyšování  $LCOE_{YfMin}$ . Od sklonu  $40^\circ$  je již další navyšování sklonu doprovázeno výrazným navýšením  $LCOE_{YfMin}$ .

Pro sestavy typu střecha je zcela zjevné, že nejnižší hodnoty LCOE jsou dosaženy v oblastech s minimálním sklonem a maximálním GCR. To je především z toho důvodu, že pokles výnosu při větším GCR je minimální. Sestavy typu střecha si totiž při  $GCR = 100\%$  stále stíní podobně jako by byla vzata čistě východní nebo západní orientace s poloviční hodnotou GCR viz Obrázek 30. Pro větší detail byly zpracovány grafy s hodnotami  $GCR_{LCOEMin}$  a  $LCOE_{YfMin}$  v závislosti na sklonu. Nejmenší dosažená hodnota LCOE pro referenční sestavu je FV pole se sklonem  $20^\circ$ , s jižní orientací a  $GCR = 61\%$  s hodnotou  $LCOE = 62,8 \text{ EUR}\cdot\text{MWh}^{-1}$ . Pro srovnání byly také zpracovány hodnoty  $GCR_{LCOEMin}$  a  $LCOE_{YfMin}$  pro celočláňkové panely, nicméně se stejnými ekonomickými vstupy (i cenami za panely) jako pro moduly Half-cut.



Obrázek 55 –  $LCOE_{YaMin}$  a  $GCR_{LCOEMin}$  pro jižní orientaci, sestavu typu střecha a celočláňkové moduly

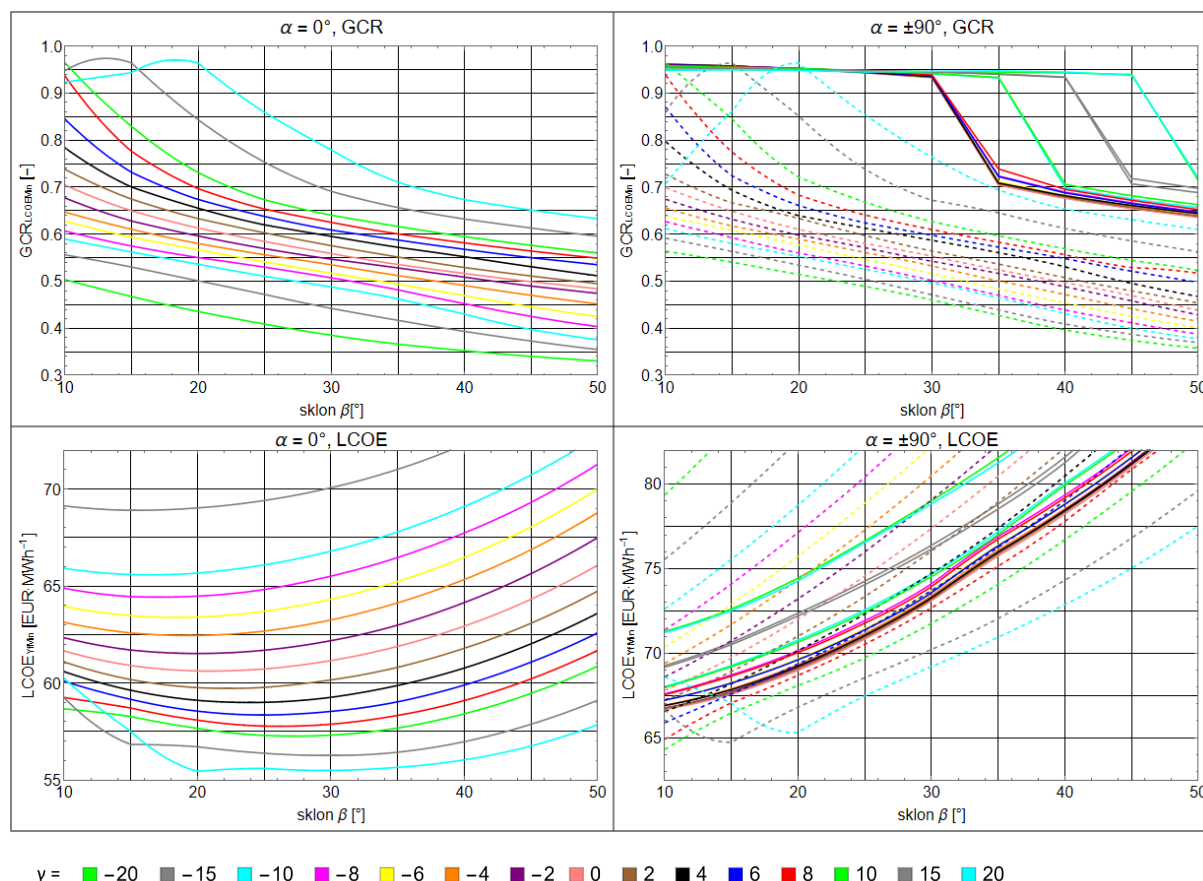
Při výpočtu LCOE je také vhodné znát relativní zastoupení jednotlivých členů z rovnice (4.11). Při pohledu viz Obrázek 56 je zřejmé že na hodnotě LCOE se většinou podílí investiční výdaje za instalovaný výkon  $CAPEX\cdot\text{MWp}^{-1}$ . Zároveň s růstem GCR roste zastoupení provozních výdajů na instalovaný výkon  $OPEX\cdot\text{MWp}^{-1}$ . Při nižších hodnotách GCR se uplatní více hodnoty provozních výdajů na plochu  $OPEX\cdot\text{ha}^{-1}$ . Zobrazení těchto relativních výdajů je vhodné pro zaměření se investora na správnou oblast, kde se mu nejvíce vyplatí hledat možnosti peněžních úspor za účelem snížení hodnot LCOE. Úsporami v oblasti těchto relativních výdajů je myšleno snížení poměrných cen  $CAPEX_{mP}$ ,  $CAPEX_{mS}$  nebo  $OPEX_{mP}$ ,  $OPEX_{mS}$  oproti referenčnímu modelu. Pokud je tedy cílem postavit FVE s vysokou hodnotou GCR je vhodné hledat úspory hlavně v  $CAPEX_{mP}$  a případně v  $OPEX_{mP}$ , při nižší hodnotě GCR je vhodné se zaměřit kromě  $CAPEX_{mP}$  také na  $OPEX_{mS}$ .



Obrázek 56 – Relativní zastoupení členů pro výpočet LCOE v závislosti na GCR

#### 4.2.2. Vliv náklonu terénu

Stejně jako v energetické části je náklon terénu důležitým faktorem při výpočtu LCOE. Pro přehlednost bude analyzována situace pouze pro jižní orientaci nebo sestavu typu střecha stejně jako tomu bylo v kapitole 3.4.3. Zároveň bude do grafů sestavy typu střecha zanesena čárkovaně čistě východní nebo západní orientace s předpokladem, že obě tyto orientace budou mít shodné křivky  $GCR_{LCOE_{Min}}$  a  $LCOE_{YfMin}$ .



Obrázek 57 – Vliv náklonu terénu  $\gamma$  na  $GCR_{LCOE_{Min}}$  a  $LCOE_{YfMin}$  pro různé sklony a orientace, vpravo plně sestava typu střecha, čárkovaně čistě východní nebo západní orientaci

Z vynesných průběhů lze pro jižní orientaci pozorovat jasnou závislost poklesu  $GCR_{LCOE_{Min}}$  s klesajícím náklonem terénu  $\gamma$ , při severní orientaci pozemku je tak vhodnější pole méně zahušťovat. Zároveň bude s klesajícím náklonem docházet k navyšování  $LCOE_{YfMin}$ . Opačně s rostoucím kladným náklonem je vhodné pole více zahustit,  $GCR_{LCOE_{Min}}$  je tedy větší. Při pohledu na závislost  $LCOE_{YfMin}$  na sklonu  $\beta$  je možné určit hodnotu sklonu, ve kterém bude pro daný náklon  $\gamma$   $LCOE_{YfMin}$  nejmenší. Při klesajícím náklonu  $\gamma$  (při severní orientaci pozemku) je pro náklony až do  $\gamma = -6^\circ$  nejvhodnějším sklonem z hlediska nejnižšího LCOE  $\beta = 20^\circ$ . Pro menší náklony se již minimum objevuje pro sklon  $\beta = 15^\circ$ . Lze očekávat, že trend poklesu ideální sklonu  $\beta$  by pokračoval i s menším náklonem za hranice zobrazené oblasti ( $\gamma < -20^\circ$ ). Pro kladný náklon terénu (při jižní orientaci pozemku) se po překročení  $\gamma = 4^\circ$  přesouvá ideální sklon na  $\beta = 25^\circ$ . Pro vyšší náklony  $\gamma$  nad  $20^\circ$  by trend navyšování sklonu  $\beta$  s nejmenší hodnotu LCOE také pokračoval, avšak jen do hodnoty okolo  $35^\circ$ . Kdyby totiž byl jižně orientovaný svah s náklonem  $\gamma$  a shodným sklonem  $\beta$ , jednalo by se o ideální sestavu se zcela nezastíněnými panely, které dosahují největších ročních výnosů. Další navyšování náklonu by ale mělo negativní efekt a již by vedlo naopak ke zvyšování  $LCOE_{YfMin}$ .

Pro sestavu typu střecha a čistě východní nebo západní orientaci byly vyobrazeny křivky  $GCR_{LCOE_{Min}}$  a  $LCOE_{YfMin}$  vpravo viz Obrázek 57. Jakýkoliv náklonu vede pro sestavu typu střecha k poklesu efektivního

výnosu FVE, a proto i poklesu  $LCOE_{YfMin}$ . Vzhledem k tomu, že byly v energetické analýze nalezeny hodnoty  $\gamma$ , při kterém disponuje čistě východní nebo čistě západní orientace větším poměrným výnosem, byly tyto orientace zde také zobrazeny. Z průběhů lze určit, že pro oba typy sestav dochází při záporných hodnotách náklonu  $\gamma$  k lokalizaci nejmenších hodnot  $LCOE_{YfMin}$  při nejmenším sklonu. Při kladném náklonu pro čistě východní nebo západní orientaci klesá hodnota  $LCOE_{YfMin}$  až do  $\gamma = 10^\circ$ . Při dalším nárůstu náklonu již dochází k mírnému navyšování  $LCOE_{YfMin}$  a k posunu sklonu  $\beta$  k vyšším hodnotám shodným s náklonem. Při náklonu terénu  $\gamma = 6^\circ$  na východ nebo západ je z hlediska LCOE vhodnější volit sestavu čistě východní nebo západní dle náklonu orientace terénu.

#### 4.2.3. Vliv účinnosti panelů

Jednou ze zásadních možností, jak ovlivnit LCOE je volba panelů. Ty disponují určitým výkonem, plochou, účinností a cenou za MWp, která je součástí  $CAPEX_{mP}$ . Účinnost  $\eta_{modulů}$  se ve vzorci (4.11) vyskytuje jen při výpočtu  $P_{install}$ . Nejdříve tedy přepíšeme rovnici (4.11) na jednotlivé vlivy bez zvažování  $CAPEX_{fixS}$ .

$$LCOE = \frac{1}{Yf_p} \cdot \left( \frac{CAPEX_{mP(0)}}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} + \frac{CAPEX_{mS(0)}}{GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot \sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} \right) + \left( \frac{\sum_{i=1}^T \frac{OPEX_{mP(i)}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} + \frac{\sum_{i=1}^T \frac{OPEX_{mS(i)}}{(1+r)^i}}{GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot \sum_{i=1}^T \frac{Yf_{hor(i)}}{(1+r)^i}} \right) \quad \begin{array}{l} [EUR \cdot MWh^{-1}; \\ EUR \cdot MWh^{-1}, \\ EUR \cdot MWh^{-1}, \\ EUR \cdot MWh^{-1}, \\ EUR \cdot MWh^{-1}] \end{array} \quad (4.12)$$

Je zřejmé, že změna účinnosti se projeví jen u složek závislých na ploše, protože při pohybu s GCR je zvažována fixní plocha a pohyblivý výkon. Pokud by tedy došlo k navýšení účinnosti, LCOE by kleslo, protože se vyskytuje vždy jako jmenovatel v rovnici (4.12). To je zcela logické, neboť by bylo počítáno se stejnými ekonomickými vstupy jako pro panely s nižší účinností. Ze stejné plochy S je tak možné dostat vyšší výkon a výrobu bez nárůstu ztrát vlivem stínění apod. Zároveň bude platit, že jsou-li investiční a provozní výdaje za plochu nulové, nebude mít účinnost panelů žádný vliv na LCOE. Všemi těmito úvahami je samozřejmě myšlen jen izolovaný faktor změny účinnosti, není brán v úvahu vliv změny kvality panelů na degradaci apod. Pokud je tedy plocha bez jakýchkoliv výdajů, je logické, že účinnost panelů nevyvolá změnu LCOE, neboť můžu libovolně navýšit plochu bez dalších výdajů a zde instalovat stejný výkon se stejnou výrobou jako pro menší plochu s více účinnými panely.

