

ČESKÉ VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V PRAZE

FAKULTA ELEKTROTECHNICKÁ

Katedra měření



Studium vlastností bifaciálních PV modulů v prostředí
agrovoltaiky

DIPLOMOVÁ PRÁCE

Šimon Kubec

Studijní program: Inteligentní budovy

Vedoucí práce: Ing. Ladislava Černá, Ph.D.

Praha 2022

I. OSOBNÍ A STUDIJNÍ ÚDAJE

Příjmení: **Kubec** Jméno: **Šimon** Osobní číslo: **466569**
Fakulta/ústav: **Fakulta elektrotechnická**
Zadávací katedra/ústav: **Katedra měření**
Studijní program: **Inteligentní budovy**

II. ÚDAJE K DIPLOMOVÉ PRÁCI

Název diplomové práce:

Studium vlastností bifaciálních PV modulů v prostředí agrivoltaiky

Název diplomové práce anglicky:

Study of properties of bifacial PV modules in agrivoltaic

Pokyny pro vypracování:

1. Proveďte rešerši základních vlastností současných bifaciálních PV modulů a jejich využití pro agrivoltaiku.
2. Na experimentálním agrivoltaickém systému proveďte měření jejich vlastností za různých podmínek.
3. Analyzujte provoz experimentálního agrivoltaického systému z pohledu různých technologií.

Seznam doporučené literatury:

- [1] M. H. Riaz, H. Imran, R. Younas, M. A. Alam and N. Z. Butt, "Module Technology for Agrivoltaics: Vertical Bifacial Versus Tilted Monofacial Farms," in IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 11, no. 2, pp. 469-477, March 2021, doi: 10.1109/JPHOTOV.2020.3048225.
- [2] KHAN, M Ryyan, M Tahir PATEL, Reza ASADPOUR, Hassan IMRAN, Nauman Zafar BUTT and Muhammad A ALAM, 2021. A review of next generation bifacial solar farms: predictive modeling of energy yield, economics, and reliability. Journal of Physics D: Applied Physics [online]. 54(32). ISSN 0022-3727. Dostupné z: doi:10.1088/1361-6463/abfce5
- [3] Toledo C, Scognamiglio A. Agrivoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrivoltaic Patterns). Sustainability. 2021; 13(12):6871. <https://doi.org/10.3390/su13126871>
- [4] Ramachandran Ammapet Vijayan et al 2021 J. Phys. D: Appl. Phys. 54 304004

Jméno a pracoviště vedoucí(ho) diplomové práce:

Ing. Ladislava Černá, Ph.D. katedra elektrotechnologie FEL

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

Datum zadání diplomové práce: **07.02.2022**

Termín odevzdání diplomové práce: _____

Platnost zadání diplomové práce:

do konce letního semestru 2022/2023

Ing. Ladislava Černá, 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 uvedl veškeré použité informační zdroje v souladu s Metodickým pokynem o etické přípravě vysokoškolských závěrečných prací.“

Ve Praze dne

Podpis

Šimon Kubec

Poděkování

Touto cestou bych chtěl poděkovat vedoucí mé práce, paní Ing. Ladislava Černá, Ph.D., za odborné vedení práce, ochotu, věcné připomínky a přínosné osobní konzultace v průběhu řešení této diplomové práce. Dále bych chtěl poděkovat zaměstnancům Univerzitního centra energeticky efektivních budov ČVUT (UCEEB) a zaměstnancům Výzkumného ústavu Silva Taroucy pro krajinu a okrasné zahradnictví (VÚKOZ).

Abstrakt

Diplomová práce se zabývá základními vlastnostmi bifaciálních PV modulů a jejich využití pro agrovoltaiku. Na základě analýzy dosavadních výsledků bylo navrženo doplnění experimentálního pracoviště AgPV Michovky o bifaciální HJT PV moduly Meyer Burger. Na závěr této práce byla analyzována data z měření bifaciálních PV modulů Meyer Burger za různých podmínek.

Klíčová slova

bifaciální PV moduly, agrovoltaické systémy, heterojunction technologie, agrolesnické fotovoltaické systémy

Abstract

The diploma thesis deals with the basic properties of bifacial PV modules and their utilization for agrovoltatics. Based on the analysis of the results so far, it was proposed to add Meyer Burger bifacial HJT PV modules to the Michovky AgPV experimental workplace. At the end of this work, the data from measurements of Meyer Burger bifacial PV modules under different conditions were analyzed.

Keywords

bifacial PV modules, agrivoltaic systems, heterojunction technology, agroforestry photovoltaic systems

Obsah

1	Úvod	9
2	Základní vlastnosti bifaciálních PV modulů	9
2.1	Technologie bifaciálních PV článků	10
2.1.1	Křemíkové substráty	12
2.1.2	Zachytávání světla	13
2.1.3	Difuzní procesy	14
2.1.4	Kontakty	15
2.1.5	Účinnost konverze bifaciálních solárních článků	16
3	Bifaciální PV moduly	17
3.1	Sklo – sklo	18
3.2	Průhledná fólie	18
3.3	Propojení článků	19
3.4	Připojovací krabice – junction box	19
4	Klíčové faktory ovlivňující výkon bifaciálních modulů	20
4.1	Albedo	20
4.2	Výška umístění modulu (instalační výška)	22
4.3	Rovnoměrnost záření na zadní straně modulu	23
4.4	Optimální úhel azimutu	24
4.5	Optimální úhel sklonu β	25
4.6	Rozteč mezi řadami modulů	26
4.7	Teplota	27
5	Tabulka základních vlastností bifaciálních modulů dostupných na trhu v ČR	28
6	Degradační mechanizmy specifické pro bifaciální moduly	31
6.1	Degradace vyvolaná světlem a zvýšenou teplotou (LeTID)	31
6.2	Potenciálem indukovaná degradace (PID)	33
6.3	Degradace spojená s metalizací a zapouzdřením	34
6.4	Degradace bezrámových modulů a modulů s průhlednou fólií na zadní straně	34
6.5	Hotspoty	34
7	Agrovoltaika	36
7.1	Rozdělení systémů	36
7.2	Výběr plodin	37
7.3	Výběr modulů	38
7.4	Bifaciální PV moduly v agrovoltaice	39
7.5	Agrolesnictví	39
8	Experimenty	42
8.1	Shrnutí potřeb zemědělců	42

8.2	AgPV Michovky	45
8.2.1	Popis pracoviště	45
8.2.2	Dosavadní výsledky	46
8.2.3	Návrh doplnění pracoviště	53
8.3	Měření modulů za různých podmínek	57
8.3.1	Venkovní měření	57
8.3.2	Naměřené hodnoty	58
8.3.3	Porovnání výsledků	59
8.3.4	Porovnání výsledků	60
8.3.5	Vyhodnocení	64
8.3.6	Laboratorní měření	65
8.3.7	Porovnávání výsledků – Tabulka	66
8.3.8	Porovnávání výsledků – Grafy	67
8.3.9	Vyhodnocení	75
9	Závěr	76
	Seznam použitých zdrojů	78
	Seznam obrázků	84
	Seznam grafů	85
	Seznam tabulek	87
	Příloha 1	88

Seznam použitých symbolů a zkratek

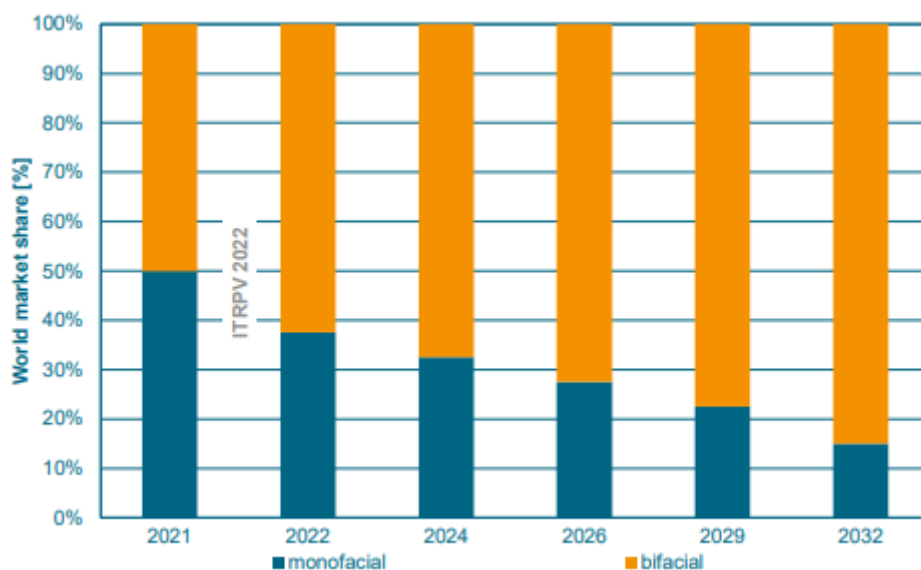
A_G	Celková plocha země
AgPV	Agrofotovoltaika/Agrovoltaika/Agrivoltaika
APV	Agrofotovoltaika/Agrovoltaika/Agrivoltaika
A_{PV}	Celková plocha PV modulů
BSF	Back surface field
CAPEX	Capital expenditures, kapitálové výdaje
CdTe	Kadmium-telur
CIGS	Copper Indium Gallium Selenide, měď-indium-galium-selenid
DSSC	Dye sensitized solar cells, barvivy senzibilizované solární články
EVA	Ethyl-vinyl-acetát
FF	Činitel plnění (fill factor)
G	Ozářenost
GaAs	Gallium arsenide, arsenid gallia
GCR	Ground coverage ratio, poměr pokrytí země
GM-PV	Velkokapacitní pozemní fotovoltaické systémy
HID	Vodíkem indukovaná degradace
HJT	Heterojunction technologie
I_{MPP}	Hodnota proudu při maximálním výkonu
I_{SC}	Proud nakrátko
LAKR	Léčivky, aromatické, kořenové rostliny
LeTID	Degradace vyvolaná světlem a zvýšenou teplotou
η	Účinnost modulu
P_{MAX}	Maximální výkon
PAR	Fotosynteticky aktivní záření
PERC	Passivated emitter and rear cell
PERL	Passivated emitter and rear locally diffused cell
PERT	Passivated emitter and rear totally diffused cell

PID	Potenciálem indukovaná degradace
POE	Polyolefinový elastomer
PTFE	Polytetrafluorethylen
PV	Photovoltaics, fotovoltaiky (subst.), fotovoltaický (adj.)
R_p	Paralelní odpor modulu
R_s	Sériový odpor modulu
SFŽP	Státní fond životního prostředí
SWCT	SmartWire Connection Technology
TCO	Transparentní vodivé oxidy
TTP	Trvalý travní porost
V_{MPP}	Hodnota napětí při maximálním výkonu
V_{OC}	Napětí naprázdno
VÚKOZ	Výzkumný ústav Silva Taroucy pro krajinu a okrasné zahradnictví

1 Úvod

Rapidní vývoj instalovaného výkonu a s tím spojená dostupnost pro více uživatelů, díky výraznému snížení ceny, to vše jsou důvody k vzrůstajícímu zájmu o fotovoltaiku (PV). Kromě modulů klasické konstrukce roste zájem také o oboustranné, tzv. bifaciální moduly, které jsou ideální pro využití např. na zemědělské půdě nebo v architektuře např. na carporty apod.

Rozvoj bifaciálních článků se díky jejich vlastnostem zaměřil také na využití na klasických PV systémech. S tím spojené investiční náklady jsou sice o něco málo vyšší (CAPEX cca o 5 % vyšší) než u klasických PV článků, ale bifaciální články zvyšují výtěžnost FVE. V průběhu dalších let se očekává dominance bifaciálních článků na trhu, což lze vidět i na grafu 1 z Mezinárodního technologického plánu pro fotovoltaiku za rok 2022. Využitím bifaciálních článků, modulů a jejich vlastností se bude zabývat právě tato diplomová práce.



Graf 1- Podíl bifaciálních a monofaciálních článků na trhu [1]

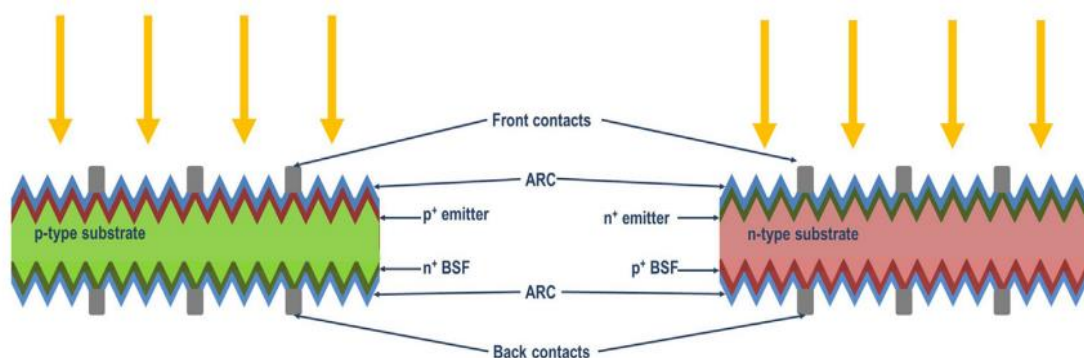
2 Základní vlastnosti bifaciálních PV modulů

Bifaciální články a moduly dokáží zachytit, na rozdíl od monofaciálních článků a modulů, dopadající světlo jak na přední straně modulu, tak také na jeho zadní straně, a to díky schopnosti absorpce difuzního slunečního světla, které se odráží od země a obklopujících

objektů [2]. To vede ke zvýšení absorpce celkového slunečního záření a také k odpovídajícímu zvýšení generovaného proudu [3]. V důsledku toho bylo zjištěno, že bifaciální solární články mohou zvýšit hustotu výkonu fotovoltaických (PV) modulů ve srovnání s monofaciálními články, při současném snížení nákladů na plochu i další komponenty PV systémů, a to pouze s minimálním nárůstem ceny oproti monofaciálním. Jejich výkon je však ovlivněn rozložením záření, které dopadá na zadní část povrchu modulu. To je silně ovlivněno několika aspekty, jako je např: albedo (míra odrazivosti tělesa nebo jeho povrchu), velikost odrazného povrchu, nadmořská výška umístění modulu a úhel sklonu modulu [4]. Výhodou je, že bifaciální FV moduly mají nižší teplotní koeficient, než je tomu u standardních modulů, což vede ke zvýšení maximálního výkonu.