Při této úvaze nelze ale opomenout fakt, že navýšením účinnosti panelů dojde i ke zvýšení ceny za instalovaný výkon  $CAPEX_{mP}$  a případně i mírně k navýšení  $OPEX_{mP}$ . Z toho důvodu může dojít k tomu, že i přes větší účinnost dojde k takovému navýšení  $CAPEX_{mP}$ , že výsledné LCOE bude vyšší. Pro klasifikaci bude tedy zavedena veličina  $\Delta CAPEX_{mP}$ , která značí změnu nového  $CAPEX_{mP}$  oproti referenčnímu ekonomickému modelu. Otázkou je tedy, jaká je hodnota  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$ , tedy hodnota takového  $\Delta CAPEX_{mP}$ , při kterém při změně účinnosti panelů zůstalo LCOE konstantní. Jinými slovy, když dojde k navýšení účinnosti a k navýšení  $CAPEX_{mP}$  o  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$ , LCOE bude stejné.

$$\Delta CAPEX_{mP} = CAPEX_{mP\_Nové} - CAPEX_{mP\_Ref} \quad \begin{array}{l} [EUR \cdot MWp^{-1}; EUR \cdot MWp^{-1}, \\ EUR \cdot MWp^{-1}] \end{array} \quad (4.13)$$

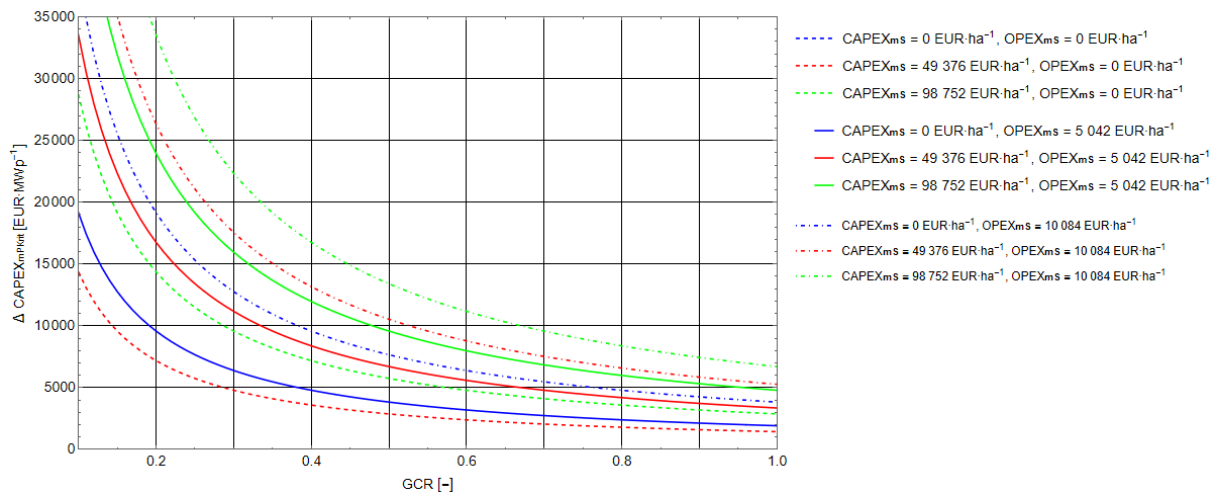
$$\Delta \eta_{modul} = \eta_{modul\_Nové} - \eta_{modul\_Ref} \quad [-; -, -] \quad (4.14)$$

$$\Delta CAPEX_{mP} < \Delta CAPEX_{mPKrit}, \quad pro \Delta \eta_{modul} > 0 \quad [EUR \cdot MWp^{-1}; EUR \cdot MWp^{-1}] \quad (4.15)$$

$$\Delta CAPEX_{mP} > \Delta CAPEX_{mPKrit}, \quad pro \Delta \eta_{modul} < 0 \quad [EUR \cdot MWp^{-1}; EUR \cdot MWp^{-1}] \quad (4.16)$$

V rámci výpočtu  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$  budou aplikovány na vzorec (4.12) body účinností od 15 do 25 % s krokem 1 %. Posléze budou nalezeny hodnoty takového  $CAPEX_{mP}$ , ve kterém dosahují stejného LCOE

jako pro referenční účinnost 20 %. Data jsou pak upravena na  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mP}}$ . Závislost změny investičních výdajů není úplně zcela lineární, nicméně to zde bude zanedbáno a křivky budou proloženy lineární interpolací. Směrnice těchto křivek tvoří právě hodnotu  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$ .



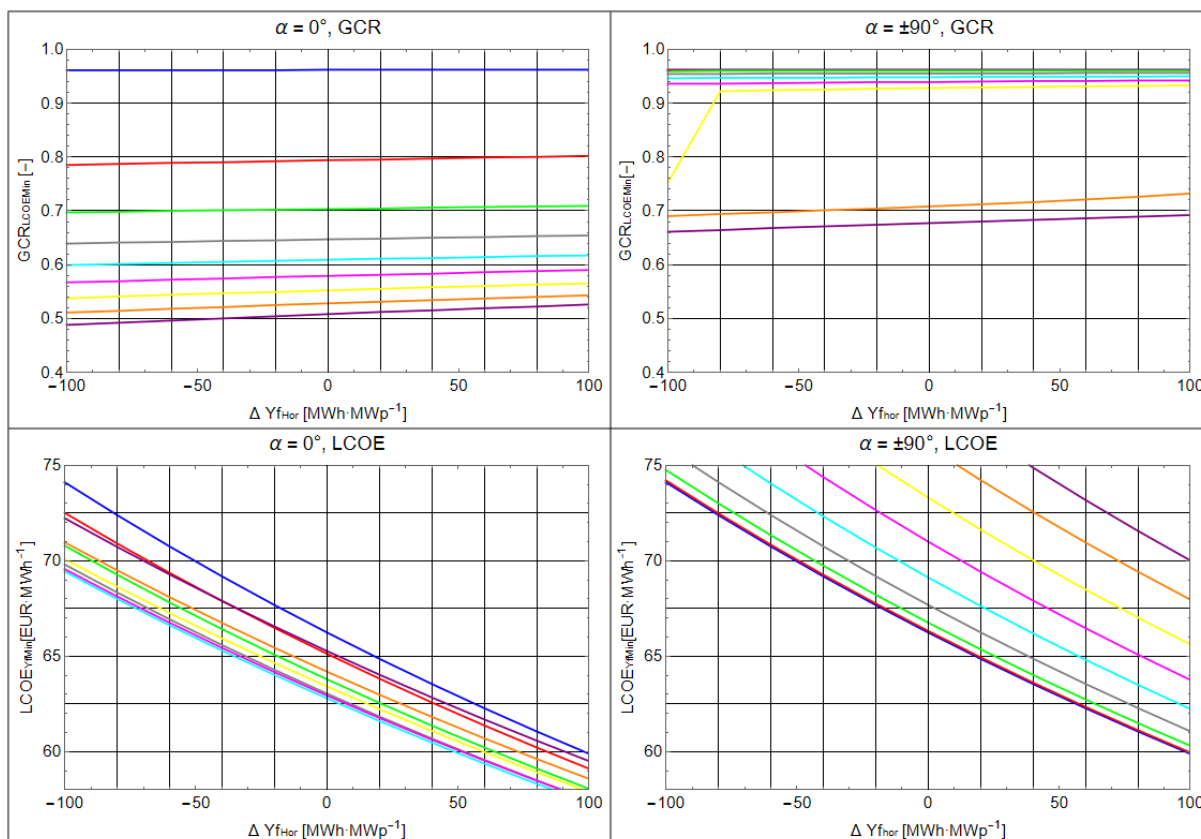
Obrázek 58 – Závislost  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$  účinnosti na GCR pro různé  $\text{CAPEX}_{\text{ms}}$  a  $\text{OPEX}_{\text{mp}}$

Zobrazené průběhy viz Obrázek 58 jsou kladné, to znamená že při růstu účinnosti dochází ke kladnému  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$ . Když je  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$  kladné, znamená to, že  $\text{CAPEX}_{\text{mP\_Nové}}$  pro větší účinnost je větší než referenční  $\text{CAPEX}_{\text{mP}}$  a proto s rostoucí účinností může růst  $\text{CAPEX}_{\text{mP}}$  právě do hodnoty  $\text{CAPEX}_{\text{mP}} + \Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$ . Viz Obrázek 58 pro referenční ekonomický model je pro hodnotu jižní orientace a  $\text{GCR}_{\text{LCOEMin}} = 0,61$  změna investičních výdajů  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$  rovna okolo  $5\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ . To znamená, že pokud při tomto GCR bude zvednuta účinnost panelů o 1 %, tedy z 20 % na 21 %, může dojít k navýšení  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mP}}$  maximálně o  $5\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ , jinak dojde ke snížení celkového LCOE. V referenčním modelu bylo počítáno s hodnotou  $599\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ , takže hodnota  $\text{CAPEX}_{\text{mP\_Nové}}$  může být maximálně  $604\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ . To platí i obráceně, pokud tedy dojde ke snížení z 20 % na 19 %, musí se snížit i  $\text{CAPEX}_{\text{mP}}$  alespoň o  $5\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ . Veličiny  $\Delta \text{CAPEX}_{\text{mPKrit}}$  jsou také závislé na  $\text{CAPEX}_{\text{ms}}$  a  $\text{OPEX}_{\text{ms}}$ , proto byly vyobrazeny i křivky při jejich změnách v rámci pásma  $\pm 100\%$  referenčních hodnot z ekonomického modelu viz Obrázek 58.

#### 4.2.4. Vliv změny konečného horizontálního výnosu $\text{Yf}_{\text{hor}}$

Dalším aspektem, který je zcela podstatný pro návrh FVE je změna  $\text{Yf}_{\text{hor}}$ , která reprezentuje buďto změnu lokality s jiným horizontálním výnosem nebo změnu ztrát v referenčním systému. Zkoumání vlivu těchto ztrát na výslednou hodnotu LCOE je důležité především z hlediska volby komponent a účinností vybraných zařízení, které jsou součástí FVE. Typickým příkladem je rozhodování o nákladnější investici za účelem vyšší efektivity zařízení, komponentů a systémů zajišťujících zvýšení účinnosti, a tedy snížení ztrát od výroby k injekci energie do předávacího místa. V případě FVE se tak jedná o veškeré ztráty  $L_c$  spolu s  $L_s$  viz kapitola 2.7. Ztráty ve FV systému lze buďto velmi jednoduše ovlivnit nebo zcela eliminovat jistými opatřeními, nebo naopak jen velmi komplikovaně potlačit. Například ohmické ztráty ve stejnosměrném vedení lze ovlivnit vzdáleností a průřezem vodičů ale ztráty vlivem teploty na panelech lze ovlivnit jen určitými prvky jako externím chlazením apod, které v zásadě nejsou hromadně aplikovatelné pro velké FV systémy. Nápravná opatření pro eliminaci ztrát lze charakterizovat navýšením  $\text{CAPEX}_{\text{mP}}$  a mírným navýšením  $\text{OPEX}_{\text{mP}}$  stejně jako to bylo u vlivu účinnosti na LCOE viz kapitola 4.2.3. Tedy například navýšením průřezu vodiče lze dosáhnout změny měrných ztrát  $L_c$  ale za předpokladu navýšení ceny právě v oblasti  $\text{CAPEX}_{\text{mP}}$ . Změna  $\text{GCR}_{\text{LCOEMin}}$  a  $\text{LCOE}_{\text{YfMin}}$  v závislosti na  $\text{Yf}_{\text{hor}}$  je zobrazena viz Obrázek 59. Je zřejmé, že změna  $\text{Yf}_{\text{hor}}$  nemá až tak velký vliv na  $\text{GCR}_{\text{LCOEMin}}$  oproti jiným vstupním veličinám, místo toho má ale velký vliv na  $\text{LCOE}_{\text{YfMin}}$ . Bude tedy platit,

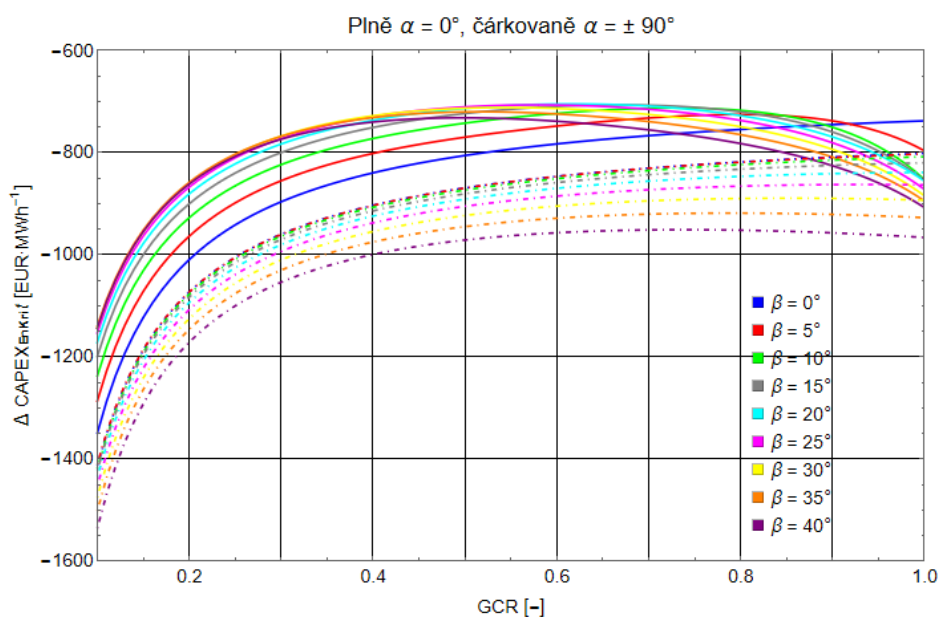
že v oblastech s vyšším ročním dopadem intenzity záření oproti referenčnímu bude vhodné pole o trochu více zahustit, tedy navýšit GCR.



Obrázek 59 – Závislosti  $LCOE_{Y_{Min}}$  a  $GCR_{LCOE_{Min}}$  pro proměnný  $Y_{f_{hor}}$  pro různé sklonů a orientace

Pokud by byla pozornost zaměřena na to, že změna  $Y_{f_{hor}}$  nebude ani tak reprezentovat změnu lokality, spíše změnu ztrát v systému nebo ve FV poli, je vhodné stejně jako u účinnosti modulů zaměřit se na analýzu  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$ . Při pohledu na rovnici (4.11) a při zanedbání fixní složky  $CAPEX_{FixS}$  lze klasifikovat ztráty  $L_c$  spolu s  $L_s$  jako změnu  $Y_{f_{hor}}$ . Je-li navýšena  $Y_{f_{hor}}$  o pokles  $\Delta L_c$  nebo  $\Delta L_s$ , mělo by logicky dojít i ke zvýšení  $CAPEX_{mp}$ , neboť účinnější prostředky použité ve FVE, které způsobily pokles ztrát, budou dražší oproti referenčnímu ekonomickému modelu. Pokud ovšem dojde k překročení  $CAPEX_{mp}$  opět o určité navýšení  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$  nedojde již k poklesu LCOE ale naopak ke zvýšení. Opatření ke zvýšení energetické efektivity se tak ukážou ekonomicky neefektivní.

Postup pro určení  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$  je na stejném principu jako pro určení vlivu účinnosti. Do vzorce (4.11) jsou dosazeny body s různými hodnotami  $Y_{f_{hor}}$  oproti referenci, přičemž je nalezeno takové  $CAPEX_{mp}$ , při kterém by bylo LCOE stejné jako pro referenční hodnotu  $Y_{f_{hor}}$ . Data jsou pak upravena na  $\Delta CAPEX_{mp}$ . Závislost  $\Delta CAPEX_{mp}$  na změně  $Y_{f_{hor}}$  je opět proložena přímkou a je nalezena její směrnice. Ta odpovídá jednotkám  $EUR \cdot MWh^{-1}$  a bude značena  $\Delta CAPEX_{EnKrit}$ .



Obrázek 60 – Závislost  $\Delta CAPEX_{EnKrit}$  na GCR pro různé sklony, plně jižní orientace, čárkovaně sestava typu střecha

$$\Delta L = L_{Nové} - L_{Ref} \quad [\text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}, \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}] \quad (4.17)$$

$$\Delta CAPEX_{mPKrit} = \Delta CAPEX_{EnKrit} \cdot \Delta L \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}, \text{MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}] \quad (4.18)$$

Průběhy jsou v celé oblasti GCR záporné, protože závislost je vynesena pro ztráty, nikoliv pro samotný horizontální výnos. Tedy rostou-li ztráty  $L_{Nové}$ , je  $\Delta L$  kladné,  $\Delta CAPEX_{EnKrit}$  záporné, a proto je  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$  záporné. To znamená, že s růstem ztrát, musí být  $\Delta CAPEX_{mP}$  záporné a proto  $CAPEX_{mP\_Nové}$  musí být menší než referenční hodnota. Investiční výdaje tak musí klesnout, aby kompenzovali nárůst ztrát při výpočtu LCOE.

$$\Delta CAPEX_{mP} < \Delta CAPEX_{mPKrit}, \quad \text{pro } \Delta L > 0 \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}] \quad (4.19)$$

$$\Delta CAPEX_{mP} > \Delta CAPEX_{mPKrit}, \quad \text{pro } \Delta L < 0 \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}] \quad (4.20)$$

Zobrazené průběhy tedy reprezentují hranici, která značí minimální hodnotu úspor poměrných ztrát. Pokud tedy bude například brána v úvahu jižní orientace se sklonem  $\beta = 20^\circ$  a  $GCR = 61\%$ , lze odečíst hodnotu přibližně  $\Delta CAPEX_{EnKrit} = -700 \text{ EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}$ . Pokud tedy bude docíleno toho, že dojde ke zvýšení měrných ztrát o  $\Delta L = 10 \text{ MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}$ , bude platit po dosazení do rovnice (4.18), že musí dojít ke snížení  $\Delta CAPEX_{mP}$  o více jak  $7\,000 \text{ EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}$ , jinak by došlo k celkovému snížení LCOE. V referenčním modelu bylo počítáno s  $CAPEX_{mP} = 599\,000 \text{ EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}$ , při navýšení těchto měrných ztrát musí dojít k poklesu  $CAPEX_{mP\_Nové}$  alespoň na  $592\,000 \text{ EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}$  nebo méně. To opět platí i při obrácené úvaze, tedy pokud dojde ke snížení měrných ztrát o  $\Delta L = -10 \text{ MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}$ , může dojít k nárůstu  $\Delta CAPEX_{mP}$  nejvíce však o  $7\,000 \text{ EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}$ .

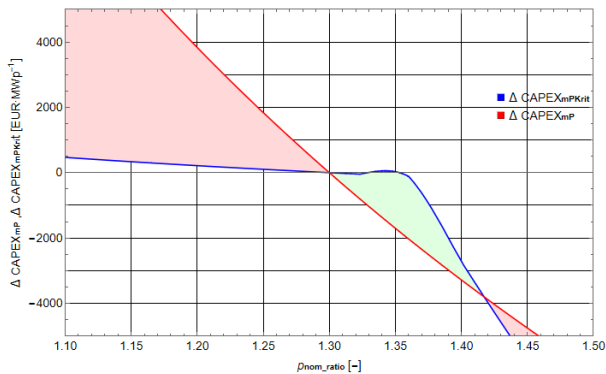
Typickým příkladem, jak lze využít tento údaj, je určení vhodného  $p_{nom\_ratio}$  viz kapitola 3.6. Zde totiž byly odvozeny hodnoty  $L_{S1}$ , tedy ztráty na střídačích v závislosti na  $p_{nom\_ratio}$ . V referenčním ekonomickém modelu bylo využito  $p_{nom\_ratio} = 1,3$ , přičemž cena střídače za instalovaný výkon panelů byla při tomto koeficientu stanovena na  $46\,000 \text{ EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}$ . Při předpokladu lineárního růstu výdajů při poklesu  $p_{nom\_ratio}$  lze odvodit závislost  $\Delta CAPEX_{mP\_Střídače}$  při změně  $p_{nom\_ratio}$ .

$$\Delta CAPEX_{mP\_Střídač} = 46\,000 \cdot \left( \frac{1,3}{p_{nom\_ratio}} - 1 \right) \quad [\text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}; \text{EUR} \cdot \text{MWp}^{-1}, -] \quad (4.21)$$

Pokud tedy například bude vzata sestava s jižní orientací, sklonem  $\beta = 20^\circ$  a  $GCR = 61\%$  lze odečíst hodnotu  $L_{S1} = 19,6 \text{ MWh} \cdot \text{MWp}^{-1}$  při  $p_{nom\_ratio} = 1,3$  viz Obrázek 51. Změna ztrát  $\Delta L$  je pak rozdílem této



nové hodnoty ztrát při jiném  $p_{nom\_ratio}$  a referenční hodnoty  $L_{s1}$ . Pokud tedy bude dosazena  $p_{nom\_ratio}$  do rovnice (4.21) dostanu závislost  $\Delta CAPEX_{mP}$ , které ušetřím nebo naopak vydám navíc. Při dosazení  $p_{nom\_ratio}$  do závislosti měrných ztrát viz Obrázek 51, lze odečíst hodnotu  $L_{s1}$  v závislosti na  $p_{nom\_ratio}$ , tu odečíst od reference a dostat tak  $\Delta L$  a tu dosadit do rovnice (4.18), čímž lze dostat závislost  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$ .



Obrázek 61 – Závislost  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$  a  $\Delta CAPEX_{mP}$  pro změnu  $p_{nom\_ratio}$  při  $GCR = 61\%$ ,  $\beta = 20^\circ$  a  $\alpha = 0^\circ$

Pokud tedy obě závislosti jsou zobrazeny do společného grafu, je zobrazen hraniční bod  $p_{nom\_ratio} = 1,42$  za kterým je již hodnota  $\Delta CAPEX_{mP}$  větší než  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$  pro  $\Delta L > 0$ . Nemá tedy smysl za tuto hodnotu zvyšovat  $p_{nom\_ratio}$ , neboť by došlo k takovým ztrátám, že LCOE by již bylo vyšší než předtím. Největší rozdíl křivek je pro hodnotu  $p_{nom\_ratio} = 1,35$ , jedná se tak o nejlepší hodnotu pro minimalizaci LCOE při  $GCR = 61\%$ ,  $\beta = 20^\circ$  a  $\alpha = 0^\circ$ . Zmenšování  $p_{nom\_ratio}$  pod 1,3 nemá smysl, protože by sice došlo k mírnému zmenšení ztrát, ale nárůst  $CAPEX_{mP}$  by převýšil  $\Delta CAPEX_{mPKrit}$ , takže by hodnota LCOE stoupla.

### 4.3. Proměnné ekonomické vstupy

V rámci ekonomické analýzy je nutné provést citlivostní analýzu na ekonomické vstupy. V rámci proměnných parametrů budou analyzovány investiční a provozní výdaje vztažené na výkon nebo na plochu a dále pak změna diskontu  $r$ . Bude platit, že jednotlivé členy  $CAPEX_{mP}$ ,  $CAPEX_{mS}$ ,  $CAPEX_{FixS}$ ,  $OPEX_{mP}$  a  $OPEX_{mS}$  jsou samostatně zastoupeny v rovnici (4.10) bez vzájemné vazby na sebe. Pokud tedy dojde například k poklesu  $CAPEX_{mP}$  a v rámci ekonomické analýzy bude zjištěno, že je vhodnější navýšit GCR například o 5 %, avšak zároveň dojde i k poklesu  $CAPEX_{mS}$  a v rámci ekonomické analýzy bude zjištěno, že je vhodnější zmenšit GCR například o 5 %, je možné oba tyto vlivy počítat. Výsledkem tak bude sestava bez posunu GCR od referenčního ekonomického modelu. U diskontu  $r$  toto ale neplatí, ten má totiž vzájemné vazby i na zbylé členy.

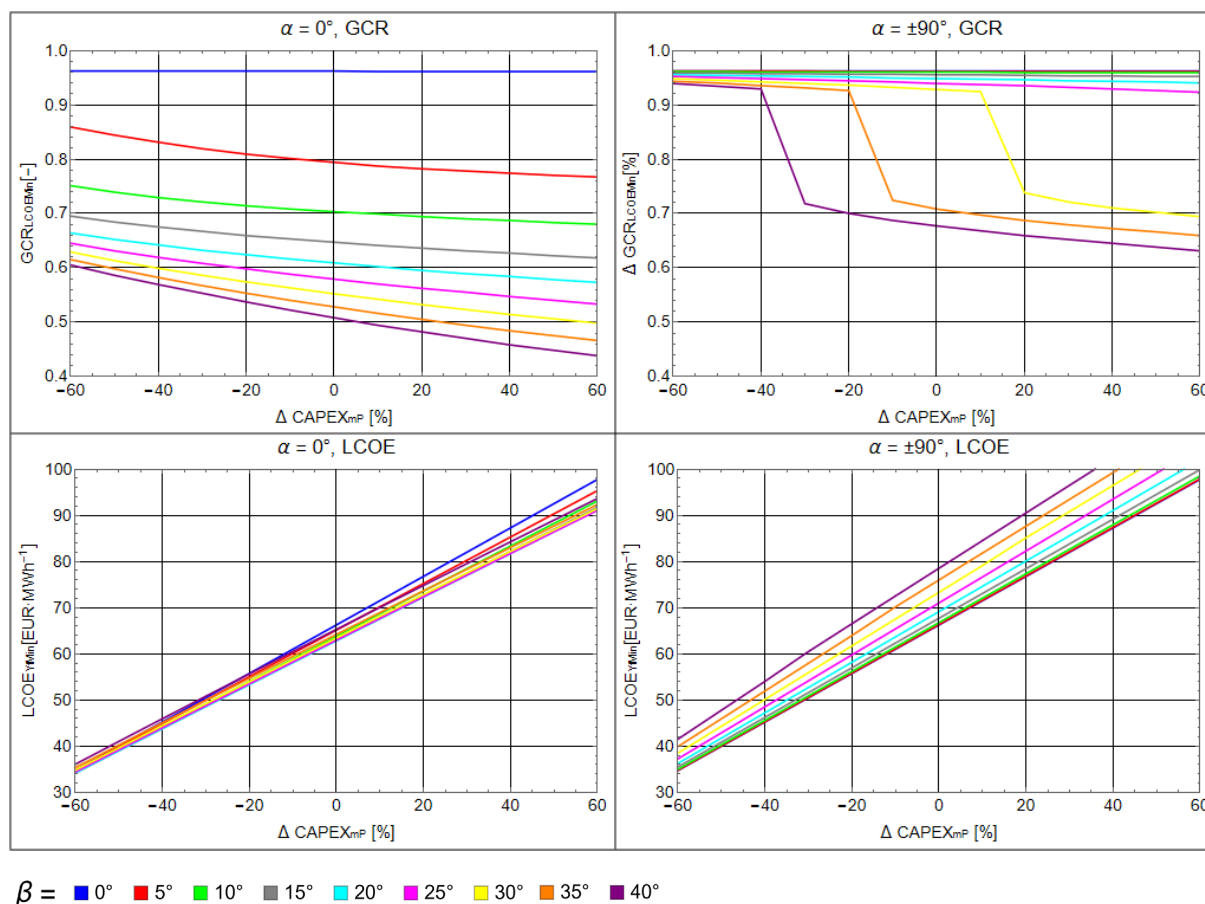
#### 4.3.1. Investiční výdaje

Celkové investiční výdaje tvoří největší podíl z celkových výdajů při výpočtu LCOE. Největší procentuální zastoupení pak tvoří cena za samotné panely. Výdaje mohou být výrazně ovlivněny cenovými relacemi na trhu, vývojem nových technologií ale také investiční podporou. V referenčním ekonomickém systému je počítáno s nulovou fixní složkou, největší podíl výdajů z definovaných parametrů tvoří přitom právě  $CAPEX_{mP}$ . Při proměnné GCR se tedy projeví výrazně nižší nebo vyšší celková investiční cena za projekt. Další složku tvoří  $CAPEX_{mS}$ , který v případě nájmu běžné zatravněné nebo polní plochy nabývá nižších hodnot, neboť výdaje spojené s úpravami terénu, výstavbou zázemí a dalšími jsou oproti  $CAPEX_{mP}$  výrazně nižší. Na druhou stranu může dojít i ke koupi pozemku, čímž se  $CAPEX_{mS}$  výrazně navýší, nicméně v ekonomických kalkulacích by bylo nutné započítat například následný prodej pozemku po ukončení životnosti FVE. Akvizice pozemku nicméně nebude nijak zvažována.