2.1 Technologie bifaciálních PV článků

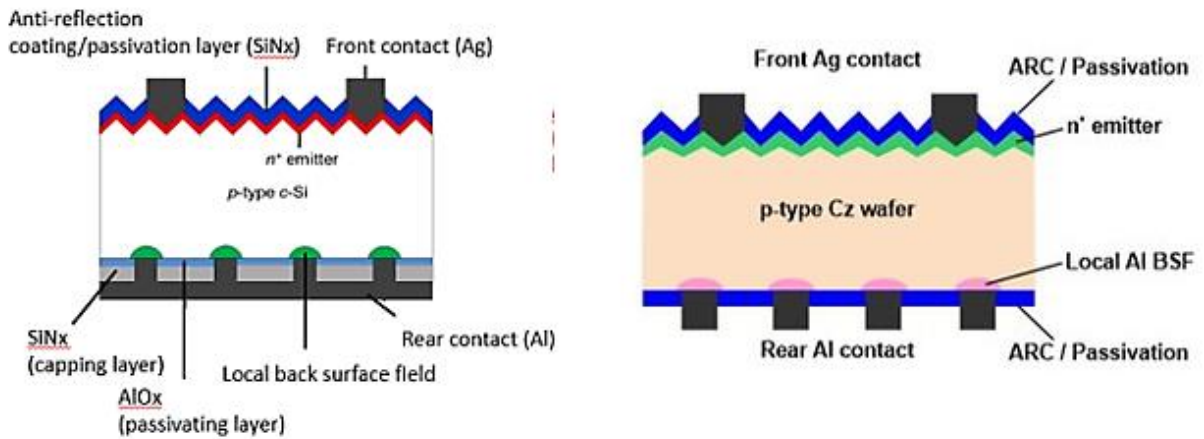
Nejběžněji se vyrábí standardní bifaciální křemíkové solární články. Obě strany článku jsou potištěny kovovou vodivou mřížkou, aby byly schopny absorbovat záření z jedné či druhé strany nebo z obou současně. Pro články na bázi N - typu, je emitorem p^+ difuzní vrstva, zatímco n^+ difuzní vrstva slouží jako zadní povrchové pole. Pro články na bázi P – typu je tomu přesně naopak. K dosažení vodivé kovové mřížky při průmyslové výrobě, jsou texturované wafery a antireflexní vrstvy částečně zakryty kovovými kontakty vyrobenými technologií sítotisku [5].



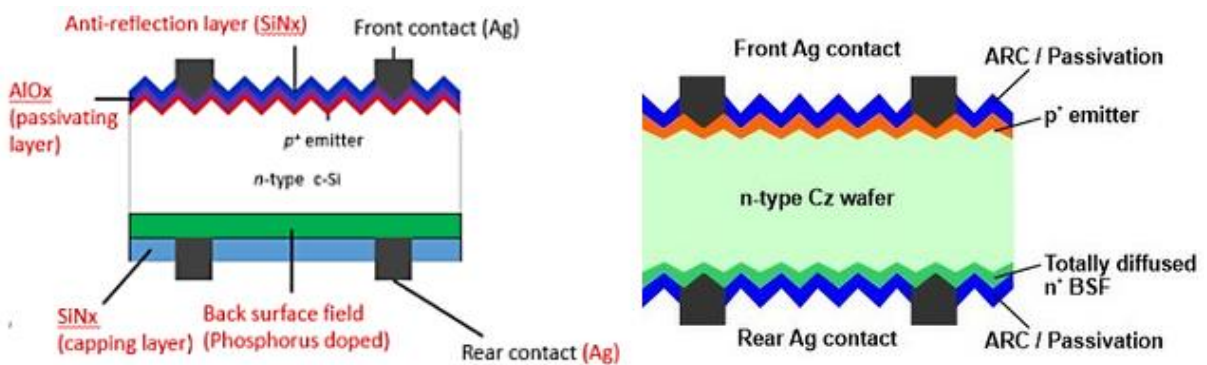
Obrázek 1- Řez standard. bifaciálním krystalickým Si článkem na bázi N – typu a P – typu [5]

Standardní monofaciální články vyžadují při výrobě pouze jeden difuzní krok, protože obsahují pouze jeden P-N přechod. Zatímco bifaciální články obsahují dva P-N přechody s různými příměsemi, které zvyšují počet vysokoteplotních procesů při výrobě a tím i náklady (je

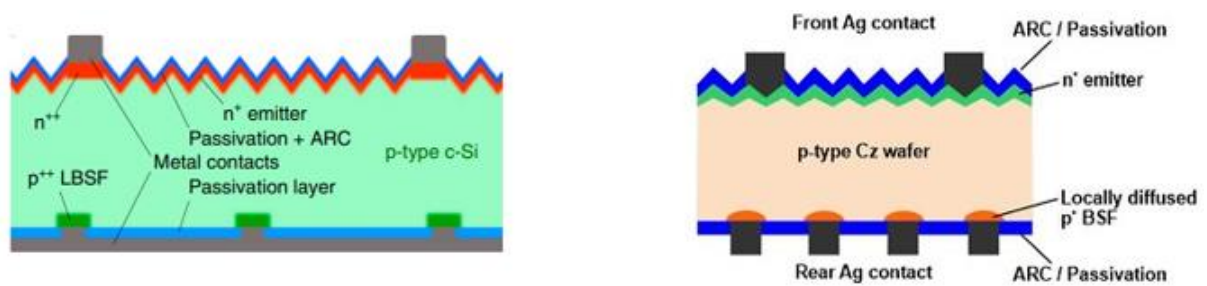
zapotřebí jedna difuze nebo iontová implantace navíc). Srovnání struktur monofaciálních a bifaciálních článků lze vidět na obrázcích 2–5.



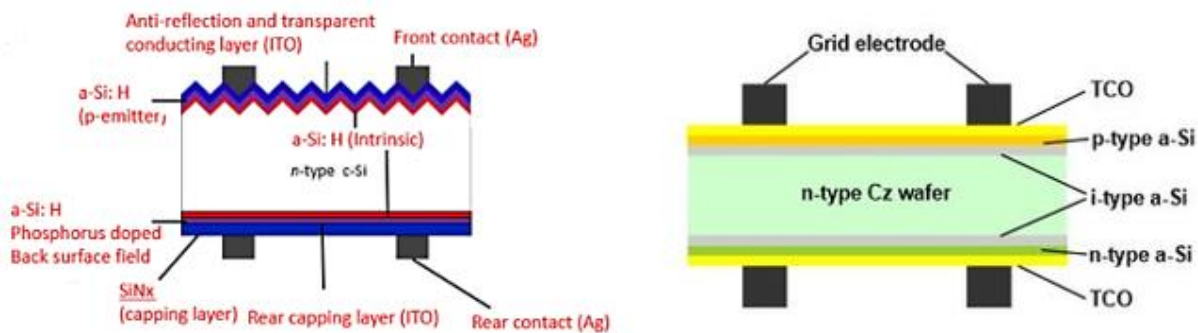
Obrázek 2- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem PERC [6,7]



Obrázek 3- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem PERT [6,7]



Obrázek 4- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem PERL [6,8]



Obrázek 5- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem HJT [6,9]

2.1.1 Křemíkové substráty

První bifaciální články byly vyrobeny z monokrystalického křemíku před více než 40 lety. Naprosto běžně se také používají destičky z multikrystalického křemíku. Další možností je využití klasických tenkovrstvých technologií: GaAs, CdTe, CIGS a DSSC (Dye sensitized solar cells – barvivy senzibilizované solární články). Ovšem v souvislosti s bifaciální technologií, křemíkové substráty výrazně převyšují jiné alternativní materiálové složení, ačkoliv některé principy se slučují [10,11]. Příkladem takového spojení technologií jsou struktury HIT, které kombinují krystalický a tenkovrstvý křemík. Snaha je především o dosažení vyšší účinnosti a použití alternativních materiálů, jako jsou například průhledné grafenové elektrody, které dokáží zvýšit absorpci světla z albeda a životnost zařízení. [12,13]

Nejdůležitějším parametrem substrátu je jeho tloušťka, která přímo souvisí s úsporou materiálu a nákladů. Tloušťka substrátu má vliv na účinnost konverze bifaciálních PV modulů. Některé simulace naznačují, že pokud snížíme tloušťku křemíkového substrátu z 200 μm na 58 μm , účinnost konverze klesne opravdu minimálně (dle simulace o 0.57 %). To může mít zásadní vliv na možnou úsporu výrobních nákladů. Existují koncepty, které dokáží za pomoci mikroobrábění vyrobit článek o tloušťce 60 μm , což vede ke 12 x nižší spotřebě křemíku [14, 15].

2.1.2 Zachytávání světla

Pokud chceme zvýšit účinnost konverze v solárních článcích, pak jednou z nejběžnějších metod je texturování povrchu za účelem zvýšení absorpce světla. Bifaciální technologie vyžaduje texturování povrchu buď pouze zepředu, nebo současně z přední i zadní strany, v závislosti na konfiguraci daného solárního článku.

Simulační modely ukazují, že účinnost rozptylu texturovaného povrchu závisí mnohem více na odrazu než na propustnosti. V důsledku toho by měla být zadní strana bifaciálního FV článku texturovaná, pokud neobsahuje reflektor¹, nebo pokud se na zařízení očekává dodatečné osvětlení albedem. Bifaciální články s texturovanou přední a rovinnou zadní stranou zachytávají světlo o trochu lépe, než bifaciální články s texturovanou přední i zadní stranou, ale jenom tehdy, pokud není použit reflektor. Jestliže je použit reflektor, tak hustota generovaného proudu bude vyšší a naopak úplně nejvyšší hustoty generovaného proudu dosahují bifaciální články, které mají texturovanou přední i zadní stranu, právě oproti článkům s texturovanou přední a rovinnou zadní stranou. Tento efekt je připisován vysoké propustnosti článků s oboustrannou texturací [16, 17].

Zajímavou možností zvýšení absorpce je využití fotoluminiscenčních vrstev. Bifaciální fotovoltaické články zachytávají fotony na obou stranách článku za účelem zvýšení účinnosti. Up-konvertory, umístěné na modulech, zachytávají fotony s nižší energií, než je zakázané pásmo polovodičového substrátu a přeměňují je na fotony s vyšší energií. Tyto fotony jsou směřovány do aktivní oblasti solárního článku, kde se absorbují, čímž se zvyšuje účinnost solárního článku. [18] Up-konvertory zvyšují účinnost bifaciálních solárních článků na různých úrovních, v závislosti na seskupení použitých materiálů (použití antireflexní vrstvy, koncentrátorů světla, geometrie zadní plochy apod.). [18,19] Koncepty pro další zvýšení výkonu up-konverze souvisí s fotonickými a plasmonickými strukturami, které kombinují rozšíření spektrálního rozsahu záření a zesílení emise pomocí rezonance, za účelem využití nelinearity procesu up-konverze. Také spektrální koncentrace může zvýšit použitý spektrální

¹ Jako reflektory byly použity PTFE (Polytetrafluorethylen), Ag, bílá barva a papír. Reflektory byly umístěny za wafer.

rozsah společným dopováním (co-doping) senzibilátoru, nebo použitím druhého luminiscenčního materiálu, který je schopen absorbovat v širokém spektru rozsahu a emituje v absorpčním rozsahu up–konvertoru. [20] Další alternativou je kombinace up – konvertoru a parabolických koncentrátorů, umístěných na zadní straně solárního článku. To vede k 35% nárůstu účinnosti up-konverze na 1500 nm ve srovnání se standardní strukturou bez koncentrace. [19]

2.1.3 Difuzní procesy

Díky snaze o zjednodušení výroby bifaciálních modulů a snaze o nezvyšování výrobních nákladů v porovnání s monofaciálními solárními články, došlo k prozkoumání různých alternativních tepelných procesů.

U standardních (monofaciálních) článků je zapotřebí pouze jeden proces dopování k vytvoření přechodu P-N. Zatímco u bifaciálních článků jsou zapotřebí dva P-N přechody s různými příměsemi. Současné ukládání a difúze boru a fosforu na obou stranách substrátu v procesu zvaném co-difúze, redukuje tři vysokoteplotní kroky výrobní sekvence na dva, což může mít ale za následek křížení dopovacích procesů. Jinou možností by mohla být kombinace difúze emitoru boru a vytvoření zadní difuzní bariéry (BSF – back surface field) pomocí iontové implantace fosforu, pouze při jednom vysokoteplotním procesu. Další možností, která byla zkoumána, je výroba izotopových přechodů (přechod mezi materiály stejného typu z pohledu dotace, dokonce pro materiály se stejnou koncentrací nosičů náboje) $n^+ \text{ITO-SiO}_2\text{-nSi}$ struktur [21]. Od roku 1980 je zkoumána plná iontová implantace, která se skládá z osmi výrobních kroků se dvěma implantacemi a jedním žíháním (při 900 °C, 10 minut). Nicméně poslední studie ukazují vyšší výkon v případě odděleného žíhání, protože fosfor se aktivuje při nižších teplotách než bor. [22,23]

Na základě těchto poznatků se část odborné společnosti přiklání k tomu, že k nižším nákladům na výrobu dochází u iontové implantace ve srovnání se standardní difúzí pro velkoobjemové výrobní linky. Na bifaciální systémy na bázi křemíku byla aplikována také technologie dopování laserem, pro tvorbu selektivního emitoru a masky pro následný proces pokovování na obou stranách substrátu, v jediném laserovém kroku.

Technologie co-dopingu a iontové implantace se zdají být vzhledem k cíli spojenému se zjednodušením výroby a snížením počtu tepelných výrobních kroků v tomto ohledu

nejvýhodnější, ale je zapotřebí další výzkum, aby bylo možné definovat tento nový standardní postup.

2.1.4 Kontakty

Podobně jako u monoficiálních PV článků i u bifaciálních solárních článků se výzkum zaměřuje především na nahrazení konvenčních Ag předních kontaktů zhotovených sítotiskovou metodou, a to mědí pokovenými kontakty, TCO (transparentní vodivé oxidy), Al kontakty, nebo kontakty se sníženým množstvím Ag. Je to z toho důvodu, že množství Ag použitého na výrobu článku představuje značné náklady.

Mědí pokovené kontakty mohou:

- Snížit spotřebu drahého stříbra.
- Snížit teplotu při vypalování Al a Ag past (teplota laminování Cu je 160 °C).
- Zmírnit vysokou rekombinační rychlost hliníkem potažených zadních ploch, která snižuje účinnost konverze se snižující se tloušťkou waferu.

Díky tomu mohou mít bifaciální solární články, u kterých bylo použito elektrochemické pokovení mědí k tvorbě elektrod, účinnost až 23.1 %. Nicméně poměděné kontakty mohou představovat riziko zkratování PN přechodu, Cu může kontaminovat křemíkový wafer a sekvence zpracování je složitá. Proto alternativou k použití Ag a Cu jsou transparentní vodivé oxidy (TCO). Nanášení TCO kontaktů by však mělo být vylepšeno, aby došlo ke zlepšení pasivace emitoru a ke snížení odporu kontaktů Si/TCO [24]. Navíc uváděné hodnoty účinnosti jsou nižší než hodnoty získané technologií sítotisku. Další výrobní metody jsou zaměřeny na náhradu zadní Ag mřížky hliníkem (Al). To by ovšem vyžadovalo optimalizaci dielektrika na zadní straně, aby byl zajištěn dobrý vnitřní odraz světla od zadní vrstvy. Nedávné analýzy odhalily snížení V_{oc} (napětí naprázdno) v bifaciálních solárních člancích v důsledku depasivace a penetrace kovových kontaktů do difúzní oblasti během pokovení sítotiskovou metodou. Z tohoto důvodu je doporučeno použití p^+ kontaktních past, potenciálně bez Al, které nezpůsobují poškození povrchu a zvyšují V_{oc} . Dalším ze způsobů, jak snížit množství Ag (z 250 mg/wafer na méně než 40 mg/wafer) je snížení množství pasty, využívané při sítotisku,

použitím solárních článků bez sběrnic s velmi tenkými kontaktními dráty (do tloušťky 32 μm , tzv. smart-wire technologie). Tím lze dosáhnout účinnosti konverze přes 23 % [25]. Lze konstatovat, že snížení množství past, využívaných při sítotisku, na výrobu bifaciálního článku je prvořadá metoda vedoucí ke snížení nákladů spojených s množstvím Ag.

2.1.5 Účinnost konverze bifaciálních solárních článků

Účinnost pro bifaciální solární články se často určuje pomocí nezávislých měření pro přední a zadní stranu článku, pod jedním nebo více slunci². [24] Alternativním způsobem, jak zjistit účinnost bifaciálního článku, je charakterizovat bifaciální solární článek o *ekvivalentní účinnosti* rovné účinnosti běžného monofaciálního článku schopného generovat stejnou energii na jednotku plochy, jako bifaciální článek za stejných testovacích podmínek. Pojem *ekvivalentní účinnost*, může také představovat součet přední a zadní účinnosti v poměru ozáření na obou stranách bifaciálního solárního článku.

² Jedno slunce je pojem používaný pro označení ozáření $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Dvě slunce tak představují 2000 W/m^2 atd.

Tabulka 1 - účinnost konverze pro různé technologie bifaciálních solárních článků [5]

Description	Concentration (Sun)	Efficiency (front or front/rear)
Buried ^a (independently confirmed)	1	21.9
Fz-Si p-type triode structure (independently confirmed)	1	21.3/19.8
Fz-Si (a-Si:H rear surface passivation) (independently confirmed)	1	20.1
Fz-Si (independently confirmed)	1	19.4/16.5
Fz-Si symmetrical (independently confirmed)	1	18.4/18.1
MISIL (independently confirmed)	1	17.1
Flexible c-Si (thickness: 110 μm, AM0) ^a (independently confirmed)	1	14.7
CdTe (Cu ₂ Te back contact, 40–60% transmission) (independently confirmed)	1	13.9
Si-HJT cell on commercial CZ c-Si 6" wafer using busbar-less front side metallization	1	23.14
GaAs thin film (thickness: 5 μm)	1	22.6/12.9
Zebra (n-type c-Si)	1	21.3
nPERT	1	20.63
n-type HIT screen printed	1	20.2
Sliver [®] solar cells	1	19.4
Remote plasma CVD		> 18/ > 18
(ITO)/(p ⁺ nn ⁺)Cz-Si/(IFO) Cu contact 25 × 25 mm ²	3	17.9/17.0
(ITO)/(p ⁺ nn ⁺)Cz-Si/(IFO) Cu contact 25x25 mm ²	1	17.6/16.7
Cz-Si p-type SiNx PECVD and screen printed, industrial process	1	16.6/12.8
p ⁺ nn ⁺ ^a	7	16.5/13.6
p ⁺ nn ⁺ ^a	1	15.7/13.6
GaAs thin film (thickness: 1.5 μm, AM0)	1	15.4
CIGS	1	15.2
POWER cell (16% transparency)	1	12.9
CdTe/CdS (ITO back contact)	1	10.3/2.1
Flexible dye-sensitized (if 90° bending: –6%)	1	6.8
Dye-sensitized (Ti foil based flexible)	1	6.55/4.79
Dye-sensitized (polypyrrole counter electrode)	1	5.74/3.06
Ultra-thin CdTe (0.68 μm)	1	5.7/5.0
Solid-state dye-sensitized solar cell (tandem – no color distortion)	1	3.3
Organic (50% transparency)	1	3.24
Simulated n-type HIT		27.02

Faktor bifaciality (%) (1) je také běžně používaný parametr pro bifaciální solární články a je definován jako poměr účinnosti (η) přední a zadní strany solárního článku při stejném ozáření. [26]

$$\text{Bifaciální faktor (\%)} = \frac{\eta_{SC, \text{přední}}}{\eta_{SC, \text{zadní}}} \cdot 100 \quad (1)$$

3 Bifaciální PV moduly

Samotné bifaciální solární články je nutné, podobně jako klasické monofaciální články, chránit před environmentálními vlivy. Toho je dosaženo díky zapouzdření. Změny potřebné k tomu, aby se ze standardního modulu stal modul bifaciální, jsou v celku minimální, v porovnání se změnou standardního článku na článek bifaciální. Nutnou změnou je výměna neprůhledné zadní vrstvy, za průhlednou zadní stranu, aby se usnadnila absorpce slunečního světla ze zadní strany. Kromě toho je vyžadován odlišný design přípojovací krabice a volba alternativních materiálů použitých k zapouzdření modulu. Bifaciální moduly tak mohou mít dvě různé modulové struktury:

- sklo-fólie-články-fólie-sklo, zkráceně sklo/sklo
- sklo-fólie-články-fólie-zadní krycí vrstva, zkráceně sklo/fólie.

Kvůli svým bifaciálním vlastnostem se chová tento článek odlišně při použití těchto dvou modulových struktur. Obě tyto struktury nabízejí určité výhody a nevýhody [27].

3.1 Sklo – sklo

Klíčem k výrobě bifaciálního modulu je výměna neprůhledné zadní vrstvy. K využití výhod technologie bifaciálních článků, musí být zadní kryt modulu průhledný. K tomuto účelu se na zadní straně využívají buď průhledné fólie, nebo sklo. Struktura sklo – sklo má řadu výhod. Jednou z největších je, že nezávisle na jakýchkoliv bifaciálních požadavcích, výrobci stále více oceňují kvalitu konfigurace sklo – sklo, což v nich vzbudilo důvěru k prodloužení záruk na výkon modulů. Téměř každý modul typu sklo – sklo je nabízen s 30letou zárukou. To je zapříčiněno především výrazným snížením cen skla, jehož cena je nyní téměř stejná, jako u vysoce kvalitních zadních fólií.

Další faktor, který nahrává použití konfigurace sklo – sklo, je ten, že tenčí sklo se stává levnějším. Pro tloušťku skla v solárních modulech neexistuje žádný standard, ale většina výrobců modulů používá skleněné tabule o tloušťce 2,5 mm. Další výhodou je, že konstrukce sklo – sklo umožňuje vyhnout se použití drahého hliníkového rámu. Nicméně hlavní nevýhodou skla, je jeho váha. Absence rámu sice snižuje náklady na výrobu a zabraňuje hromadění prachu, ale na druhou stranu se výrazně zvyšuje riziko rozbití modulu. [28]

3.2 Průhledná fólie

Existuje několik důvodů, které hovoří ve prospěch použití průhledné zadní fólie, před modulovou konstrukcí sklo – sklo. Pokud je vybrán správný pouzdřicí materiál, tak se jedná o dlouhodobě osvědčené řešení pro zapouzdření modulů. Výhodou je, že průhledná zadní fólie váží méně a manipulace s ní je stejně snadná jako u neprůhledné zadní vrstvy. Navíc modulový proces se pro bifaciální technologie vůbec nemění. V teplých oblastech má smysl používat právě moduly s konstrukcí sklo – fólie, protože tak docílíme lepšího odvodu tepla, než u konstrukcí se sklem na zadní straně. Pokud jde o pokles transparentnosti zadní fólie, ztráta se pohybuje od 10 do 15 % za 20 let, což nepředstavuje nijak velký problém. Za tuto dobu se nejprve sníží průhlednost zapouzdření a navíc absorpce není tak kritická, jako u přední strany,

takže ztráta výkonu je tedy zanedbatelná. Konfigurace na bázi zadní průhledné fólie pomáhá také při uvolňování kyselin, které vznikají z EVA (ethyl-vinyl-acetát) během provozu (působením UV záření) a způsobují degradaci modulu. Některé společnosti však používají pro zapouzdření svých bifaciálních modulů polyolefiny namísto EVA. [28]

3.3 Propojení článků

Pro propojení solárních článků v bifaciálním modulu je potřeba pouze mírná optimalizace, zejména v souvislosti s ohřevem a chlazením článků. Je to z toho důvodu, že bifaciální články bez hliníkového zadního povrchového pole – BSF (Back Surface Field) se během tepelného zpracování chovají odlišně. Bifaciální moduly jsou perfektní aplikací pro half-cut články. Zisk v důsledku bifaciality se projevuje hlavně zvýšením proudů, což také zvyšuje ztráty. Konfigurace s half-cut články je tedy výhodnější pro propojení bifaciálních článků, protože se tím snižují odporové ztráty. Objevují se i pokročilé přístupy k propojení článků, jako je použití více přípojnic nebo technologie SWCT (SmartWire Connection Technology). Výhodou SWCT je, že standardní sběrnice jsou nahrazeny 18 mikro dráty, které sbírají energii rovnoměrněji (nižší odporové ztráty). To vede k vyšší účinnosti modulů, zatímco negativní vlivy jsou tímto výrazně sníženy. SWCT technologie se hodí zejména pro články typu HJT (Heterojunction), protože tato technologie umožňuje kontaktování při nízké teplotě, což je právě pro HJT články kritickým parametrem. [28, 29]

3.4 Připojovací krabice – junction box

I když to není úplně nutné, doporučuje se přesunout nebo vyměnit připojovací krabici tak, aby v bifaciálních modulech nezakrývala zadní stranu článků. Nový design připojovací krabice lze umístit například na roh modulu. [28]

4 Klíčové faktory ovlivňující výkon bifaciálních modulů

4.1 Albedo

Albedo nám říká, jak dobře povrch odráží světlo. Je definováno jako poměr odraženého záření ku celkovému dopadajícímu záření. Albedo je závislé na vlastnostech povrchu, povětrnostních podmínkách a na výšce Slunce nad obzorem, která se mění v průběhu dne, v závislosti na čase. Z toho důvodu není snadné předpovědět přesnou hodnotu albeda pro konkrétní oblast. Albedo může napříč různými povrchy nabývat hodnot od 0 % (žádné odražené světlo) do 100 % (dokonalý odraz). Například zelená tráva má albedo kolem 24 %, zatímco bílý písek má albedo kolem 67 %. Čím je albedo vyšší, tím více odraženého světla dopadá na zadní stranu bifaciálního modulu a tím se zvyšuje výroba energie. Z toho důvodu lze albedo považovat za nejkritičtější faktor ovlivňující produkci energie ze zadní strany bifaciálních modulů.

Znečištění povrchu pod modulem vede ke snížení albeda. Jak silně znečištění snižuje albedo, závisí především na umístění fotovoltaického systému. V některých případech může stačit k odstranění nečistot pouze déšť. Pokud je znečištění opravdu velké, je nutné sáhnout k dodatečnému očištění povrchu, aby se zajistila vysoká hodnota albeda [30,31].