Analýza bude provedena na hledání  $GCR_{LCOEmin}$  a  $LCOE_{YfMin}$  při proměnném  $CAPEX_{mP}$ ,  $CAPEX_{mS}$  a následně i  $CAPEX_{FixS}$ . Vodorovná osa viz Obrázek 62 tvoří procentuální změnu  $CAPEX_{mP}$ . Referenční



ekonomický model počítá s hodnotou 599 000 EUR·MWp<sup>-1</sup>, dolní hranice 60 % je tak 239 600 EUR·MWp<sup>-1</sup>, horní pak 958 400 EUR·MWp<sup>-1</sup>.

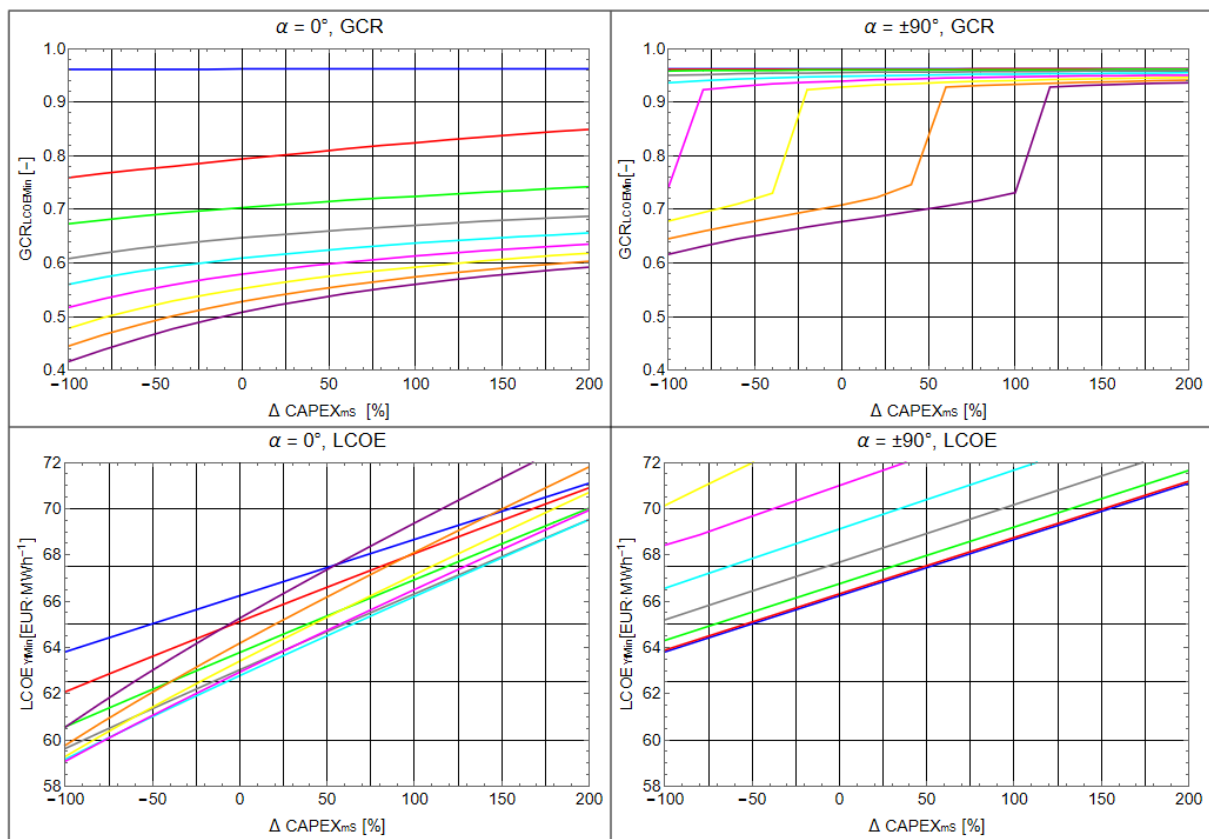


Obrázek 62 – Změny  $GCR_{LCOE \text{ Min}}$  a  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  v závislosti na změně  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  pro různé sestavy

Na průbězích byly zobrazeny jen sklony, které mají nízkou hodnotu LCOE, aby bylo možné lépe analyzovat jejich detailní chování při změně vstupních parametrů. Z křivek lze usoudit, že se zvýšením  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  je pro všechny systémy a sklony trend  $GCR_{LCOE \text{ Min}}$  klesající, tedy s nárůstem ceny za instalovaný MWp je vhodné zmenšit GCR pro minimalizaci výsledné hodnoty LCOE. Zároveň logicky hodnota  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  se zvyšujícím se  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  stoupá. Navýšení  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  o 20 % vede zhruba k navýšení  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  o 10 EUR·MWh<sup>-1</sup>. Naopak při situaci zlevnění technologií je vhodné GCR zvětšit a logicky dochází ke snížení  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$ . Ze zobrazených sklonů přitom při proměnném  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  stále zůstává sklon  $\beta = 20^\circ$  volbou s nejnižší hodnotou  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$ .

Pro sestavu typu střecha je stále nejnižší hodnotou minimální přípustný sklon  $\beta = 10^\circ$ . Hodnota  $GCR_{LCOE \text{ Min}}$  s rostoucím  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  klesá velmi mírně. Jen pro vyšší sklony dochází k náhlému poklesu. Zároveň platí, že směrnice růstu  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  všech zobrazených sklonů  $\beta$  pro sestavy typu střecha je větší než pro zcela jižní orientaci. S klesajícím  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  tak klesá rozdíl mezi  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  jižní sestavy a sestavy typu střecha. Naopak při zvyšování rozdíl roste.

Změna  $\text{CAPEX}_{\text{MS}}$  se dle vzorce (4.10) projeví na  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  lineárním růstem nebo poklesem dle zastoupení v celkových výdajích na FVE. Oproti  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$  budou nicméně jednotlivé sklony více rozvětvené v oblasti  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$ . Hodnoty  $LCOE_{Yf \text{ Min}}$  budou s rostoucím  $\text{CAPEX}_{\text{MS}}$  výrazně nižší než při rostoucí hodnotě  $\text{CAPEX}_{\text{MP}}$ , neboť mají menší zastoupení v celkových výdajích. Rozsah vodorovné osy viz Obrázek 63 je od -100 do 200 %. Při použití referenční hodnoty 49 376 EUR·ha<sup>-1</sup> je dolní hranice 0 EUR·ha<sup>-1</sup> a horní 148 128 EUR·ha<sup>-1</sup>.

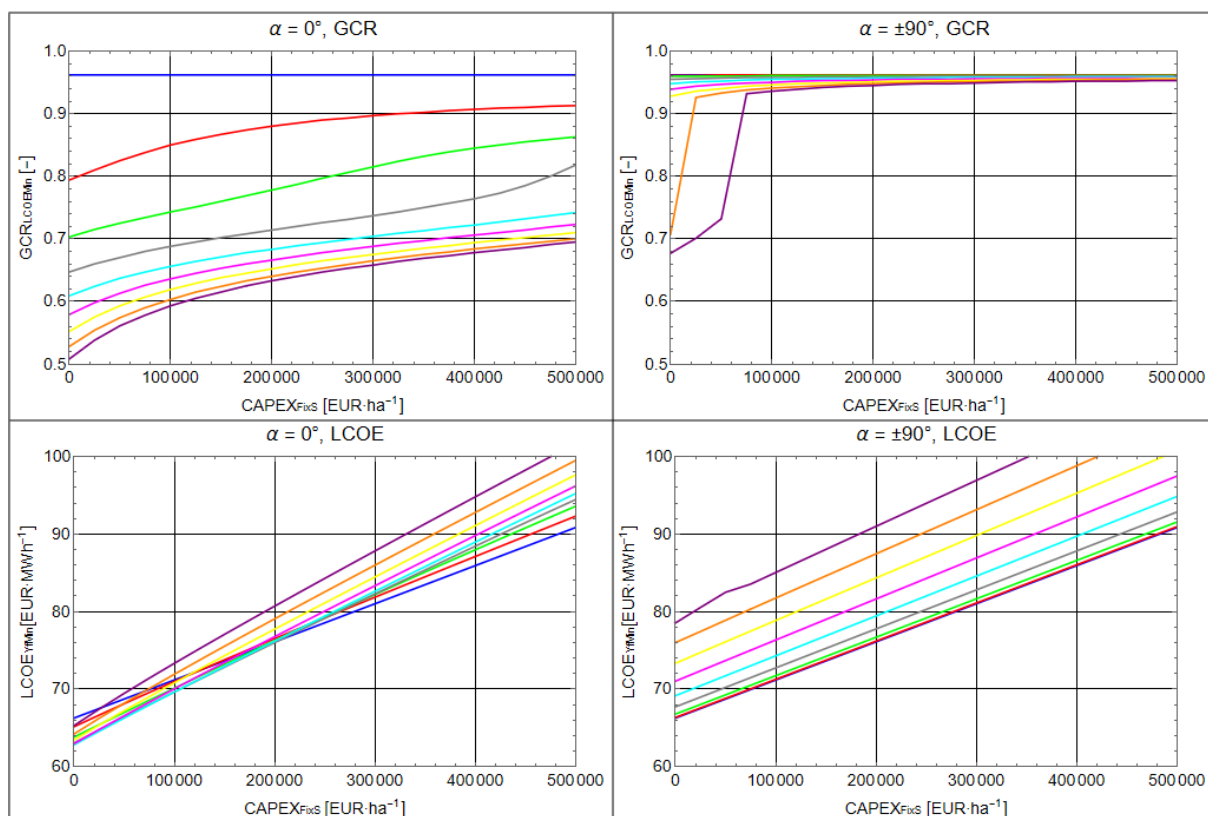


$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40°

Obrázek 63 – Změny  $GCR_{LCOE_{Min}}$  a  $LCOE_{Min}$  v závislosti na změně  $CAPEX_{ms}$  pro různé sestavy

Z průběhů viz Obrázek 63 platí pro všechny sestavy, že s rostoucí cenou  $CAPEX_{ms}$  stoupá hodnota  $GCR_{LCOE_{Min}}$  pro všechny zobrazené sklonů. Pokud je vzato v úvahu, že celkové výdaje rostou s plochou, je vhodné při dražší ceně za plochu toto pole více zahustit a využít tak více prostor FVE pro větší výrobu. To platí jak pro jižní orientace, tak pro sestavy typu střecha. Na rozdíl od  $CAPEX_{mp}$  je směrnice sestavy typu střecha menší než pro zcela jižní orientaci. Při levnějších výdajích na plochu se tak z hlediska LCOE lépe jeví zcela jižní orientace. Při pohledu na křivky  $LCOE_{YfMin}$  jižní sestavy platí, že pro většinu  $CAPEX_{ms}$  je nejvhodnějším sklonem  $\beta = 20^\circ$  avšak až od hodnoty zhruba  $\Delta CAPEX_{ms} = -75\%$ . Od hodnoty  $-100\%$  po  $-75\%$  má sklon  $\beta = 25^\circ$  mírně menší  $LCOE_{YfMin}$  oproti  $\beta = 20^\circ$ .

Poslední z investičních výdajů je fixní složka  $CAPEX_{Fix}$ , která reprezentuje především fixní výdaje spojené s připojením. Aby mohla být provedena analýza LCOE, musí být hodnota  $CAPEX_{Fix}$  vztažena k velikosti plochy  $S$ . Proměnnou hodnotou je tak  $CAPEX_{FixS}$ , který je nulový pro referenční ekonomický model. Fixní složka se může výrazně projevit na konečných hodnotách  $LCOE_{YfMin}$  a  $GCR_{LCOE_{Min}}$  při velkých hodnotách  $CAPEX_{FixS}$ . Velké hodnoty  $CAPEX_{FixS}$  se objevují většinou u menších projektů, kde celkové fixní výdaje mohou v celkových výdajích tvořit podstatnou část. Pokud je investiční záměr výstavby podmíněn právě takovými fixními výdaji, je nutné v závislosti na zastoupení počítat s jinými hodnotami  $GCR_{LCOE_{Min}}$  a  $LCOE_{YfMin}$ .