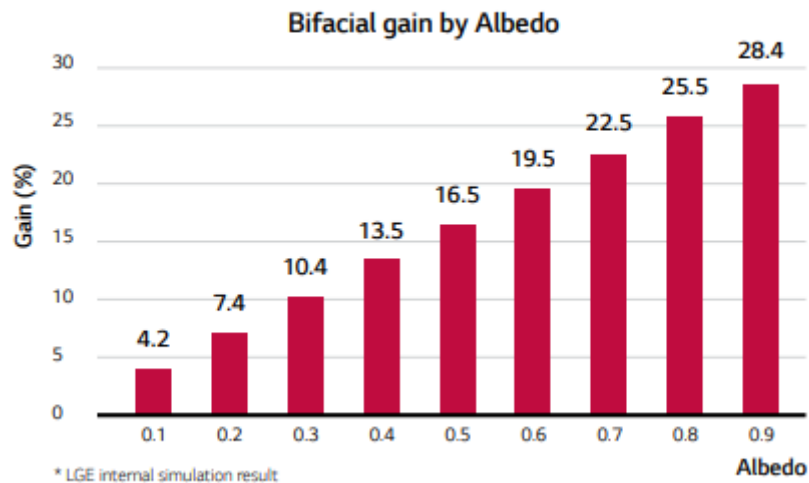
Albedo range for a variety of surface



* Source : Helmholtz Alfred-Wegener Institute and the National Renewable Energy Laboratory (NREL)

Graf 2- Rozsah albeda pro různé povrchy [30]

Relation of albedo and bifacial gain

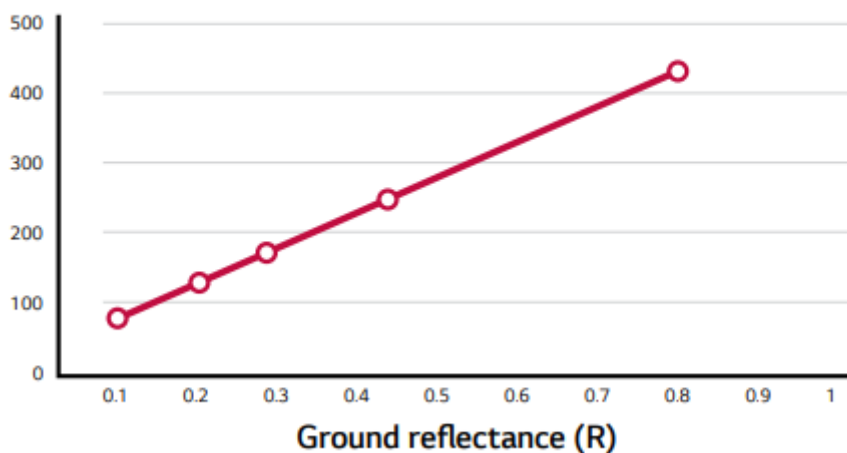


* LGE internal simulation result

Graf 3- Jak albedo ovlivňuje bifaciální zisk [30]

..

Relation of albedo and irradiation on backside

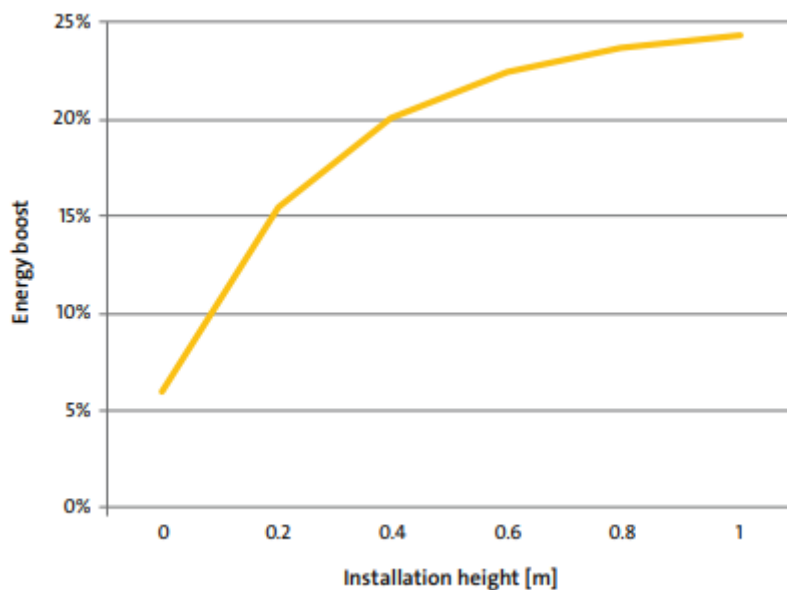


Graf 4- Jak albedo ovlivňuje ozáření zadní strany [30]

4.2 Výška umístění modulu (instalační výška)

Vliv na energetický výkon bifaciálního modulu, má také jeho instalační výška. Bifaciální modul by měl být umístěn v takové výšce, aby byl zajištěn dostatečný prostor mezi modulem a zemí. Správně zvolená výška umístění modulu vede k většímu odrazu slunečního světla, což má významný vliv na bifaciální zisk.

Výška umístění modulu je definována jako vzdálenost mezi povrchem (zemí) a nejnižší částí modulu. Čím větší je instalační výška modulu, tím větší je dodatečný energetický výnos. Nicméně v grafu 5 můžeme vidět, že křivka dodatečného energetického výnosu má svůj inflexní bod ve výšce okolo 0,5 m. Nad tímto bodem se dodatečný energetický výnos zvyšuje pouze mírně, i když instalační výška pořád roste. Bodu nasycení dosáhne křivka kolem instalační výšky 1 metru. Z toho lze vyvodit, že optimální instalační výška je přibližně 1 m. Na plochých střeších je montážní výška omezena rostoucím zatížením větrem. Optimálním kompromisem mezi náklady na konstrukci, zátěžovou hmotností a energetickým výnosem je konstrukce, která zajišťuje instalační výšku modulu větší než 0,3 m [30,31].

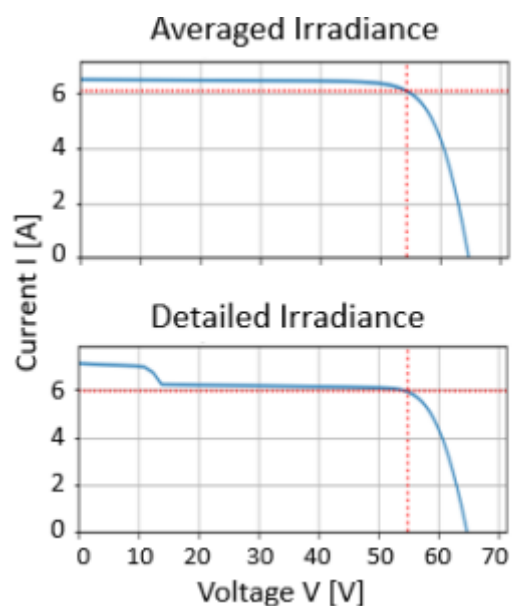


Graf 5 - Dodatečný energetický výnos bifaciálního PV systému, moduly na šířku, orientované na jih, sklon 30°, vzdálenost mezi řadami 2,5 m, 80% albedo [31]

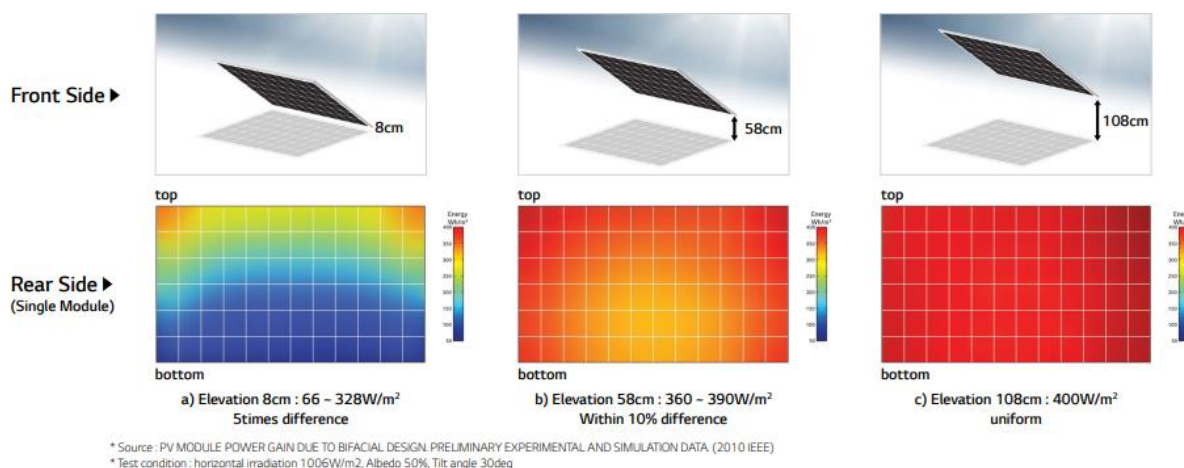
4.3 Rovnoměrnost záření na zadní straně modulu

Rovnoměrnost záření na zadní straně může být značně ovlivněna vlastním zastíněním jednotlivých modulů a vzájemným zastíněním sousedních modulů a řad. Výsledkem nerovnoměrnosti záření je snížení I_{SC} pro jednotlivé články, nekonzvexní Voltampérová křivka I-V (křivka vykazuje „schody“ typické pro lokální stínění nebo poruchy) a snížení maximálního výkonu modulu P_{MAX} (viz. graf 6).

Pokud je výška modulu příliš nízká, tak množství záření, které dopadá na zadní stranu modulu, je na určitých částech modulu různé, což je zapříčiněno výše zmíněným vlastním stíněním. Články, které jsou umístěny blízko horního okraje modulu, absorbují více světla než články ve zbytku modulu. Pokud umístíme modul do výšky 8 cm, je rozsah ozáření, kterému je vystavena zadní strana modulu, poněkud větší; nejvyšší naměřená hodnota je zhruba 5krát vyšší než nejnižší zaznamenaná hodnota (viz. obrázek 6). Čím se výška modulu zvyšuje, tím jsou hodnoty ozáření v celém modulu jednotnější. Rovnoměrnost ozáření je důležitá, protože výrazně snižuje energetické ztráty [30,32].



Graf 6- Vliv zastínění na Voltampérovou charakteristiku I-V bifaciálního modulu [32]



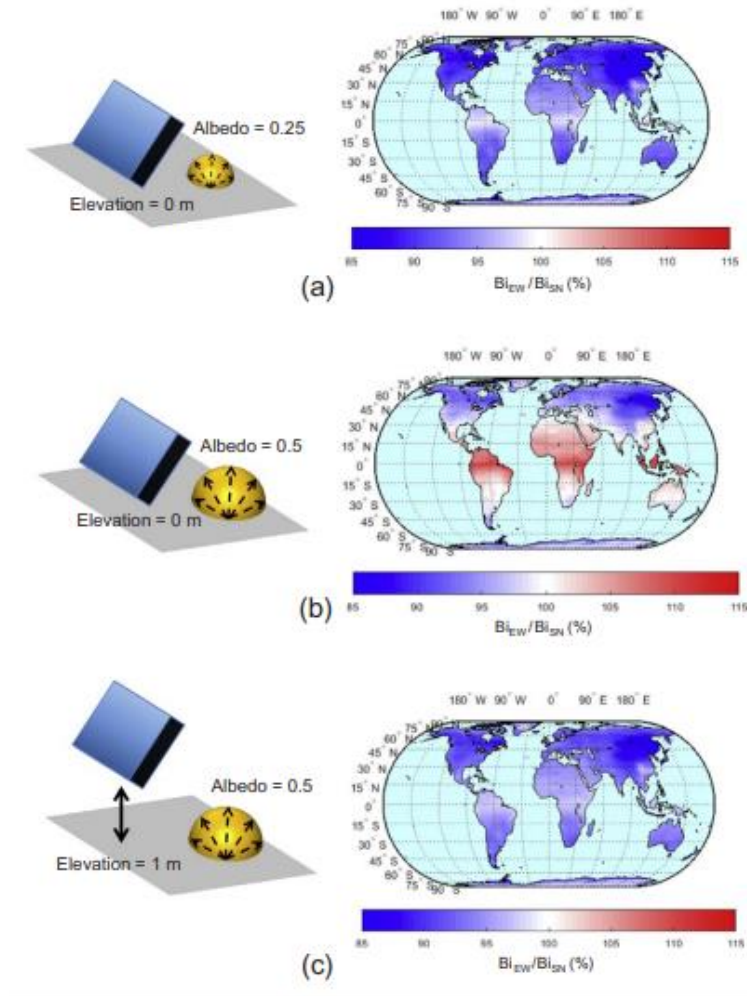
Obrázek 6- Vliv instalační výšky modulu na homogenitu ozáření zadní strany [30]

4.4 Optimální úhel azimutu

Jakmile je stanovena instalační výška modulu, je zapotřebí optimalizovat orientaci bifaciálních modulů, abychom maximalizovali produkci energie. Je tedy zapotřebí zvolit vhodný úhel azimutu v dané výšce. Simulace naznačují, že optimální orientace přední strany bifaciálních modulů je buď na východ (Bi_{EW}) nebo na jih (Bi_{SN}) s výjimkou arktických a antarktických oblastí, kde je bifaciální zisk v podstatě nezávislý na úhlu azimutu díky polárnímu dni. Porovnání výkonu mezi moduly Bi_{EW} a Bi_{SN} při různých parametrech, je znázorněno na obrázku 7 [33,34].



Obrázek 7- a) Horizontálně orientovaný BiEW modul; b) Vertikálně orientovaný BiSN modul [34]



Obrázek 8- Porovnání výkonu mezi moduly BiEW a BiSN při různých parametrech [33]

4.5 Optimální úhel sklonu β

Po optimalizování úhlu azimutu je důležité určit optimální úhel sklonu. Pro Bi_{EW} moduly, je nejvhodnější vertikální instalace. Tyto moduly vyrábí při úhlu sklonu $\beta = 90^\circ$ nejvíce elektřiny. Optimální naklonění Bi_{SN} modulů závisí na geografické poloze (zeměpisné šířce, albedu a výšce). Optimální sklon pro Bi_{SN} moduly je větší než optimální sklon pro monofaciální moduly

a zvětšuje se se zeměpisnou šířkou. Zvýšení úhlu sklonu zlepšuje zachytávání odraženého světla na zadní straně modulu. Obecně bez nějakého měření a analýzy, nelze určit optimální úhel sklonu. [33]

4.6 Rozteč mezi řadami modulů

V tomto případě určuje rozteč vzdálenost, jakou mezi sebou musí mít dvě řady modulů. Optimální rozteč nám udává kompromis mezi minimalizací ztrát stíněním předních a zadních stran modulů a maximálním počtem instalovaných řad vzhledem k omezené ploše povrchu.

Poměr pokrytí země (Ground Coverage Ratio – GCR) (2) úzce souvisí s roztečí a vypočítá se jako poměr celkové plochy PV modulů k celkové ploše země:

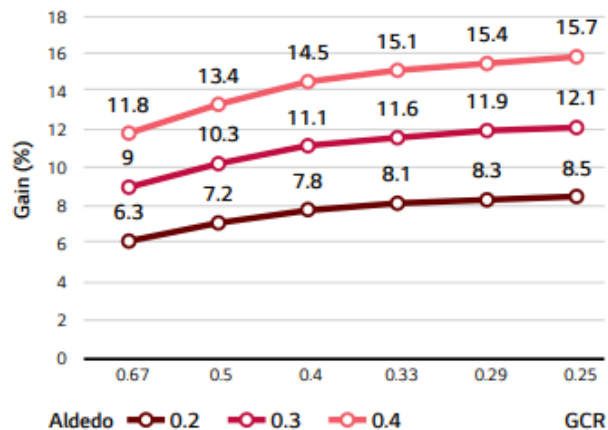
$$GCR = \frac{A_{PV}}{A_G} \cdot 100\% \quad (2)$$

Kde:

A_{PV} – celková plocha PV modulů; A_G – celková plocha země

S rostoucím GCR se nám zmenšuje rozteč mezi řadami modulů. Vyšší hodnota rozteče (nižší hodnota GCR) nabízí možnost produkovat větší množství energie.

Z níže uvedené simulace od firmy LG (graf 7), lze konstatovat, že čím menší je GCR, tím vyšší je bifaciální zisk. Dále lze z grafu rozpoznat, že čím nižší je hodnota albeda, tím méně je bifaciální zisk ovlivňován GCR. [30,34] Uvedený graf je pro N-typové bifaciální moduly výrobce LG, nicméně obdobné trendy lze očekávat i u bifaciálních modulů dalších typů.



Graf 7 - Vliv albeda a GCR na bifaciální zisk [30]

4.7 Teplota

Také teplota má vliv na účinnost a maximální výkon bifaciálního modulu. Čím větší teplotu modul má, tím méně energie obvykle generuje. Okolní teplota, teplotní koeficient modulu a typ instalace jsou faktory, které ovlivňují výkon solárního systému.

Každý bifaciální modul má svůj teplotní koeficient výkonu. Teplotní koeficient výkonu ukazuje, o kolik procent se sníží výkon modulu, pokud se teplota zvýší o jeden stupeň Celsia ($^{\circ}\text{C}$). Většina modulů má teplotní koeficient výkonu mezi $-0.2\%/^{\circ}\text{C}$ až $-0.5\%/^{\circ}\text{C}$. Čím se teplotní koeficient výkonu blíží k nule, tím lépe bude modul fungovat při vzrůstající teplotě. V dnešní době jsou všichni výrobci povinni poskytovat hodnoty těchto koeficientů. Účinnost modulu se snižuje se vzrůstající teplotou kvůli vlastnostem použitého polovodičového materiálu.

Například bifaciální modul JW-HD144N-415 má teplotní koeficient výkonu $-0.32\%/^{\circ}\text{C}$ a maximální výkon (přední strana) 415 W.

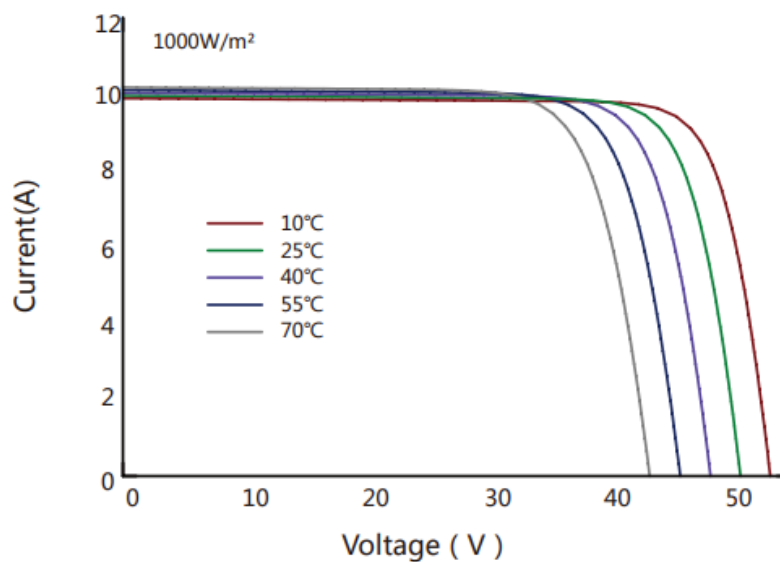
Pokud by byl instalovaný na střeše s teplotou okolí 50 °C, pak by se ztráta výkonu dala přibližně vypočítat takto:

$$50\text{ °C} - 25\text{ °C} = 25\text{ °C}$$

$$25\text{ °C} \cdot (-0.32) = 8\%$$

$$\text{Výkonová ztráta} = 8\% \times 415\text{ W} = 33,2\text{ W}$$

Umístění modulu má také vliv na jeho teplotu. Moduly instalované na střeše, mají z pravidla mnohem vyšší teplotu, než je teplota okolí [35,36,37], a to zejména z důvodu horšího chlazení.



Graf 8- Závislost teploty na I_{SC} , V_{OC} , P_{MAX} u série bifaciálních modulů JW-HD144N [37]

5 Tabulka základních vlastností bifaciálních modulů dostupných na trhu v ČR

V následující tabulce jsou shrnuty základní vlastnosti některých bifaciálních modulů dostupných na trhu v ČR. V tabulce lze nalézt tyto údaje:

- výrobce a typ modulu,
- P_{MAX} – maximální výkon,

- V_{MPP} – hodnota napětí při maximálním výkonu,
- I_{MPP} – hodnota proudu při maximálním výkonu,
- V_{OC} – napětí na prázdko,
- I_{SC} – proud nakrátko,
- účinnost modulu,
- bifaciální faktor – udává poměr účinnosti zadní strany modulu, ve vztahu k přední straně modulu (při stejném ozáření),
- teplotní koeficient výkonu – udává, o kolik se výkon modulu změní při zvýšení teploty o 1 °C, teplotní koeficient proudu – udává, o kolik se proud modulu změní při zvýšení teploty o 1 °C,
- teplotní koeficient napětí – udává, o kolik se napětí modulu změní při zvýšení teploty o 1 °C,
- fill factor – je charakterizován jako podíl maximálního výkonu v bodě MPP a maximálního výkonu definovaného pomocí napětí na prázdko a proudu na krátko,
- P_{MAX} Bifi100 – hodnota maximálního výkonu při hodnotě zadního ozáření 100 W/m²,
- P_{MAX} Bifi200 – hodnota maximálního výkonu při hodnotě zadního ozáření 200 W/m²,
- záruka na výkon a záruka na produkt.

Tabulka 2 - Základní vlastnosti bifaciálních modulů dostupných na trhu v ČR

Modul	Typ modulu	Pmax [W]	Vmpp [V]	Imp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Účinnost modulu [%]	Bifaciální faktor [%]	Teplotní koeficient výkonu [%/C]	Teplotní koeficient proudu [%/C]	Teplotní koeficient napětí [%/C]	Fill Factor	Pmax Bifi 100	PmaxBifi 200	záruka na výkon (Lineární pokles výkonu)	záruka na produkt
LG Neon 2 Bifacial - LG395N2T - A5	N-type	395	41,8	9,46	49,3	10,19	18,7	76	-0,36	0,03	-0,27	0,79	435	474	25 let	25 let
LG Neon 2 Bifacial - LG340N1T - V5	N-type	340	34,4	9,89	40,8	10,38	19,8	70 ± 5	-0,36	0,03	-0,27	0,80	360	380	25 let	25 let
LG Neon 2 Bifacial - LG410N2T - J5	N-type	410	42,3	9,71	49,9	10,3	19,8	70 ± 5	-0,36	0,03	-0,26	0,80	435	460	25 let	25 let
Meyer Burger 370 W	HJT	370	37,7	9,9	44,5	10,4	20,6	90 ± 2	-0,26	0,033	-0,23	0,80	403	436	30 let	30 let
Meyer Burger 380 W	HJT	380	38,1	10,0	44,7	10,5	21,2	90 ± 2	-0,26	0,033	-0,23	0,81	413	446	30 let	30 let
Jinko - JKM460M-7RL3-BDVP	PERC	465	44,09	10,55	52,2	11,39	20,43	70 ± 5	-0,35	0,048	-0,28	0,78	535*	581**	30 let	12 let
Jinko - JKM330M-60H-BDVP	PERC	330	34,2	9,66	41,0	10,16	19,2	70 ± 5	-0,35	0,048	-0,29	0,79	380*	413**	30 let	30 let
Jolywood - JW-HD120N-380W	N-TOPCon	380	34,9	10,89	41,8	11,54	20,49	80	-0,32	0,046	-0,26	0,79	410	441	30 let	15 let
Jolywood - JW-HD144N-460W	N-TOPCon	460	42,0	10,96	50,4	11,56	20,94	80	-0,32	0,046	-0,26	0,79	497	534	30 let	12 let
CanadianSolar - BiHiKu 7 CS7L-585MB-AG	PERC	585	34,3	17,06	40,7	18,32	20,7	70	-0,34	0,05	-0,26	0,78	644	702	30 let	12 let
CanadianSolar - BiHiKu CS3W-445MB-AG	PERC	445	40,9	10,89	48,9	11,54	19,9	70	-0,35	0,05	-0,27	0,79	490	534	30 let	12 let
Longi HiMo 5 LR5-72HBD 530M	PERC	530	41,35	12,82	49,2	13,71	20,7	70 ± 5	-0,35	0,05	-0,284	0,79	583	636	30 let	12 let
Longi HiMo 3 LR6-72HBD-370M	PERC	370	39,8	9,3	48,1	9,8	18,4	70 ± 5	-0,37	0,06	-0,3	0,78	407	444	30 let	10 let
SoliTek SOLID bifacial B.60 350 W	PERC	350	33,79	10,37	39,66	11,01	18,85	80	-0,47	0,04	-0,35	0,80	385	420	30 let	30 let
Suntech STP 540S-C72/Pmh+	PERC	540	41,75	12,94	49,54	13,89	20,9	70 ± 5	-0,36	0,05	-0,304	0,78	621*	675**	30 let	12 let
Suntech STP 440S-B72/Pnh+	PERC	440	41,0	10,74	48,8	11,47	20,2	70 ± 5	-0,36	0,05	-0,304	0,79	506*	550**	30 let	12 let
Phono Solar PS460M5GFH-24/TH	PERC	460	41,82	11	49,75	11,48	21,16	70 ± 5	-0,35	0,05	-0,28	0,81	508*	541**	30 let	12 let
Phono Solar PS370M5GFH-20/UYH	PERC	370	34,29	10,79	40,69	11,29	20,3	70 ± 5	-0,35	0,05	-0,28	0,81	409*	435**	30 let	12 let
Q Cells Q.PEAK DUO XL-G10.3/BFG 485	PERC	485	45,63	10,63	53,63	11,16	20,9	70 ± 5	-0,34	0,04	-0,27	0,81	530,5***	výrobce neuvádí	30 let	12 let
JA Solar JAM72D30 550/MB	PERC	550	41,96	13,11	49,90	14,00	21,2	70 ± 10	-0,35	0,045	-0,275	0,79	589	výrobce neuvádí	30 let	12 let
JA Solar JAM60D20 385/MB	PERC	370	33,98	10,89	41,21	11,41	19,3	70 ± 10	-0,354	0,044	-0,272	0,79	407	444	30 let	12 let
Yingli Solar 120HCL: YL340CG2530L-2 1/2	N-type	340	35,02	9,71	41,66	10,17	19,96	82	-0,35	0,04	-0,30	0,80	451	513**	30 let	12 let
Yingli Solar 144 HCL YL415CG2536L-2 1/2	N-type	415	42,74	9,71	50,7	10,2	20,45	80 ± 5	-0,35	0,04	-0,30	0,80	457	519**	30 let	12 let
Axitec AC-370MB/120V	PERC	370	34,1	10,86	41,3	11,37	20,31	70 ± 10	-0,35	0,048	-0,29	0,79	407	444	30 let	15 let
Axitec AC-540MBT/144V	PERC	540	41,7	12,95	49,55	13,85	20,9	70 ± 10	-0,35	0,048	-0,29	0,79	594	648	25 let	15 let
München MSMD - HD78NBG Power 490W	N-type	490	45,2	10,85	54,3	11,45	20,55	80	-0,32	0,046	-0,26	0,79	529	568	30 let	12 let

*Bifi 150

**Bifi 250

***BSTC: $1000W/m^2 + \varphi \times 135W/m^2$, $\varphi = 70 \% \pm 5 \%$

6 Degradční mechanizmy specifické pro bifaciální moduly

Na bifaciálních článkách a modulech mohou probíhat degradační procesy, které jsou ovlivněny jejich bifaciálními vlastnostmi. Prvním důležitým mechanismem degradace, je degradace vyvolána světlem a zvýšenou teplotou (LeTID), která obvykle probíhá pouze z přední strany, ale u bifaciálních modulů bude tento efekt pravděpodobně výraznější. Degradaci může způsobit také nanášení Al a Ag kontaktů metodou sítotisku, pokud například rozkladem EVA (ethyl-vinyl-acetát) enkapsulantu³ vznikne kyselina octová nebo pokud dojde k oddělení kontaktů. Zde se opět jedná o degradaci, která se u modulů klasické konstrukce projevila pouze na jedné straně.

Vzhledem k tomu, že antireflexní vrstva je u bifaciálních modulů na zadní straně, může docházet na zadní straně k potenciálem indukované degradaci (PID), což může mít různé následky v závislosti na tom, zda má solární článek emitor na zadní nebo přední straně a jak jsou zapojeny měniče, které ovlivňují napěťové poměry v zapojení modulů. Moduly s průhlednou fólií a bezrámové moduly s dvojitým sklem, mohou být poznamenány dalším zdrojem potenciální degradace (pronikání vlhkosti ze stran modulů, předčasná a nehomogenní degradace pouzdřicí fólie). Nehomogenita ozáření na zadní straně může podpořit vytváření hotspotů [38].