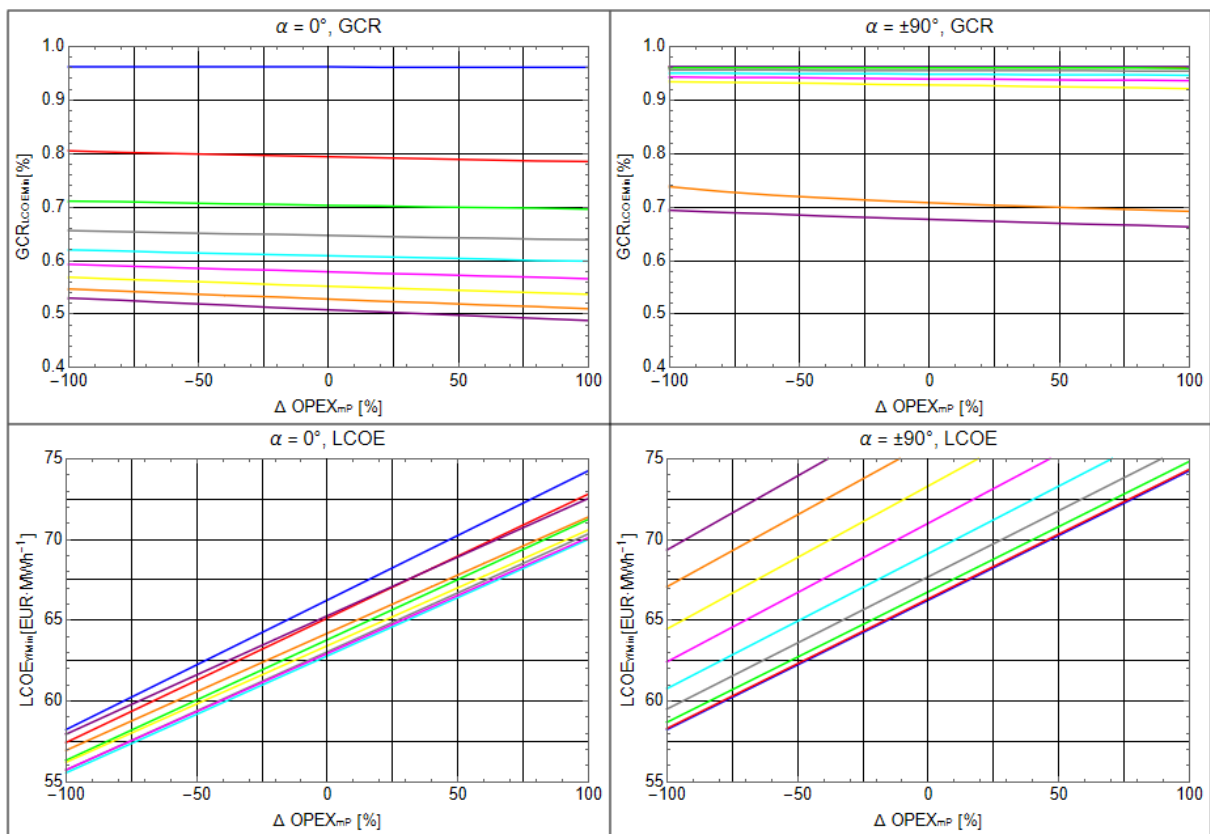


Obrázek 64 – Změny  $GCR_{LCOEMin}$  a  $LCOE_{YfMin}$  v závislosti na změně poměrného  $CAPEX_{FixS}$  pro různé sestavy

S nárůstem fixní složky vztažené na plochu roste  $GCR_{LCOEMin}$  pro všechny sklony a orientace. To je stejná analogie jako v případě  $CAPEX_{mS}$ , neboť obě veličiny vstupují do výpočtu LCOE jako nezávislé složky na GCR. Jediným rozdílem je, že při větší ploše projektu je hodnota  $CAPEX_{mS}$  stejná, ale položka  $CAPEX_{FixS}$  klesá. S nárůstem  $CAPEX_{FixS}$  logicky stoupá hodnota  $LCOE_{YfMin}$  všech zobrazených sklony, zároveň po překročení hodnoty  $CAPEX_{FixS} = 200\,000 \text{ EUR}\cdot\text{ha}^{-1}$  se již jeví lepší volit menší sklony pro minimalizaci  $LCOE_{YfMin}$ . Po překročení  $CAPEX_{FixS} = 300\,000 \text{ EUR}\cdot\text{ha}^{-1}$  je z hlediska nejnižšího LCOE výhodnější volit sestavu typu střecha oproti jižně orientovanému poli.

#### 4.3.2. Provozní výdaje

Z hlediska analýzy provozních výdajů je opět nutné počítat s vlivem  $OPEX_{mP}$  a  $OPEX_{mS}$  na  $LCOE_{Min}$  a  $GCR_{LCOEMin}$ . Obdobně jako u  $CAPEX_{mP}$  a  $CAPEX_{mS}$  lze očekávat i stejné klesající nebo rostoucí trendy při změnách těchto parametrů. Jejich vliv bude nicméně více závislý na velikosti diskontního faktoru viz rovnice (4.11). Referenční ekonomický model počítá s hodnotou  $7\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ , dolní hranice 100 % je tak  $0 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ , horní pak  $14\,000 \text{ EUR}\cdot\text{MWp}^{-1}$ .

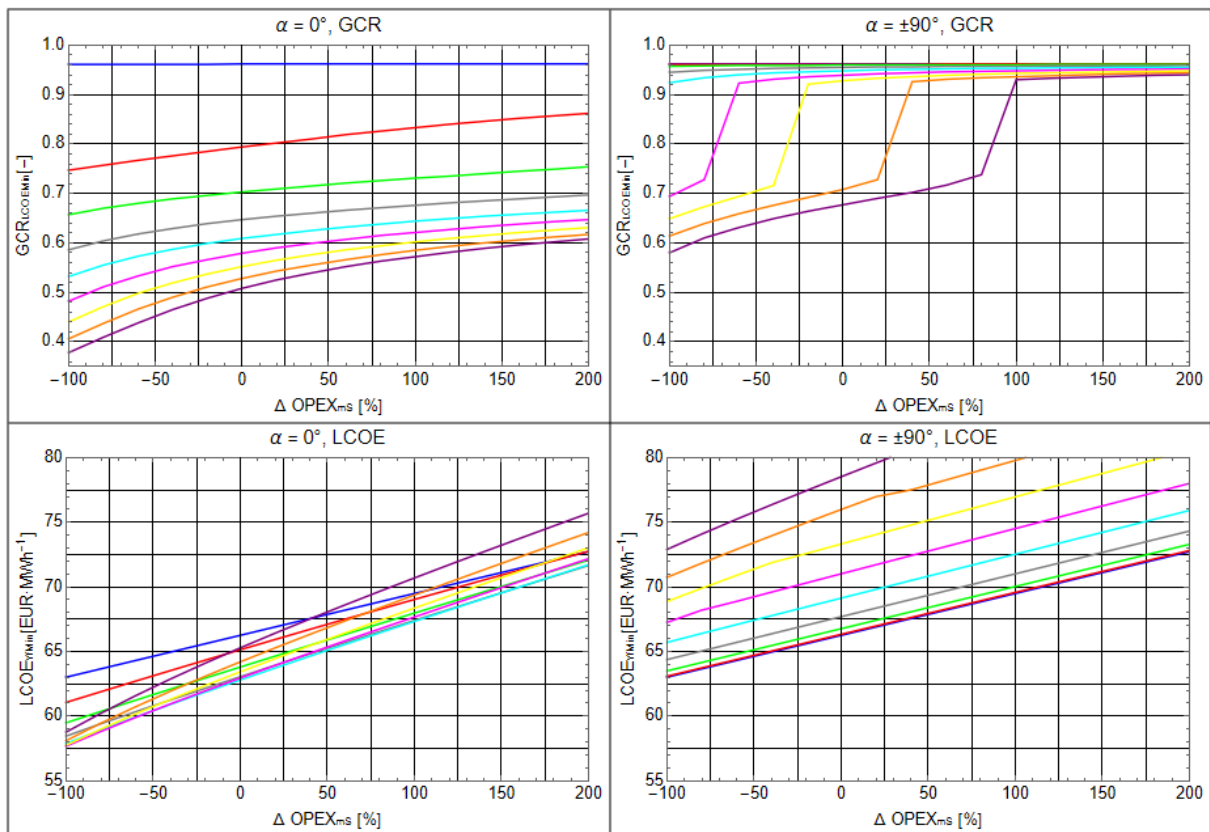


$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40°

Obrázek 65 – Změny  $GCR_{LCOEmin}$  a  $LCOE_{yMin}$  v závislosti na změně poměrného  $OPEX_{mp}$  pro různé sestavy

Viz Obrázek 65 zvýšení  $OPEX_{mp}$  vede opět ke zvýšení  $LCOE_{yMin}$ . Hodnota  $OPEX_{mp}$  odráží provozní výdaje spojené s instalovaným výkonem, tedy typicky údržbu, výměnu střídačů a panelů apod. Při tomto rostoucím výdaji se zmenšuje  $GCR_{LCOEmin}$  a to pro všechny sklonů a orientace, FV pole je tak vhodnější méně zahustit. Vzhledem k tomu, že při výpočtu LCOE je hodnota  $OPEX_{mp}$  závislá na stejných parametrech jako  $CAPEX_{mp}$  s tím rozdílem, že je počítána v čase a přes diskontní faktor, jsou i její trendy průběhů stejné.

Pro  $OPEX_{ms}$  referenční ekonomický model počítá s hodnotou 5 042 EUR·MWp<sup>-1</sup>, dolní hranice 100 % je tak 0 EUR·MWp<sup>-1</sup>, horní 200 % pak 15 126 EUR·MWp<sup>-1</sup>.



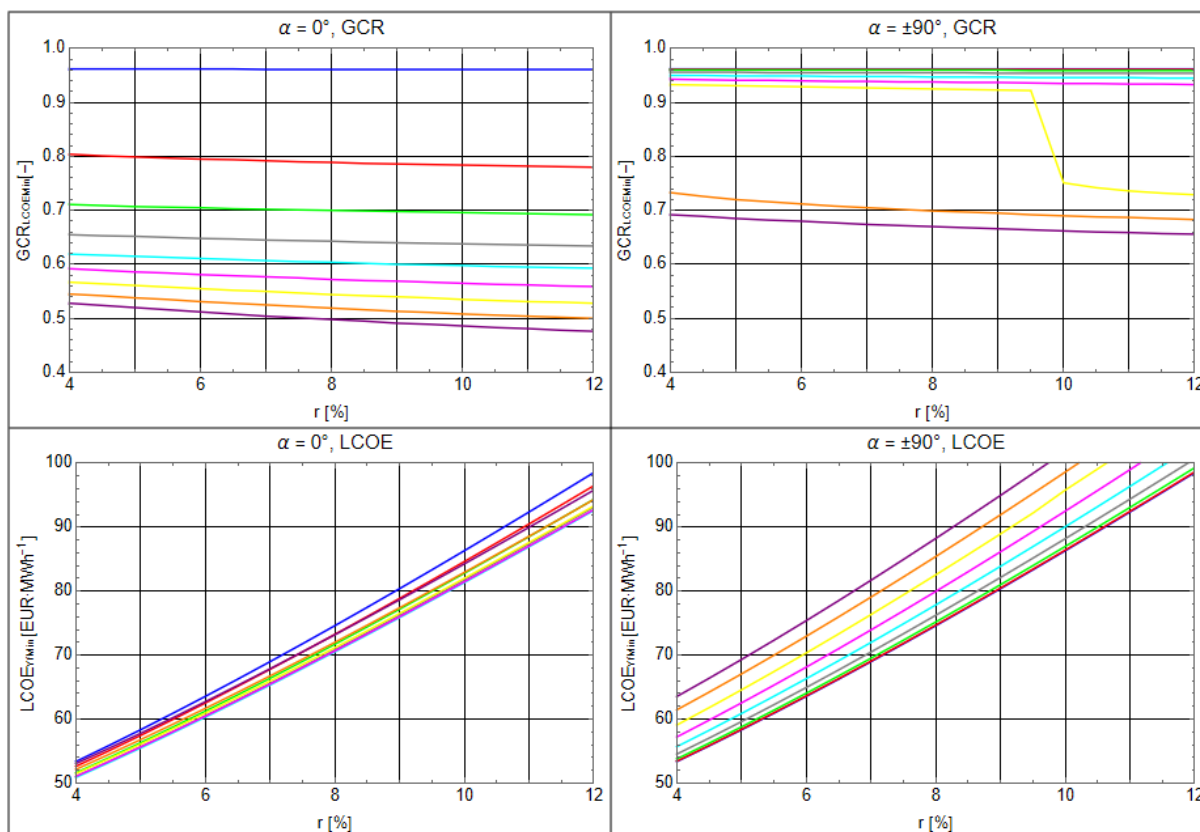
$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40°

Obrázek 66 –  $GCR_{LCOEMin}$  a  $LCOE_{YfMin}$  v závislosti na změně poměrného  $OPEX_{ms}$  pro různé sestavy

Vliv  $OPEX_{ms}$  je také podobný vlivu  $CAPEX_{ms}$ , tedy s rostoucí hodnotu  $OPEX_{ms}$  stoupá hodnota  $LCOE_{YfMin}$  a  $GCR_{LCOEMin}$ . Průběhy  $LCOE_{YfMin}$  dosahují v rámci procentuální změny  $\Delta OPEX_{ms}$  menšího rozpětí  $LCOE_{YfMin}$  než je tomu u  $CAPEX_{ms}$ . Hodnota  $OPEX_{ms}$  typicky představuje nájem, sečení trávy, výdaje za zabezpečení apod. Navýšení těchto výdajů tedy vede k navýšení  $GCR_{LCOEMin}$  pro co nejmenší hodnotu  $LCOE_{YfMin}$ . Směrnice křivek  $LCOE_{YfMin}$  u jižní orientace je větší než u sestavy typu střecha. Zde je vyobrazena hranice navýšení  $OPEX_{ms}$  až o 200 % nicméně v tomto pásmu stále nedochází k protnutí jižní orientace a sestavy typu střecha se sklony s nejmenší hodnotu  $LCOE_{YfMin}$ . Z hlediska nalezení sestavy s nejmenším LCOE bude po protnutí již výhodnější stavět sestavy typu střecha než jižní orientaci.