6.1 Degradace vyvolaná světlem a zvýšenou teplotou (LeTID)

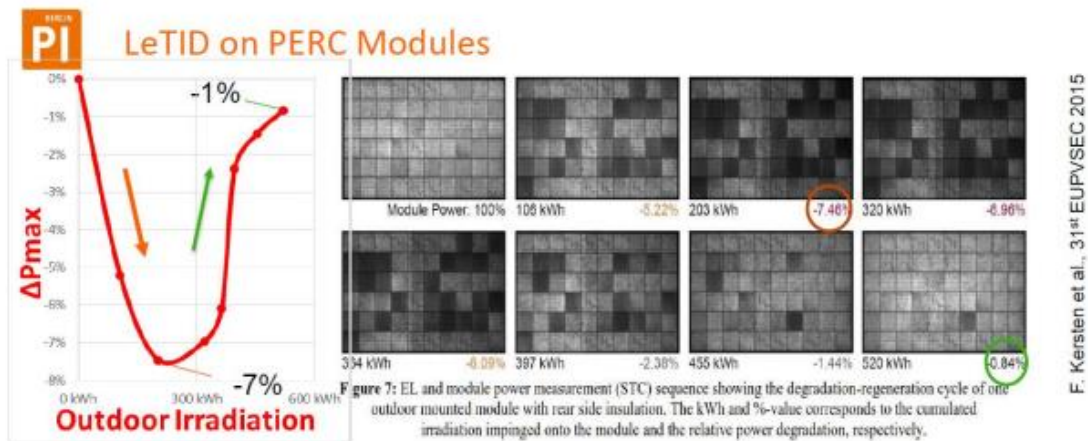
Při výrobě bifaciálních solárních článků se používají jiná zadní dielektrika a teploty, než je tomu při výrobě standardních monofaciálních solárních článků. Výsledná bifaciální degradace – LeTID, se může oproti monofaciálnímu protějšku výrazně lišit, a to hlavně kvůli chování vodíku (HID – vodíkem indukovaná degradace).

³ Enkapsulant – pouzdřicí materiál

V Tabulce 3 lze vidět nejvýznamnější degradační mechanismy způsobené tvorbou komplexů bór-kyslík, hydrogenací kovových nečistot a depasivací zadní strany PERC článků. Přizpůsobením c-Si materiálu a některých procesů uvedených v Tabulce 3, lze degradaci minimalizovat. Kromě toho, mnoho výrobců po výrobě článku používá proces stabilizace, aby se článek dostal do nedegradujícího stavu. Pokud by nedošlo k přijetí žádného z těchto opatření, modul může degradovat podobně, jako lze vidět na Obr. 5. [39,40,41,42,43,44]

Tabulka 3– Shrnutí degradací PERC modulů a možná řešení [37]

Degradační mechanismus	LID	HID	Degradace pasivní vrstvy
Příčina	Tvorba komplexů BO	Vysoká koncentrace vodíku	Depasivace dielektrik na nedifuzních površích
Opatření na úrovni článku	Křemíkový materiál s nízkým obsahem kyslíku	Použití vrstev dielektrik s nízkým obsahem H	Použití málo dopovaných zadních povrchových polí
	Křemíkový materiál s vysokým odporem	Adaptivní proces teplotní kinetiky	Upgrade na PERT
	Proces stabilizace	Nízká teplota vypalování	
	Ga – doping	Tenké wafery	
	Zařízení typu N		



-> Grid connected PV plants will **degrade** over several years and then **regenerate** over several years depending on the PERC cell process

Obrázek 9- LeTID a regenerace PERC modulů (c-Si materiál nízké kvality, antireflexní vrstva bohatá na vodík, bez procesu stabilizace) [38]

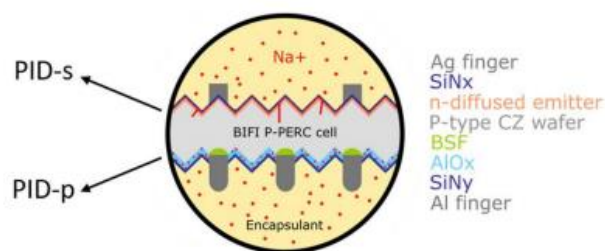
6.2 Potenciálem indukovaná degradace (PID)

PID vzniká kvůli rozdílu potenciálu mezi solárními články a zemí (rámem/sklem). Tuto degradaci nelze na první pohled vizuálně rozpoznat, ale lze identifikovat pomocí termografie a měření výkonu. Degradace způsobená rozdílem potenciálů byla pozorována na bifaciálních modulech na různých článcích: typu N a typu P. Rám, sklo, zapouzdření a další součásti modulu hrají důležitou roli u potenciálem indukované degradace modulů. Pokud je bifaciální modul bez rámu, obavy ze vzniku PID jsou značně sníženy. Použitím polyolefinového elastomeru, jako pouzdrícího materiálu, může významně snížit pravděpodobnost vzniku PID, v porovnání s použitím EVA (ethyl-vinyl-acetát) enkapsulantu. V některých případech lze zabránit PID nahrazením skla průhlednou zadní fólií. [45,46,47,48]

Struktura a substrát bifaciálního solárního článku určuje, zda bude PV modul ovlivněn kladným nebo záporným rozdílem potenciálu. Substráty na bázi boru podléhají degradaci při záporném napětí, zatímco substráty na bázi fosforu degradují při kladném napětí.

U bifaciálních modulů rozlišujeme dva typy PID (Obrázek 10) [46,48]:

- Polarizační typ PID (PID-p), ztráta povrchové pasivace v důsledku akumulace iontů na pasivační vrstvě
- PID vedoucí ke vzniku zkratů (PID-s) uvnitř struktury v důsledku migrace iontů.



Obrázek 10- PID u bifaciálních p-PERC solárních článků při použití modulu sklo/sklo: PID-s se vyskytuje na přední/emitorové straně a PID-p vyskytující se na zadní straně solárního článku [38]

6.3 Degradace spojená s metalizací a zapouzdřením

Standardní solární články jsou potištěny Ag mřížkou s příměsí hliníku. Pokud jsou u bifaciálních PERC článků použity Al kontakty, případně Ag/Al kontakty u nPERT článků, tak kyselina octová, vznikající jako degradační produkt EVA (ethyl-vinyl-acetát), může naleptat kontakty, což může vést k vyššímu sériovému odporu a snížení Fill Factoru. Dalším problémem může být, že solární články “plavou” v enkapsulantu, což může vést k oddělení křehkých kontaktů. [38]

6.4 Degradace bezrámových modulů a modulů s průhlednou fólií na zadní straně

V současné době tvoří 90 % bifaciálních modulů, moduly s dvojitým sklem. Začátkem rozvoje bifaciálních modulů, bylo mnoho modulů s dvojitým sklem nabízeno s bezrámovou verzí. Během montáže ale často docházelo k rozbití skla a potíže nastaly i u složitých montážních systémů. Proto se v současné době používají moduly s dvojitým sklem především s rámem. Některé moduly s dvojitým sklem používají na okraji těsnění ke snížení pronikání vlhkosti a jiných chemikálií do modulu. V poslední době se používání tohoto typu těsnění snížilo, což zvyšuje možnost pronikání vlhkosti do modulu, což může vést k degradaci způsobené korozi a jiným chemickým procesům. Na trh s bifaciálními moduly vstoupili také výrobci s průhlednými fóliemi. Polymery mohou být dalším zdrojem možné degradace prostřednictvím pronikání vlhkosti, ale také umožňují, aby se kyselina octová rozptýlila a snížila korozi a degradaci energie. Obě technologie mají tedy své pro i proti. U enkapsulantů, které nevytvářejí kyselinu octovou, jako např. POE (polyolefinový elastomer), nezpůsobuje rychlost přenosu vlhkosti a kyseliny problémy s korozi, jako u EVA (ethyl-vinyl-acetát). [38]

6.5 Hotspoty

Hotspot je lokálně přehřívající se místo na PV článku. Hotspot může být způsobený mikrotrhlinami v článku vzniklými mechanickým namáháním, nadměrným zatěžováním, ale problém může nastat už při výrobním procesu. V poškozeném místě dochází k přeměně elektrické energie na tepelnou.

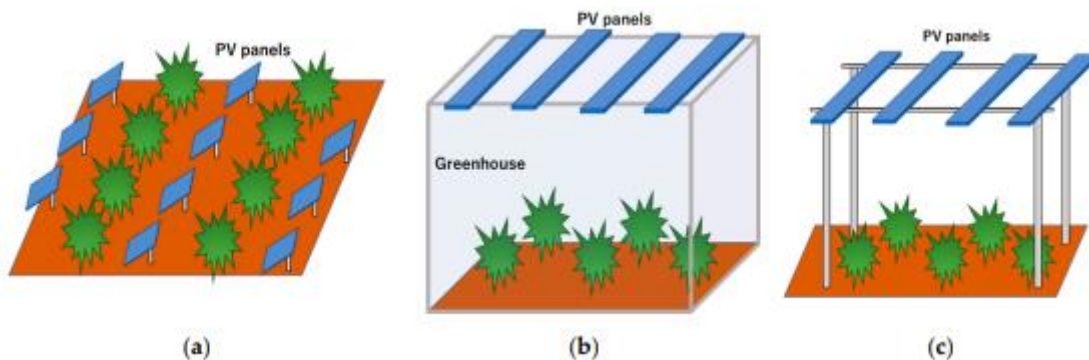
Když je článek ve stringu zastíněný nebo vadný, tak maximální ztrátový výkon závisí na provozním bodu stringu, míře nesouladu (mismatch) a závěrné charakteristice článku. U bifaciálních PV modulů se může míra nesouladu proudu výrazně lišit, v závislosti na provozních a instalačních podmínkách. Bifaciální moduly generují vyšší výkon a vyšší proud než monofaciální moduly. Proto může mismatch článků zapříčinit vyšší lokální teplotní rozdíly na modulu. Solární články s vysokým průrazným napětím produkují vyšší teplotu, když pracují v závěrném směru, např. při stínění. [49,50]

7 Agrovoltaika

Klimatické změny, rostoucí populace a s tím spojené nedostatky půdy, vedou ke vzniku konfliktů mezi odvětvími využívající tuto půdu, například mezi zemědělským a energetickým sektorem. Současný pokrok v PV technologiích a jejich velký potenciál směrem k budoucí výrobě energie, směřuje ke vzniku velkokapacitních pozemních fotovoltaických systémů (GM-PV). Jedním z možných přístupů, jak minimalizovat podíl využití této půdy, je agrovoltaika (nebo agrivoltaika a agrofotovoltaika – APV). Tento pojem značí dvojí využití orné půdy, jednak pro produkci potravin, ale také pro výrobu fotovoltaické energie. Aplikace APV může vést ke zvýšení odolnosti plodin rostoucích pod systémem. Může fungovat také jako ochranný systém rostlin před nepříznivým počasím, jako jsou kroupy nebo nadměrné sluneční záření a může zlepšit dostupnost a účinnost využití vody. Implementace může být zvláště výhodná v zemích s velkým nedostatkem půdy nebo v oblastech se suchým klimatem. [51-59] Důležitým aspektem je fakt, že při využití APV nedochází k vyjmutí půdy z půdního fondu, tzn. půda je i nadále vedena jako zemědělská půda.

7.1 Rozdělení systémů

Agrovoltaické systémy, které současně umožňují produkci plodin a elektřiny na zemědělské půdě, můžeme rozdělit do tří skupin (Obr. 11). První typ byl navržen na počátku 80. let minulého století a využívá mezery mezi řadami PV modulů k pěstování plodin. Druhým typem je PV skleník, kde jsou části průhledné krytiny nahrazeny PV moduly. Využití fotovoltaické technologie pro skleníky je slibným řešením v souvislosti s konfliktem mezi odvětvími z hlediska využití zemědělské půdy, protože umožňuje nepřetržitou produkci elektřiny a plodin po celý rok. Třetí typ je tvořen PV moduly, zavěšenými na konstrukci, která se nachází nad plodinami.



Obrázek 11- Tři odlišné typy agrovoltaických systémů: (a) využívá mezery mezi PV moduly k produkci plodin, (b) PV skleník, (c) Konstrukce s PV moduly umístěnými nad plodinami. [60]

Agrovoltaické systémy umístěné na sloupových konstrukcích byly původně vynalezeny v roce 2004. Konstrukce se skládá z trubek a řad PV modulů umístěných nad zemí a uspořádaných v určitých rozestupech, aby byl zajištěn dostatek slunečního světla pro plodiny a dostatečný prostor pro zemědělské stroje. [50,61,62]

V poslední době dochází k rozvoji skleníků i vyvýšených konstrukcí, ale i prvního typu APV systémů, a to zejména při použití vertikálních konstrukcí právě ve spojení s bifaciálními moduly, které jako jediné mohou být v těchto systémech smysluplně instalovány.