#### 4.3.3. Diskont a doba života T

Při analýze rovnice (4.11) je zřejmé, že diskontní faktor vyskytuje u každého členu výpočtu LCOE. U investičních výdajů se vyskytuje pouze ve jmenovateli a zmenšuje hodnotu  $Yf_{hor}$ , s rostoucím  $r$  tak bude LCOE u investičních výdajů výrazně stoupat. U provozních výdajů se změna  $r$  nijak neprojeví na změně  $GCR_{LCOEMin}$  nebo  $LCOE_{YfMin}$ . Vzhledem k tomu, že FVE je typem zdroje, který má výrazně vyšší investiční náklady oproti provozním je diskontní faktor velmi důležitý prvek při určování výsledného LCOE.



$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40°

Obrázek 67 – Změny  $GCR_{LCOEMin}$  a  $LCOE_{Min}$  v závislosti na diskontu  $r$  pro různé sestavy

Z průběhů lze vyvodit, že závislost  $GCR_{LCOEMin}$  na  $r$  je jen minimální, tedy s navýšením  $r$  dochází sice k výraznému navýšení  $LCOE_{YfMin}$ , nicméně  $GCR_{LCOEMin}$  jen minimálně klesá. Průběhy vykazují stejný nárůst jak pro jižní orientaci, tak pro sestavu typu střecha. V rámci celého zkoumaného pásma  $r$  je stále sklon 20° jižní orientace nejlepší volbu z hlediska nejnižšího  $LCOE_{YfMin}$ .

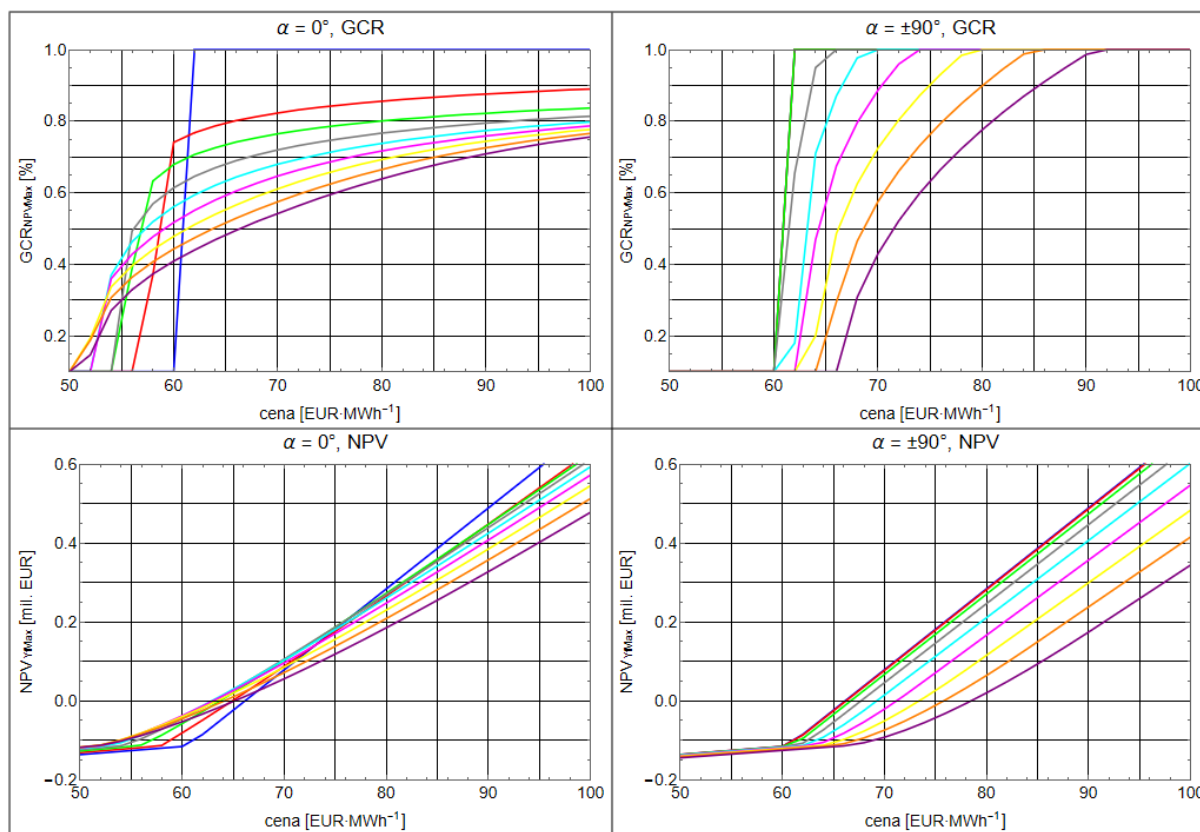
Doba života  $T$  má vliv jen na  $LCOE_{YfMin}$  ale nijak neovlivňuje  $GCR_{LCOEMin}$ . Doba života vychází samozřejmě z přípustné technické doby života  $FVE$ , která se odvíjí především od životnosti panelů. Ty jsou většinou odhadovány na dobu 25, 30 nebo 35 let podle garance od výrobce. Panely i po této době mohou stále vyrábět a při nenavyšování provozních výdajů má smysl  $FVE$  stále provozovat. Pouze po vysoké míře poruchovosti a nutnosti rozsáhlejších investicích do technické infrastruktury nemá smysl  $FVE$  dále provozovat a místo toho vystavět zcela novou s novými  $FV$  panely. S rostoucí  $T$  klesá hodnota  $LCOE_{YfMin}$ , neboť je ve výpočtu stále počítáno se stejnými výdaji  $OPEX_{MP}$  a  $OPEX_{MS}$  jako na počátku doby života.

#### 4.4. NPV

V rámci ekonomického hodnocení je nezbytné provést také analýzu v závislosti na NPV. Výpočet NPV se řídí dle rovnice (1.5), kde kromě výdajů figurují také příjmy. Hodnota  $LCOE$  odráží přesně takovou hodnotou příjmů za kolik  $EUR \cdot MWh^{-1}$  musí být elektřina prodávána. V případě výpočtu  $LCOE$  se jedná o konstantní údaj, předpokládá tedy konstantní cenu prodávané komodity v čase. Je-li tedy prodej nižší než hodnota  $LCOE$ , je NPV záporné, při hodnotě  $LCOE$  je NPV nulové a při příjmech větších jak  $LCOE$  je NPV kladné. Logicky čím větší je cena prodané elektřiny, tím je větší NPV a naopak. Při dosazení vzorce (4.11) do rovnice (1.5) lze odvodit následující vzorec.

$$\begin{aligned}
NPV = & \sum_{t=1}^T \frac{cena \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S \cdot Yf_p \cdot Yf_{hor(t)}}{(1+r)^t} && [EUR; EUR \cdot MWh^{-1}, -, -, \\
& - CAPEX_{mP(0)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S + CAPEX_{mS(0)} && MWp, -, -, MWh \cdot MWp^{-1} \cdot \\
& && rok^{-1}, -, rok] \\
& - \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_{mP(t)} \cdot GCR \cdot \eta_{modul} \cdot 10 \cdot k_S + OPEX_{mS(t)}}{(1+r)^t} && [EUR \cdot MWp^{-1}; -, -, MWp, - \\
& && , EUR] \quad (4.22) \\
& && [EUR \cdot MWp^{-1} \cdot rok^{-1}; -, -, \\
& && MWp, -, EUR]
\end{aligned}$$

Prodej elektřiny na evropském trhu je velmi komplexní obor, který zahrnuje rozmanité množství způsobů, jak lze s elektřinou obchodovat. Detailní studie ať burzovního prostřední nebo tzv „OTC“ kontraktů by byla nad rámec této práce. Místo toho, aby byla odhadována cena za prodanou MWh spolu s odhadem růstu cen je vhodnější stanovit NPV pro proměnnou průměrnou roční cenu za prodanou MWh. V závislosti na tomto proměnném vstupu lze vypočítat NPV po dosažení do rovnice (4.22). Hodnoty NPV budou závislé stejně jako u LCOE na GCR, sklonu  $\beta$ , orientaci  $\alpha$  a náklonu terénu  $\gamma$ . Pro každý sklon a orientaci lze najít právě takové GCR, ve kterém bude hodnota NPV nejvyšší  $GCR_{NPVMax}$  a hodnotu  $NPV_{YfMax}$  v bodě  $GCR_{NPVMax}$ . Závislosti  $NPV_{YfMax}$  v jednotkách milionů euro a  $GCR_{NPVMax}$  na proměnné prodejní ceně pro vybrané sklony lze pozorovat níže.



$\beta =$  ■ 0° ■ 5° ■ 10° ■ 15° ■ 20° ■ 25° ■ 30° ■ 35° ■ 40°

Obrázek 68 – Závislost maximálního NPV na prodejní ceně

Tam kde je NPV nulové, lze zároveň odečíst cenu, která pro daný sklon a orientaci odpovídá LCOE. Zároveň lze i odečíst  $GCR_{NPVMax}$ , které je shodné s  $GCR_{LCOEMin}$ . Pro nejnižší prodejní ceny platí, že hodnoty  $GCR_{NPVMax}$  se drží na počítaném minimu, které bylo stanovena hranicí 0,1. Jakmile je pro nějaký sklon dosažena minimální rozlišitelná hranice  $GCR_{NPVMax} = 0,1$  při určité ceně, platí že další snižování ceny vede k tomu, že v křivkách závislosti NPV na prodejní ceně chybí lokální maximum, a proto po dosažení



$GCR = 0,1$  již křivky  $NPV_{YfMax}$  neodpovídají žádnému věrohodnému výpočtu. Hodnoty NPV tak lze odečítat jen pro  $GCR_{NPVMax}$  větší jak 10 %.

S rostoucí cenou logicky roste hodnota NPV. Zároveň pro všechny sklony a orientace stoupá  $GCR_{NPVMax}$ . Při větší prodejní ceně je tak výhodnější FV pole více zahustit i přes větší stínění. Zde je nutno ale připomenout, že výpočet je proveden na základě konstantní prodejní ceny v čase. To je velmi zjednodušený předpoklad, neboť cena elektřiny je proměnná jak v průběhu dne, tak v průběhu ročních období. Je zde tedy například zanedbán negativní vliv většího stínění v zimních období na prodejní cenu. Je-li totiž pole více zahuštěné, dochází k většímu stínění hlavně v zimních měsících. Přitom v zimních měsících bude elektřina právě nejdražší a je vhodné i nastavovat panely pod vyšším sklonem. Výpočet tak nijak nezohledňuje výhody některých kombinací GCR, sklonů a orientací, které mohou při stejných výdajích prodávat za vyšší cenu než jiné kombinace sestav. Viz Obrázek 68 vyšší průměrná cena vede jižní orientaci k vyšším hodnotám NPV při nižších sklonech  $\beta$ , při nižších průměrných cenách naopak k vyšším sklonům. Směrnice NPV pro jižní orientaci je menší než pro sestavu typu střecha, pokud tedy pro referenční ekonomický model překoná průměrná prodejní cena  $76 \text{ EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}$ , je z hlediska NPV výhodnější stavět sestavu typu střecha oproti jižně orientovanému FV poli.

## Závěr

Součástí této práce bylo definování základních komponent fotovoltaických elektráren a jejich ekonomické zastoupení v investičních záměrech. Dále byly zpracovány popisy jednotlivých energetických ztrát a jejich možnosti ovlivnění. Posléze byla zpracována energetická analýza, přičemž ta vycházela ze simulačních hodnot získaných pro různé kombinace vlivů na výstupní energii v jednotlivých částech FVE. Data byla vztažena k referenčnímu systému, který byl určen s čistě horizontálním sklonem. Vlivy jednotlivých změn vůči referenčnímu systému byly určeny v poměrných hodnotách a byly využity energetické výnosy, aby se jednalo o obecné výstupy, které lze vztáhnout na jakýkoliv větší fotovoltaický systém bez ohledu na jeho celkovou velikost.

Z hlediska největšího referenčního ročního výkonu, tedy systému beze ztrát, se jeví nejlépe jižně orientované pole sklonem okolo 35°. U čistě východních nebo čistě západních FV polí dochází při růstu sklonu vždy k poklesu ročního výkonu. Pro jižní orientaci se z hlediska maximálního referenčního výkonu v zimních měsících jeví vyšší sklon okolo 60°, nicméně v absolutních číslech je výroba v zimě minimální oproti letní.

Z hlediska konečného ročního výkonu je nejlepší volbou také jižně orientované FV pole se sklonem okolo 35°, ale při velmi malém GCR. Malé GCR ale způsobuje velkou potřebu plochy pro větší instalovaný výkon a z ekonomického hlediska se tak zcela jistě o optimum nejedná. Z nasimulovaných dat vyplývá, že velký vliv má také použití modulů typu Half-cut oproti celočláčkovým panelům. Panely typu Half-cut výrazně méně trpí na nárůst ztrát obzvláště v oblastech s vyšším GCR. Oproti jižně orientovaným polím jsou východně a západně orientované panely v sestavě typu střecha výrazně méně náchylné na zastínění, a tedy při vysokém GCR jsou schopny dodávat větší efektivní výkon než jižně orientovaná pole. Na druhou stranu u nich platí, že veškerý nárůst sklonu vede k menšímu výkonu, a to v jakémkoliv bodě GCR, má smysl je tak provozovat především na nejmenších technicky přípustných sklonech. Pro jižní orientaci byly nalezeny rozsahy GCR viz Tabulka 11, ve kterých má energetický smysl FV pole provozovat. Pro sestavu typu střecha není omezení ani z hlediska minimálního ani maximálního GCR. U fotovoltaických polí s nenulovým náklonem terénu vzniká energetický zisk nebo naopak ztráta dle orientace terénu. U jižně orientovaných polí s terénem, který je nakloněn pozitivně nebo negativně ve smyslu orientace, dochází k růstu nebo naopak k poklesu celkového výkonu, avšak růst je závislý nejen na náklonu a sklonu ale i na GCR. Pro sestavu typu střecha platí, že jakýkoliv náklon k východu nebo západu je negativní z hlediska efektivního výkonu. Při uvažování minimálních technicky přípustných sklonoů platí, že při náklonu terénu na východ nebo západ o více jak 8° je výhodnější volit čistě východní nebo čistě západní orientace z hlediska efektivního výkonu.

Konečný výkon FVE je oproti ztrátám ve FV poli také závislý na ztrátách v systému, přičemž ty jsou tvořeny především střídači a transformátory. Křivky poměrných konečných výkonů jsou v zásadě shodné s křivkami poměrných efektivních výkonů FV pole. V rámci analýzy ztrát v systému byly zkoumány ztráty na střídačích v závislosti na jejich přetěžování vůči FV poli. Pro běžně užívané sklony ve FV poli pro ČR vychází jistý bod zvratu na  $p_{nom\_ratio}$  rovno 1,35. Za tímto bodem již začínají růst ztráty s přetěžováním na střídačích velmi strmě, a to jak pro jižně orientovaná pole, tak pro sestavu typu střecha.

V rámci ekonomické analýzy byl sestaven vstupní referenční ekonomický model na základě vstupních cen a údajů o výrobě z energetické analýzy. Posléze byla provedena analýza LCOE v závislosti na proměnných energetických a ekonomických vstupů. Pro prostou plochu je vhodné dle referenčního ekonomického modelu podle nejnižšího LCOE volit jižně orientované FV pole se sklonem  $\beta = 20^\circ$ . Pro jižní orientaci bylo nalezeno nejmenší  $LCOE_{yMin} = 62,8 \text{ EUR} \cdot \text{MWh}^{-1}$  se sklonem a  $GCR = 61 \%$ , ve kterém je toto LCOE nejmenší. Sestavy typu střecha je vhodné zahustit co nejvíce, tedy stavět při maximálním GCR a minimálním technicky přípustném sklonu. U jižní orientace je při záporném náklonu terénu vhodné FV pole provozovat nejenom na menším GCR oproti prosté ploše ale i na menším sklonu. Při

kladném náklonu je tomu přesně naopak. U sestav typu střecha je při východním nebo západním náklonu terénu více jak 6° vhodnější volit čistě východně nebo západně orientované pole. Součástí analýzy LCOE byla také citlivostní analýza na ekonomické vstupy. Z té pro jižní orientaci vychází, že při zdražování investičních nebo provozních výdajů závislých na instalovaném výkonu je vhodnější při navýšení výdajů méně FV pole zahušťovat a volit tak menší GCR. U sestav typu střecha je také výstupem menší zahuštění ale výrazně menší než u jižně orientovaných polí. Při nárůstu investičních nebo provozních výdajů spojené s plochou je vhodné pole naopak více zahustit a stavět při vyšším GCR pro veškeré orientace. Součástí analýzy bylo také zvažováno rozložení FV pole z hlediska NPV v závislosti na proměnné průměrné prodejní ceně za MWh. Z té zcela logicky vychází, že při větší prodejní ceně je vhodné FV pole výrazně zahušťovat a provozovat na výrazně vyšším GCR než v bodě  $GCR_{LCOEMin}$ .

Pokud tedy jsou srovnány výstupní závislosti z energetické a ekonomické analýzy, je zcela zjevné, že optima z hlediska minima nebo maxima jsou výrazně odlišná. Zatímco v energetické analýze je z hlediska maximálního konečného výnosu nejlepší volbou jižně orientované FV pole se sklonem okolo 35° a při nízkém GCR, z hlediska nejmenšího LCOE je vhodné pole zahustit a provozovat na nižším sklonu. Při uvažované investiční podpoře a vysoké prodejní ceně energie je tendence zahušťování ještě vyšší. Navíc se pro vyšší cenu vyplatí stavět FV pole typu střecha, která sice mají menší výnos oproti jižně orientovaným polím, ale výrazně šetří využitou plochu a mohou tedy bez větších ztrát být stavěny s vysokou hustotou instalovaného výkonu na plochu. Při maximalizaci výroby je tak vhodnějším řešením než klasické jižně orientované pole.

Z hlediska pokynů pro zpracování splnila diplomová práce veškeré body zadání, a navíc analyzovala problematiku dimenzování některých konkrétních komponentů. Problematika optimalizace fotovoltaických polí je analyzována spíše pro konkrétní projekty a neexistují unifikované postupy, jak správně k ní přistupovat. Jedná se totiž o disciplínu, která je velmi proměnná v závislosti na chování trhu a odhadu jeho budoucího vývoje a zároveň na specifických vlastnostech konkrétních komponentů. Narozdíl od studií určených pro specifický investiční záměr nabízí tato práce pohled, jak obecně přistupovat k velkým fotovoltaickým elektrárnám z hlediska jejich dimenzování a analýz jejich ztrát bez znalosti konkrétní situace. Závěrečná práce tak nabízí pohled a postup, jak přistupovat k investičním záměrům v oblasti fotovoltaických zdrojů určených k masové výrobě elektřiny do sítě. Optimalizace velikosti a výroby fotovoltaických polí je základním a nejdůležitějším krokem při navrhování nových solárních zdrojů.

V současnosti je výstavba nových velkých fotovoltaických elektráren na území České republiky důležité téma, kterým má smysl se zabírat, především hlavně z důvodu očekávaného výrazného navýšení instalovaného výkonu během následujících let a většího podílu těchto zdrojů na energetickém mixu ČR. Výstavba většího rozsahu fotovoltaických zdrojů je pro investory poměrně nová neprobádaná oblast investic a je tak důležité informovat například i veřejnost o problematice optimalizací těchto zdrojů a z jakých pokladů vycházet. Jako autor jsem se tedy chtěl podílet na aktuálním tématu v oblasti energetiky a přispět svým pohledem, jak přistupovat k novým energetickým fotovoltaickým zdrojům na území ČR.

## Seznam obrázků

Obrázek 1 – Příklad podílu nákladů jednotlivých komponent pro Německo vpravo nahoře dle Fraunhofer ISE .....	2
Obrázek 2 – Poměrná cena USD·kW <sup>-1</sup> pro Evropské země za rok 2020 dle IRENA .....	3
Obrázek 3 – Stávající a budoucí předpoklad vývoje modulů a článků dle NREL .....	4
Obrázek 4 – Poměrná cena panelů na evropském trhu dle použitých technologií pro rok 2020/2021 .	5
Obrázek 5 – Příklady umístění FV střídačů ve FV polích.....	7
Obrázek 6 – Konstrukce s betonovými základy vlevo, konstrukce na vrtech ve prostřed a na betonových lopatkách vpravo .....	8
Obrázek 7 – Příklady agrofotovoltaických konstrukcí .....	9
Obrázek 8 – VN/nn transformátor .....	10
Obrázek 9 – 3D model VVN otevřené elektrické stanice vlevo, profil stanice z boku vpravo.....	12
Obrázek 10 – Pohyb Země okolo Slunce spolu se solární deklinací vlevo, pohyb Slunce po obloze na 50° severní šířky vpravo.....	15
Obrázek 11 – Solární spektrum pro globální AM = 1.5, AM = 0 a difúzní AM = 1.5 .....	16
Obrázek 12 – Úhel sklonu a orientace panelů.....	17
Obrázek 13 – Optické ztráty před absorpcí v článku.....	17
Obrázek 14 – Prostorové uspořádání fotovoltaického pole.....	18
Obrázek 15 – Závislost optické účinnosti modulu na úhlu dopadu slunečních paprsků pro různé modely .....	20
Obrázek 16 – Fotovoltaický panel s vyznačeným elektrickým spojením překlenovacími diodami červeně vlevo, modul typu Half-cut z předního pohledu a s vyznačením elektrického spojení vpravo .....	21
Obrázek 17 – Referenční výroba E <sub>ArrRef</sub> vlevo a nominální výroba E <sub>ArrNom</sub> vpravo .....	23
Obrázek 18 – Efektivní výroba FV pole.....	24
Obrázek 19 – Histogram degradačního činitele pro různé časové období pro monokrystalický křemík vlevo, výroba snižená o časovou degradaci vpravo .....	25
Obrázek 20 – Závislost účinnosti panelu Jinkosolar JKM580M na intenzitě záření pro různé teploty .	27
Obrázek 21 – Závislost účinnosti panelu Jinkosolar na teplotě článků vlevo, závislost teplotního rozdílu článku a okolí na ozáření pro různé typy panelů vpravo.....	28
Obrázek 22 – Grafické zobrazení zastínění klasického panelu se 72 články v sérii se 3 překlenovacími diodami vlevo, zobrazení panelu typu Half-cut vpravo.....	29
Obrázek 23 – Efektivní výroba FV střídačů.....	33
Obrázek 24 – Závislost účinnosti a výkonu pro proměnném zatížení a okolní teplotě střídače FRONIUS TAURO ECO 100-3-P .....	33
Obrázek 25 – VA charakteristika řetězce na vstupu střídače spolu s vymezením maximálních operačních a povolených hodnot.....	34
Obrázek 26 – Konečná výroba FVE.....	35
Obrázek 27 – Příklad závislosti účinnosti vlevo, náhradní schéma transformátoru vpravo .....	37
Obrázek 28 – Ideální FV pole, pohled shora vlevo, pohled z boku vpravo.....	39
Obrázek 29 – Grafické zobrazení instalovaného výkonu na referenční ideální plochu .....	40
Obrázek 30 – Rozložení konstrukce typu střecha vlevo, monoblok se stejným GCR jako střecha vpravo .....	40
Obrázek 31 – Příklad tvarů reálných ploch pro umístění FV pole .....	41
Obrázek 32 – Příklad plochy FV areálu .....	42
Obrázek 33 – Mapa průměrných denních a ročních hodnot dopadené energie na území ČR .....	43
Obrázek 34 – Vyobrazení ztrát horizontálního výnosu Y <sub>hor</sub> .....	45
Obrázek 35 – Vyobrazení ztrát v konečném horizontálního výnosu Y <sub>fhor</sub> .....	46
Obrázek 36 – Poměrný roční referenční výnos v závislosti sklonu β pro různé orientace α .....	47
Obrázek 37 – Poměrný letní a zimní referenční výnos v závislosti sklonu β pro různé orientace α .....	48

Obrázek 38 – Poměrný výnos FV pole $Y_{a_p}$ pro čistě jižní orientaci v závislosti na GCR, plně moduly Half-cut, čárkovaně celočláňkové panely.....	49
Obrázek 39 – Násobek $Y_{a_p}$ , GCR a 10 reprezentující trendy $s_E$ v závislosti na GCR .....	50
Obrázek 40 – Větrná růžice .....	51
Obrázek 41 – Poměrný výnos $Y_{a_p}$ panelů Half-cut v závislosti na GCR, plnou čarou pro východní orientaci $\alpha = -90^\circ$ , čárkovaně pro západní orientaci $\alpha = 90^\circ$ .....	52
Obrázek 42 – Poměrný výnos $Y_{a_p}$ pro sestavu typu střecha, plnou čarou moduly Half-cut, čárkovaně pro celočláňkové panely.....	53
Obrázek 43 – Měrná poměrná výroba $Y_{a_p}$ v závislosti na GCR při různých sklonech pro různé orientace .....	54
Obrázek 44 – Znázornění pohybu slunce pro letní a zimní dny vlevo, vyobrazení náklonu pro jih veprostřed, pro sestavu typu střecha vpravo .....	54
Obrázek 45 – Vliv $\gamma$ na poměrné efektivní výnosy pro různé sklony s jižní orientací.....	55
Obrázek 46 – Vliv náklonu terénu na poměrný efektivní výnos pro sestavu typu střecha plně, pro čistě východní nebo západní orientaci čárkovaně.....	56
Obrázek 47 – Vlevo $Y_{f_p}$ pro jižní orientaci s moduly typu Half-cut plně, čárkovaně $Y_{a_p}$ , vpravo průběhy $L_s$ pro jižní orientaci .....	57
Obrázek 48 – PR pro jižní orientaci vlevo, PR pro sestavu typu střecha plně a východní orientaci čárkovaně vpravo .....	57
Obrázek 49 - Histogram pro poměrný výkon od 0 do 50 % pro různé sklony, orientace a GCR.....	58
Obrázek 50 – Histogramy pro poměrný výkon od 50 do 100 % pro různé sklony, orientace a GCR ....	59
Obrázek 51 – Závislost měrných ztrát $L_{S1}$ pro jižní orientaci nahoře, pro sestavu typu střecha dole, oboje s panely typu Half-cut.....	60
Obrázek 52 – Absolutní a relativní CAPEX <sub>CelkMP</sub> při nulové fixní složce .....	63
Obrázek 53 – Absolutní a relativní CAPEX <sub>Celkmp</sub> s fixní složkou CAPEX <sub>FixS</sub> 100 000 EUR·ha <sup>-1</sup> .....	63
Obrázek 54 – LCOE pro jižní orientaci vlevo, pro typ střecha vpravo, oranžově čárkovaná křivka propojuje místa s nejnižším LCOE .....	66
Obrázek 55 – LCOE <sub>YaMin</sub> a GCR <sub>LCOEMin</sub> pro jižní orientaci, sestavu typu střecha a celočláňkové moduly	67
Obrázek 56 – Relativní zastoupení členů pro výpočet LCOE v závislosti na GCR .....	67
Obrázek 57 – Vliv náklonu terénu $\gamma$ na GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>YfMin</sub> pro různé sklony a orientace, vpravo plně sestava typu střecha, čárkovaně čistě východní nebo západní orientaci .....	68
Obrázek 58 – Závislost $\Delta$ CAPEX <sub>mPKrit</sub> účinnosti na GCR pro různé CAPEX <sub>mS</sub> a OPEX <sub>mp</sub> .....	70
Obrázek 59 – Závislosti LCOE <sub>YfMin</sub> a GCR <sub>LCOEMin</sub> pro proměnný $Y_{fhor}$ pro různé sklony a orientace .....	71
Obrázek 60 – Závislost $\Delta$ CAPEX <sub>EnKrit</sub> na GCR pro různé sklony, plně jižní orientace, čárkovaně sestava typu střecha.....	72
Obrázek 61 – Závislost $\Delta$ CAPEX <sub>mPKrit</sub> a $\Delta$ CAPEX <sub>mp</sub> pro změnu $p_{nom\_ratio}$ při GCR = 61 %, $\beta = 20^\circ$ a $\alpha = 0^\circ$ .....	73
Obrázek 62 – Změny GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>YfMin</sub> v závislosti na změně CAPEX <sub>mp</sub> pro různé sestavy.....	74
Obrázek 63 – Změny GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>Min</sub> v závislosti na změně CAPEX <sub>mS</sub> pro různé sestavy.....	75
Obrázek 64 – Změny GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>YfMin</sub> v závislosti na změně poměrného CAPEX <sub>FixS</sub> pro různé sestavy .....	76
Obrázek 65 – Změny GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>YfMin</sub> v závislosti na změně poměrného OPEX <sub>mp</sub> pro různé sestavy .....	77
Obrázek 66 – GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>YfMin</sub> v závislosti na změně poměrného OPEX <sub>mS</sub> pro různé sestavy .....	78
Obrázek 67 – Změny GCR <sub>LCOEMin</sub> a LCOE <sub>Min</sub> v závislosti na diskontu $r$ pro různé sestavy .....	79
Obrázek 68 – Závislost maximálního NPV na prodejní ceně .....	80