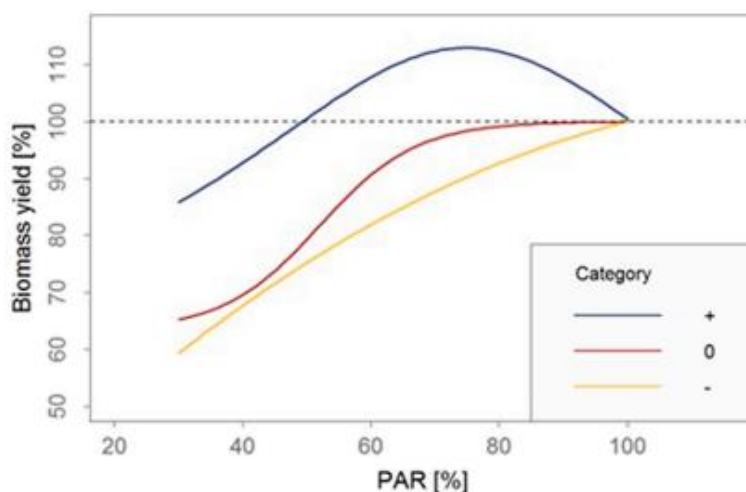
7.2 Výběr plodin

Volba vhodných plodin a zemědělských postupů je klíčovým úkolem pro správně fungující agrovoltaický systém. Výkon systému je značně závislý na vybraných plodinách a jejich schopnostech růstu ve stínu (shade tolerance). Plodiny, jako je listová zelenina nebo bobulovité rostliny, mohou těžit z menšího slunečního záření a jsou tak vhodnější než plodiny, které potřebují velký dostatek slunečního záření, jako je rýže, pšenice nebo kukuřice. V tabulce 4 lze vidět odezvu výnosu plodin na fotosynteticky aktivním záření (PAR). Graf 9 určuje závislost výnosu plodiny na snížení fotosynteticky aktivního záření, podle kategorie plodin. Z grafu 9 lze vyvodit, že od společného průsečíku v bodě 100% fotosynteticky aktivního záření, vykazují plodiny kategorie “+” zvýšení výnosu biomasy nad 100% hranici a to až do hodnoty zhruba 50% stínění. U plodin kategorie “0” lze vidět, že zhruba do 70% PAR se výnosy blíží referenční hodnotě, a až při následném větším stínění přichází dramatický propad výnosu

biomasy. U plodin kategorie “-“ lze vidět téměř lineární pokles hodnot výnosu, a to i při nízkém zastínění. [63]

Tabulka 4 - Třídění nejdůležitějších plodin vhodných pro agrovoltaiku [63]

Kategorie		Plodiny
+		Zelenina
0		Řepka a Ječmen
-		Kukuřice
+	0	-
Salát	Obilniny	Pšenice
Chmel	Hlávkové zelí	Kukuřice
Špenát	Řepka	Dýně
Polní fazole	Hrášek	Hrozny
Luštěniny	Chřest	Slunečnice
Listová zelenina	Mrkev	Jáhly
	Ředkev	
	Pórek	
+0		0,-
Cibule		Cukrová řepa
Okurka		Květák
Cuketa		Červená řepa



Graf 9 - Závislosti výnosu biomasy na fotosynteticky aktivním záření (PAR) [63]

7.3 Výběr modulů

Bifaciální PV moduly použité v agrovoltaice, dokáží na rozdíl od pozemních PV systémů (GM-PV) pracovat efektivněji a to v situacích, kdy je mezi řadami modulů větší vzdálenost

a vertikální instalace zajišťuje vyšší ozáření zadní strany modulu od odraženého slunečního záření. Navíc částečná průhlednost bifaciálních PV modulů typu sklo – sklo vede k lepší homogenitě ozáření oblasti pod moduly, přičemž stále poskytuje dostatečný úkryt rostlinám. Obecně se dá říci, že bifaciální moduly dávají příležitost k dodatečnému zvýšení elektrického výnosu, u zemědělských aplikací, které zvyšují albedo země. To může zahrnovat například jasně zbarvené plodiny nebo použití reflexních plastových fólií. [63]

7.4 Bifaciální PV moduly v agrovoltaice

Unikátní vlastností bifaciálních PV modulů, je schopnost absorbovat záření z obou stran modulu. Tato charakteristika umožňuje větší výrobu elektrické energie, stejně jako snížení nákladů a úspor spojených s využíváním půdy, což je z hlediska agrovoltaiky důležitý faktor. Během posledního desetiletí vzrostl velký zájem o výzkum bifaciální technologie v souvislosti s agrovoltaikou. Zejména v Německu byly instalovány bifaciální moduly, za účelem současného využívání půdy, jak pro zemědělské procesy, tak pro výrobu elektřiny. Rozteč mezi řadami modulů byla optimalizována na 10 - 15 m, s ohledem na minimální dopad, který mohou mít PV moduly na vegetaci v dané oblasti a zároveň tato rozteč umožňuje využití konvenční zemědělské techniky. Díky vertikální instalaci, mohou být špičky ve výrobě elektřiny realizovány během rána i večera, s energetickým výnosem zhruba o 5 a 15 % vyšším než u standardních PV modulů. Z výzkumu vyplývá, že vertikální bifaciální moduly orientované na východ – západ, poskytují ve srovnání s monofaciálními moduly, větší homogenitu v souvislosti s denní distribucí slunečního záření, proto se více hodí k pěstování plodin. Vertikální bifaciální PV moduly mohou být pro agrovoltaiku atraktivní volbou, protože poskytují řadu výhod: zabírají minimum půdy, nepředstavují velkou překážku pro zemědělské stroje, vykazují poměrně dobrou odolnost vůči znečištění, snadněji se čistí. [63]

7.5 Agrolesnictví

Agrolesnictví je způsob hospodaření na zemědělské nebo lesní půdě, který kombinuje pěstování dřevin s některou formou zemědělské produkce na jednom pozemku. Společné mají agrolesnictví a agrovoltaika to, že oba tyto systémy těží z výhod spojených s dodatečným

stíněním. Oba systémy přispívají například k lepšímu zadržování vody, snížení slunečního záření a díky dodatečnému stínění pomáhají chránit plodiny před nadměrným teplem. Agrovoltaika, jako taková, už má za sebou řadu pilotních projektů. V posledních letech několik výzkumných realizovalo několik projektů po celém světě. Za zmínku stojí určitě Fraunhoferův institut pro solární energetické systémy (Fraunhofer ISE), který stojí v čele výzkumu agrovoltaiky. Pilotní projekt této organizace, byl instalován v roce 2016 nedaleko Bodamského jezera, nacházejícího se v jižní části Německa, v rámci projektu APVRESOLA. Tento pilotní výzkum má za úkol zkoumat dopady technologie, s ohledem na aspekty související s výrobou energie, ekonomické proveditelnosti, rostlinné produkce a technologického designu. Jedná se o projekt velikosti 0,3 ha a výkonem 194 kW_p. PV moduly jsou namontovány na výškové konstrukci s roztečí 5 m mezi řadami (viz. obrázek 12).



Obrázek 12- Heggelsbach Německo [64]

Díky těmto pilotním projektům se otevírají v souvislosti s agrovoltaikou nové možnosti. Jedním ze zajímavých úplně nových uplatnění fotovoltaiky v rámci zemědělské činnosti, je spojení agrovoltaiky s agrolesnictvím. Tedy umístění PV modulů v řadách dřevin, což přináší velkou výhodu, protože moduly nezaberou zemědělskou půdu navíc a také jsou tyto PV moduly schopny dodat potřebnou energii pro zemědělské využití. Díky vertikální instalaci, jsou k tomuto použití vhodné, kromě standardních modulů, také bifaciální PV moduly. Je potřeba říci, že primárním cílem tohoto uplatnění, není masová výroba elektrické energie do sítě, ale možnost výroby elektrické energie například pro zemědělské stroje nebo zavlažovací systémy.

Důležitý, je zejména v tomto případě výběr vhodné technologie, která jednak nebude škodit samotné výrobě a zároveň sama nebude degradovat pod složitým stíněním. [64]

8 Experimenty

8.1 Shrnutí potřeb zemědělců

Zemědělci intenzivně řeší nejistoty, které přináší současné zdražování elektrické energie a hledají způsoby, jak tuto krizi efektivně překlenout. Jedním z možných řešení je využití agrovoltaiky (AgPV). Z průzkumu provedeného v roce 2022 VÚKOZ⁴ vyplývá, že řada z nich se domnívá, že by AgPV velmi dobře zapadala do jejich energetického hospodaření, jelikož řada z nich disponuje větší rozlohou půdy. Jedno z možných využití by se mohlo týkat bioplynových stanic, kde by se AgPV využila při nafukování bioplynu do nových zásobníků za použití akumulčního vaku. Toto řešení akumulace energie by zemědělci upřednostnili před nákupem baterií, které by vyšly několikanásobně draž. Další z možných využití by se mohlo týkat sadů a stromových alejí, kde by se energie z AgPV dala využít k vysoušení štěpky. Tato funkcionality by byla pozitivním přínosem i v případě pěstování dřevin za energetickými účely. Případně by mohla být zajímavá možnost vyvedení externí zásuvky pro off-grid aplikace (zavlažování, apod.).

Ze šetření Státního fondu životního prostředí (SFŽP) se zjistilo, že počet projektových záměrů s instalací AgPV na vyvýšených konstrukcích tvoří necelou polovinu všech projektů a jde tak o výrazně nejžádanější konstrukční variantu. Průměrný instalovaný výkon je však přibližně poloviční, oproti všem agrovoltaickým projektům a průměrná instalace zabírá zhruba dvě třetiny plochy průměrného AgPV projektu.

Tabulka 5- Charakteristika projekt. záměrů s instalací AgPV - vyvýšené konstrukce [65]

Počet projektů AFVE celkem	34	Počet žadatelů	20
Celková výměra obdělávané půdy	1349,4 ha	Průměrná výměra na žadatele	67,47 ha
Celková plocha určená k instalaci AFVE	314,86 ha	Průměrná plocha na projekt	9,2 ha
Souhrnný instalovaný výkon AFVE	116,96 MW	Průměrný výkon na projekt	3,44 MW
Počet projektů s inst. výkonem do 1 MW	13	Průměrný inst. výkon do 1 MW	0,21 MW
Počet projektů s inst. výkonem nad 1 MW	21	Průměrný inst. výkon nad 1 MW	3,23 MW
Termín realizace do r. 2023	23 projektů	Termín realizace do r. 2024	25 projektů

⁴ VÚKOZ – Výzkumný ústav Silva Taroucy pro krajinu a okrasné zahradnictví (<https://www.vukoz.cz/>)

Z hlediska plodin pěstovaných pod touto konstrukcí, převládá trvalý travní porost (TTP), jehož podíl v této skupině je 56 %. Poté z hlediska četnosti následuje drobné ovoce, jádroviny a obiloviny.



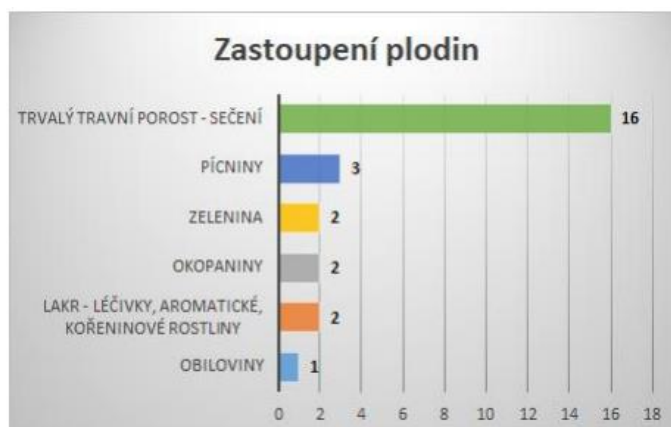
Graf 10- Graf zastoupení plodin u AgPV instalací na vyvýšené konstrukcích [65]

Vertikální konstrukce jsou průměrně projektovány s vyšším instalovaným výkonem oproti vyvýšeným konstrukcím (9,5 ku 3,4 MW), ale zabírají také výrazně větší plochu (v průměru o 10 ha na projekt). Vertikální instalace mají navíc vyšší průměrný výkon na zabranou plochu (494 kW/ha oproti 374 kW/ha) než u vyvýšených konstrukcí.

Tabulka 6 - Charakteristika projekt. záměrů s instalací AgPV - vertikální konstrukce [65]

Počet projektů AFVE celkem	26	Počet žadatelů	14
Celková výměra obdělávané půdy	2642,8 ha	Průměrná výměra na žadatele	188,77 ha
Celková plocha určená k instalaci AFVE	498,65 ha	Průměrná plocha na projekt	19,18 ha
Souhrnný instalovaný výkon AFVE	246,17 MW	Průměrný výkon na projekt	9,47 MW
Počet projektů s inst. výkonem do 1 MW	6	Průměrný inst. výkon do 1 MW	0,08 MW
Počet projektů s inst. výkonem nad 1 MW	20	Průměrný inst. výkon nad 1 MW	7,16 MW
Termín realizace do r. 2023	20 projektů	Termín realizace do r. 2024	23 projektů

Dominantní plodinou je u této konfigurace dle předpokladů TTP (62 %), který je ve všech případech ošetřován sečením. Ostatní plodiny nemají příliš významný podíl.



Graf 11 - Graf zastoupení plodin u AgPV instalací na vertikálních konstrukcích [65]

AgPV s instalací modulů na skleníkové konstrukce mají v průměru ze všech typů konstrukcí, nejvyšší předpokládaný průměrný instalovaný výkon, cca 11 MW na jednu instalaci. Výsledek může být však zkreslen malým vzorkem projektů (8) a jedním projektem s nejvyšším instalovaným výkonem (60 MW) ze všech 72 projektových záměrů. Pokud bychom tento projekt nezahrnuli, průměrný výkon by klesl na 4,1 MW, průměrná potřebná plocha instalace by klesla na 4,1 ha. Výkon na plochu by však zůstal takřka nezměněn okolo 1 MW/ha.

Tabulka 7- Charakteristika projekt. záměrů s instalací AgPV - skleníkové konstrukce [65]

Počet projektů AFVE celkem	8	Počet žadatelů	2
Celková výměra obdělávané půdy	168,95 ha	Průměrná výměra na žadatele	84,48 ha
Celková plocha určená k instalaci AFVE	88,95 ha	Průměrná plocha na projekt	11,12 ha
Souhrnný instalovaný výkon AFVE	88,98 MW	Průměrný výkon na projekt	11,12 MW
Počet projektů s inst. výkonem do 1 MW	1	Průměrný inst. výkon do 1 MW	0,19 MW
Počet projektů s inst. výkonem nad 1 MW	7	Průměrný inst. výkon nad 1 MW	12,68 MW
Termín realizace do r. 2023	8 projektů		

Ve sklenících plánují oslovení zemědělci pěstovat pouze tři druhy plodin s převahou zeleniny a léčivek, aromatických a kořeninových rostlin (LAKR). [65]



Graf 12- Graf zastoupení plodin u AgPV instalací na skleníkových konstrukcích [65]

8.2 AgPV Michovky

8.2.1 Popis pracoviště

Agrovoltaický experimentální systém se nachází v areálu VÚKOZ (Výzkumného ústavu Silva Taroucy pro krajinu a okrasné zahradnictví) v Průhonicích u Prahy. Jedná se o experimentální pracoviště, kde se zkoumá efektivita použití PV systémů v agrolesnictví a vzájemná interakce mezi PV technologií a pěstováním plodin a dřevin.

Systém se skládá celkem z 24 modulů rozdělených do 3 řetězců po 8 modulech. Každý řetězec obsahuje pouze moduly stejného typu (moduly: Avancis 135 W_p, Heckert Solar 325 W_p, LONGI LR6-72HBD-380M). Celkový instalovaný výkon systému je 6,72 kW_p. Moduly jsou instalovány na natáčecí konstrukce (polovina na stojato – vertikálně, polovina je nakloněna) v řadách dřevin. K maximalizaci výkonu bylo použito 24 optimizérů SolarEdge P405. K chodu systému byly použity 2 střídače SolarEdge SE 3000H a střídač SolarEdge SE 2200H.