## Seznam vzorců

(1.1) .....	13
(1.2) .....	14
(1.3) .....	14
(1.4) .....	14
(1.5) .....	14
(1.6) .....	15
(2.1) .....	16
(2.2) .....	16
(2.3) .....	19
(2.4) .....	21
(2.5) .....	21
(2.6) .....	24
(2.7) .....	25
(2.8) .....	25
(2.9) .....	26
(2.10) .....	28
(2.11) .....	28
(2.12) .....	31
(2.13) .....	31
(2.14) .....	32
(2.15) .....	32
(2.16) .....	32
(2.17) .....	33
(2.18) .....	36
(2.19) .....	36
(2.20) .....	36
(2.21) .....	36
(2.22) .....	36
(2.23) .....	37
(2.24) .....	38
(2.25) .....	38
(2.26) .....	38
(2.27) .....	38
(2.28) .....	38
(3.1) .....	39
(3.2) .....	42
(3.3) .....	43
(3.4) .....	43
(3.5) .....	47
(3.6) .....	48
(3.7) .....	49
(3.8) .....	50
(3.9) .....	57
(4.1) .....	62
(4.2) .....	63
(4.3) .....	63
(4.4) .....	64
(4.5) .....	65
(4.6) .....	65

(4.7) ..... 65  
(4.8) ..... 65  
(4.9) ..... 65  
(4.10) ..... 65  
(4.11) ..... 65  
(4.12) ..... 69  
(4.13) ..... 69  
(4.14) ..... 69  
(4.15) ..... 69  
(4.16) ..... 69  
(4.17) ..... 72  
(4.18) ..... 72  
(4.19) ..... 72  
(4.20) ..... 72  
(4.21) ..... 72  
(4.22) ..... 80



## Zdroje:

- [1] ÁLVAREZ, Nacho. Learn PV substation engineering and design automation with pvDesign. Ratedpower [online]. 2021 [cit. 2022-03-11]. Dostupné z: <https://ratedpower.com/blog/substation-engineering/>
- [2] Array ohmic wiring loss. PVsyst 7 Help [online]. 2021 [cit. 2022-02-19]. Dostupné z: [https://www.pvsyst.com/help/ohmic\\_loss.htm](https://www.pvsyst.com/help/ohmic_loss.htm)
- [3] Array voltage sizing [online]. PVsyst 7 Help, 2021 [cit. 2022-02-20]. Dostupné z: [https://www.pvsyst.com/help/systemgrid\\_vocond.htm](https://www.pvsyst.com/help/systemgrid_vocond.htm)
- [4] BENDA, Vítězslav, Kamil STANĚK a Petr WOLF. Fotovoltaické systémy: Učební texty k semináři [online]. Brno, 2011 [cit. 2022-01-31]. Dostupné z: <https://docplayer.cz/10537342-Fotovoltaicke-systemy.html>. Učební texty k semináři. VUT.
- [5] Centralized or Decentralized? A (Not So) Simple Decision: The most efficient PV system concept is the result of varying demands [online]. Niestetal: SMA Solar Technology A [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.sma-australia.com.au/fileadmin/content/global/Solutions/Documents/Power-Plant-Solutions/WP\\_CENTRALIZED-DECENTRALIZED\\_AEN130710W.PDF](https://www.sma-australia.com.au/fileadmin/content/global/Solutions/Documents/Power-Plant-Solutions/WP_CENTRALIZED-DECENTRALIZED_AEN130710W.PDF)
- [6] Datasheet, Olejové transformátory v hermetickém provedení. Elpro-Eneergo [online]. Praha [cit. 2022-03-11]. Dostupné z: [www.elpro-energo.cz](http://www.elpro-energo.cz)
- [7] EKatalog BPEJ. EKatalog BPEJ [online]. Výzkumný ústav meliorací a ochrany půdy, Ministerstvo zemědělství, 2019 [cit. 2022-03-17]. Dostupné z: <https://bpej.vumop.cz/>
- [8] EMAS. EMAS [online]. JANČA & EMAS group, 2022 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <https://www.emas.cz/>
- [9] Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. [online]. [cit. 2022-03-09]. Study on behalf of Agora Energiewende. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV\\_Feb2015\\_web.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf)
- [10] FRONIUS Solar energy [online]. Froniuspl. 14600 Wels, Rakousko, 2022 [cit. 2022-02-20]. Dostupné z: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners>
- [11] GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION: Czech Republic. SOLARGIS [online]. The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis / CC BY 4.0, 2019 [cit. 2022-02-20]. Dostupné z: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/czech-republic>
- [12] HONSBURG, Christiana a Stuart BOWDEN. PV Education: Solar energy. Pveducation [online]. [cit. 2022-02-04]. Dostupné z: <https://www.pveducation.org/>
- [13] CHALUPA, Richard. ZNALECKÝ POSUDEK- ODHAD: Stanovení ceny kioskové trafostanice. Burzaspravcu [online]. 2018 [cit. 2022-03-11]. Dostupné z: <https://www.burzaspravcu.cz/wp-content/uploads/2019/05/o-trafostanice-brandys.pdf>
- [14] INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION a Juan PAYERAS. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A PROJECT DEVELOPER'S GUIDE [online]. Washington D.C., 2015, [cit. 2022-03-09]. Dostupné z: [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site/sustainability-at-ifc/publications/publications\\_utility-scale+solar+photovoltaic+power+plants](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/publications/publications_utility-scale+solar+photovoltaic+power+plants)

- [15] IRENA (2021). RENEWABLE POWER GENERATION: COSTS IN 2020 [online]. Abu Dhabi, 2021 [cit. 2022-03-10]. ISBN 978-92-9260-348-9. Dostupné z: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf)
- [16] IRENA (2022), Renewable Technology Innovation Indicators: Mapping progress in costs, patents and standards, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-424-0, Dostupné z: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- [17] JORDAN, Dirk C. a Sarah R. KURTZ. Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review: To be published in Progress in Photovoltaics: Research and Applications. NREL [online]. U.S. Department of Energy, 2012 [cit. 2022-02-11]. ISSN NREL/JA-5200-51664. Dostupné z: <http://www.osti.gov/bridge>
- [18] KAŇKA, Jan. Deklinace Slunce v průběhu desetiletí. Světlo [online]. katedra konstrukcí pozemních staveb, Fakulta stavební ČVUT v Praze, 2012(1) [cit. 2022-01-31]. Dostupné z: <http://www.odbornecasopisy.cz/svetlo/clanek/deklinace-slunce-v-prubehu-desetileti--568>
- [19] KOST, Christoph, Shivenes SHAMMUGAM a další. LEVELIZED COST OF ELECTRICITY RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES [online]. 2021 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq\\_139232389\\_faqitem\\_7-answer](https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq_139232389_faqitem_7-answer). Study. FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE.
- [20] Mounting systems for ground systems. K2-systems [online]. Germany, 2021 [cit. 2022-03-09]. Dostupné z: <https://k2-systems.com/en/products/ground-mounted-systems>
- [21] Percentage soil sealing by country. European Environment Agency [online]. EEA Web Team, 2019, 9.12.2019 [cit. 2022-02-07]. Dostupné z: [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/percentage-sealing-by-country-1#tab-chart\\_5](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/percentage-sealing-by-country-1#tab-chart_5)
- [22] PHOTOVOLTAICS REPORT: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Projects GmbH [online]. Freiburg, 2022 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: [https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq\\_139232389\\_faqitem\\_7-answer](https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html#faq_139232389_faqitem_7-answer). Report. Fraunhofer Institute.
- [23] PVSyst. PVSyst [software]. 1. července 2011 [cit. 2012-02-17]. Dostupné z: <https://www.pvsyst.com/>
- [24] Ramasamy Vignesh, David Feldman, Jal Desai, and Robert Margolis. 2021. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80694. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80694.pdf>
- [25] RYAN H, Wisner, Bolinger MARK a Seel JOACHIM. Benchmarking Utility-Scale PV Operational Expenses and Project Lifetimes: Results from a Survey of U.S. Solar Industry Professionals [online]. 2020 [cit. 2022-03-17]. Dostupné z: <https://escholarship.org/uc/item/2pd8608q> . Recent Work. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- [26] SCHACHINGER, Martin. PV module price index: Prices set to rocket back to 2019 levels. PV Magazine [online]. 2021 [cit. 2021-12-14]. Dostupné z: <https://www.pv-magazine.com/2021/11/18/pv-module-price-index-prices-set-to-rocket-back-to-2019-levels/>
- [27] SCHACHINGER, Martin. PV module price index: The price spiral winds up. PVMagazine [online]. 2021 [cit. 2022-03-10]. Dostupné z: <https://www.pv-magazine.com/2021/12/29/pv-module-price-index-the-price-spiral-winds-up/>
- [28] SCHARF, Johannes, Michael GRIEB a Maendy FRITZ. Agri-Photovoltaik: Stand und offene Fragen [online]. Straubing, 2021 [cit. 2022-03-09]. ISSN 1614-1008. Dostupné z: [https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz\\_bericht\\_73\\_agri-pv.pdf](https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_73_agri-pv.pdf)

- [29] Smith, Brittany L., Michael Woodhouse, Kelsey A. W. Horowitz, Timothy J. Silverman, Jarett, Zuboy, and Robert, M. Margolis. 2021. Photovoltaic (PV) Module Technologies: 2020, [cit. 2022-03-09], Benchmark Costs and Technology Evolution Framework Results. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-78173. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/78173.pdf>.
- [30] SOLÁRNÍ KOLEKTORY: Princip solárního kolektoru. ČEZ/EDEE [online]. [cit. 2022-01-02]. Dostupné z: <https://www.cez.cz/edee/content/microsites/solarni/k21.htm#z>
- [31] Standard Prices for Generator Connections 2022. NETWORKS [online]. ESB NETWORKS DAC, 2022 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: [https://www.esbnetworks.ie/docs/default-source/publications/cru21035a-esb-networks-standard-prices-for-generator-connections-2021.pdf?sfvrsn=f3171b90\\_16](https://www.esbnetworks.ie/docs/default-source/publications/cru21035a-esb-networks-standard-prices-for-generator-connections-2021.pdf?sfvrsn=f3171b90_16)
- [32] ŠIMKOVÁ, Hana a Martin KOLMISTR Aktualizace 2021 [online]. 2021 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <http://www.uur.cz/default.asp?ID=899>. Internetová příručka. Ústav územního rozvoje.
- [33] ŠIMKOVÁ, Hana a Martin KOLMISTR Aktualizace 2021 [online]. 2021 [cit. 2022-03-12]. Dostupné z: <http://www.uur.cz/default.asp?ID=899>. Internetová příručka. Ústav územního rozvoje.
- [34] Terénní úpravy. Emporio-exclusive [online]. 2022 [cit. 2022-03-17]. Dostupné z: <https://www.emporio-exclusive.cz/terenni-upravy/>
- [35] TOMAC1.NET. Konstrukce na zemních vrtech a na betonových patkách. Fves [online]. 2009 [cit. 2022-03-09]. Dostupné z: <http://fves.cz/>
- [36] Understanding LID (Light Induced Degradation) and its effects on solar panels [online]. Novergy Energy Solutions, 2020 [cit. 2022-02-15]. Dostupné z: <https://www.novergysolar.com/understanding-lid-light-induced-degradation-and-its-effects-on-solar-panels/>
- [37] Výpočet ztrát při umístění měření na sekundární straně transformátoru – bod (7.2.) a (7.3.) Cenového rozhodnutí ERÚ č. 10/2004 [online]. ERÚ, 2004 [cit. 2022-02-23]. Dostupné z: [https://www.eru.cz/documents/10540/480387/CR\\_2004\\_10metodika.pdf/ddc425aa-a9d0-4f6f-b20c-878008386a87](https://www.eru.cz/documents/10540/480387/CR_2004_10metodika.pdf/ddc425aa-a9d0-4f6f-b20c-878008386a87)
- [38] Woodhouse, Michael, David Feldman, Vignesh Ramasamy, Brittany Smith, Timothy Silverman, Teresa Barnes, Jarett Zuboy, and Robert Margolis. 2021. Research and Development Priorities to Advance Solar Photovoltaic Lifecycle Costs and Performance. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-80505. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80505.pdf>