Obrázek 13 - Rozmístění PV modulů AgPv Michovky

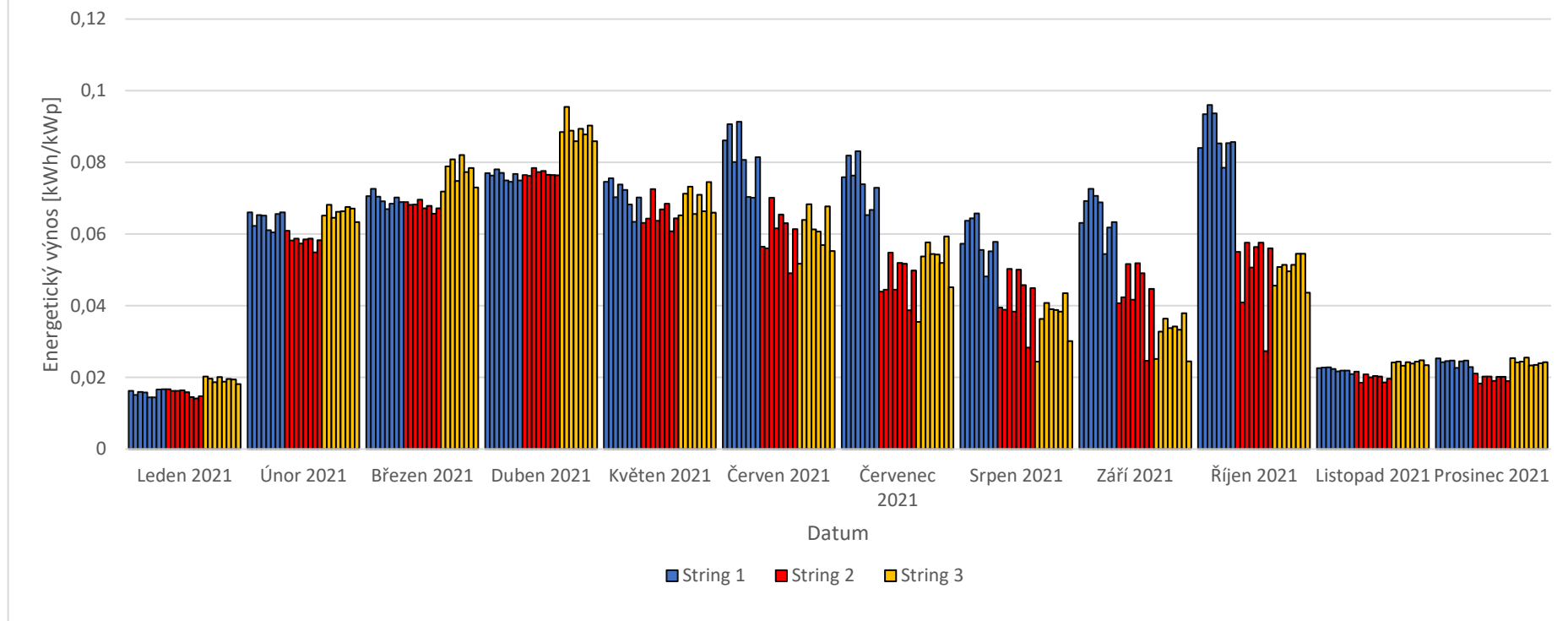
8.2.2 Dosavadní výsledky

Analýza dat proběhla na datech z VÚKOZu, v časovém intervalu od 1.1. 2021 do 31.10. 2022. Systém je tvořen třemi stringy po 8 modulech. Každá řada modulů je zapojena do samostatného řetězce (stringu) z důvodu různých sklonů lavic a každá řada obsahuje jiný typ technologie. Moduly jsou instalovány na natáčecí konstrukce, z nichž polovina je instalována na stojato (vertikálně) a polovina je nakloněna. Podrobné informace o modulech jsou uvedeny v tabulce níže.

Tabulka 8 - Popis PV modulů AgPV Michovky

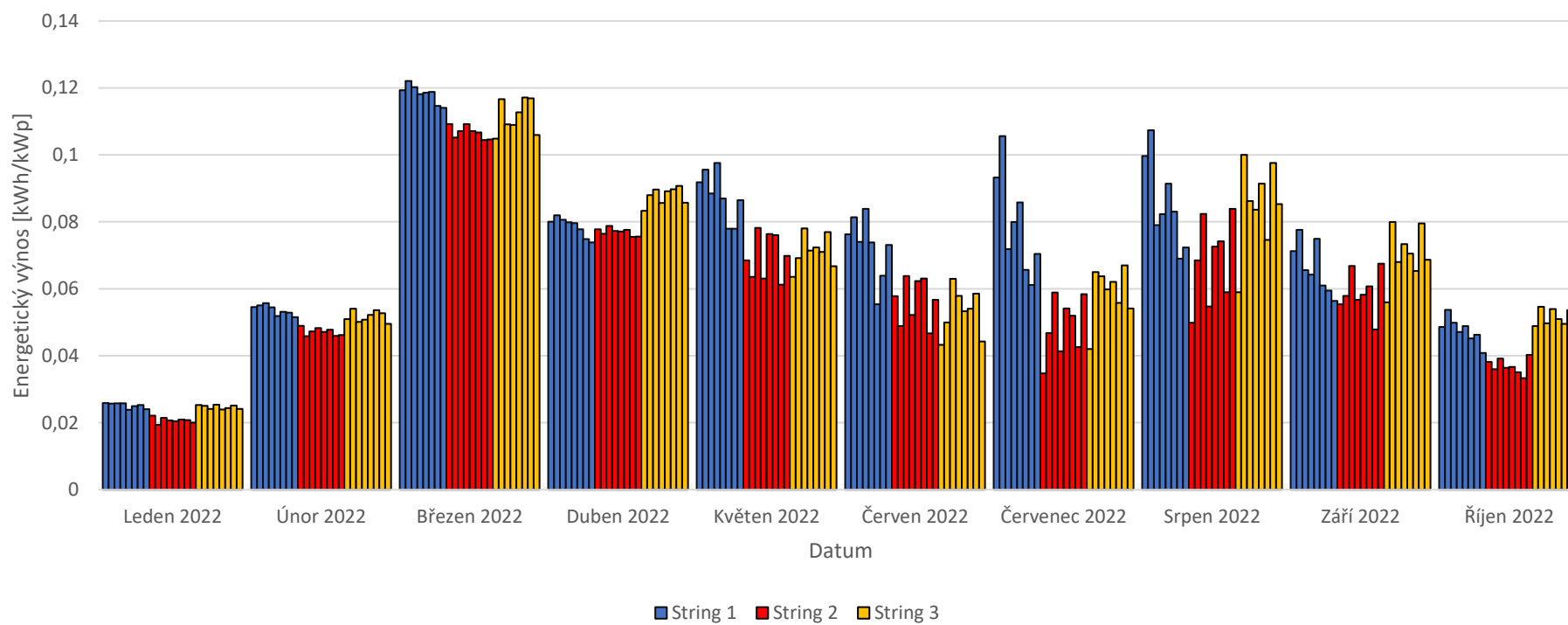
	String 1	String 2	String 3
Typ modulu	Avancis 135 Wp	Heckert Solar 325 Wp	LONGI LR6-72HBD-380M
Technologie	CIGS	PERC monofaciální, fullblack	PERC bifaciální
P_{inst} modulu [W]	135	325	380
Počet modulů	8	8	8
P_{inst} stringu [W]	1080	2600	3040

Graf ročního energetického výkonu AgPV Michovky (dle měsíců a modulů - 2021)



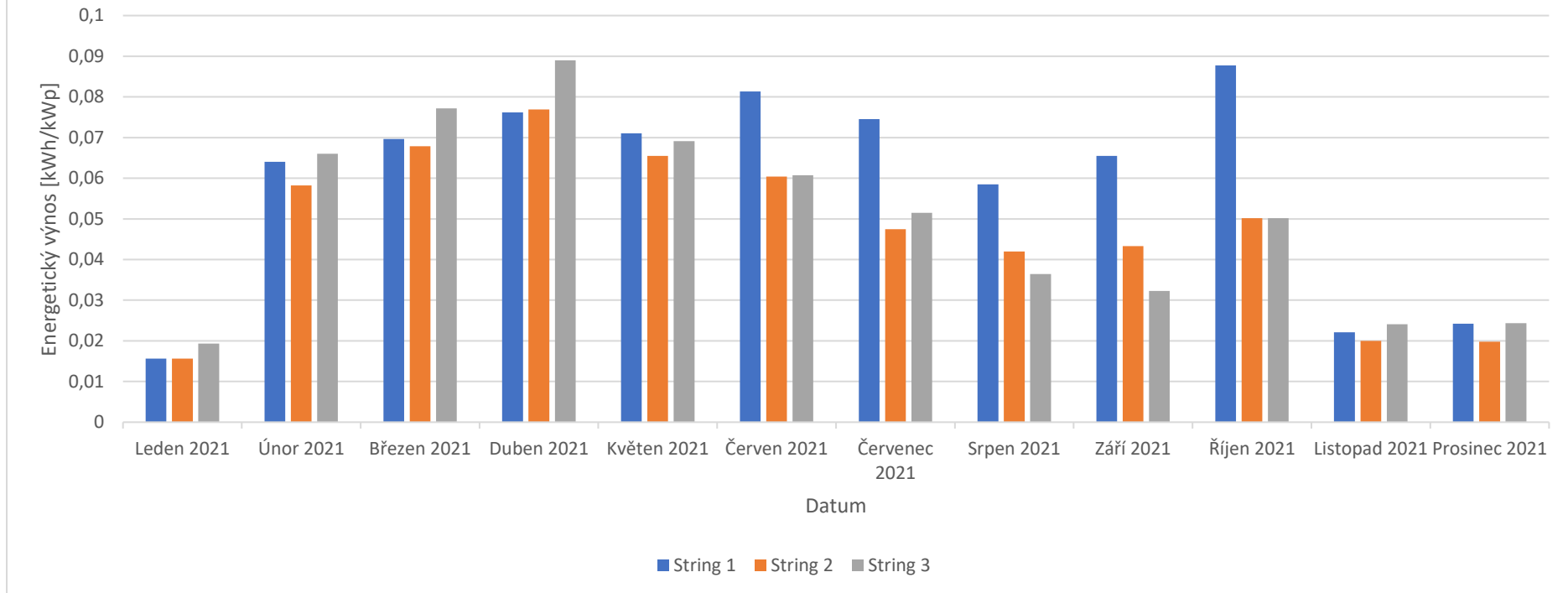
Graf 13 - roční energetický výkon AgPV Michovky (dle měsíců a modulů - 2021)

Graf energetického výkonu AgPV Michovky(dle měsíců a modulů - od 1.1. do 31.10.2022)



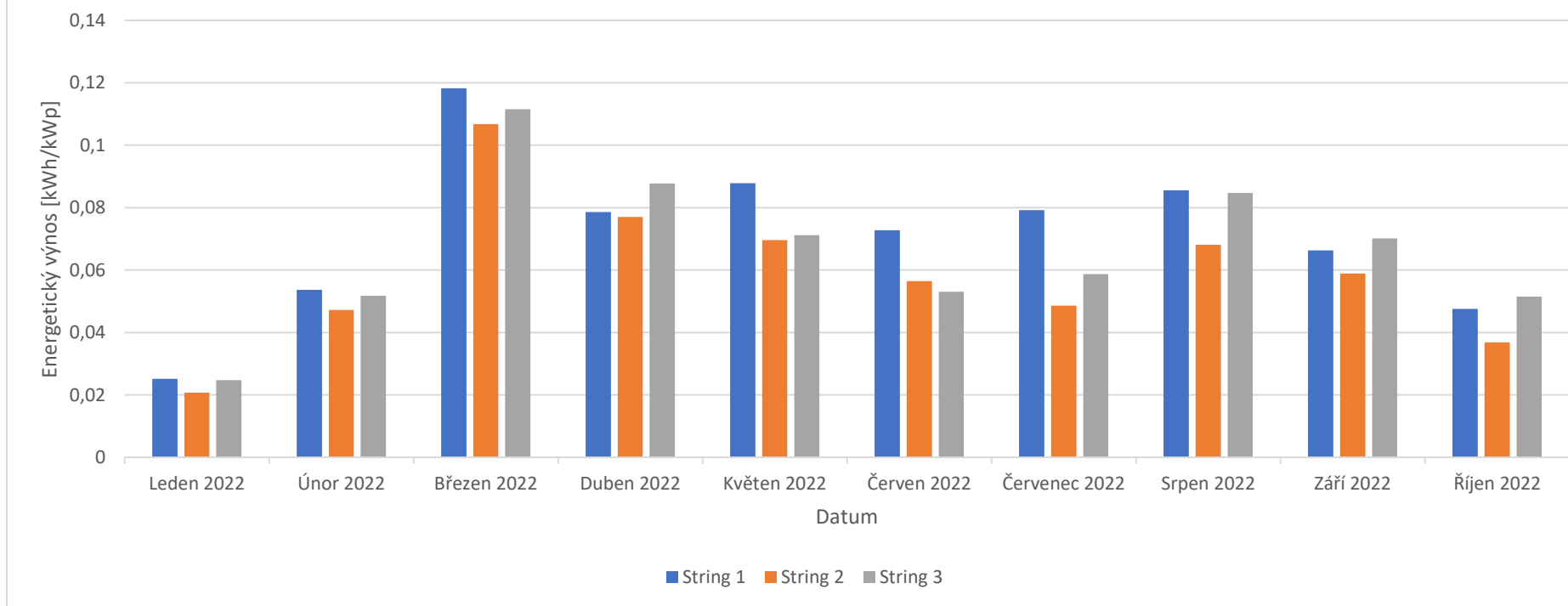
Graf 14 - roční energetický výkon AgPV Michovky (dle měsíců a modulů –2022)

Graf ročního energetického výnosu AgPV Michovky (dle měsíců a stringů - 2021)



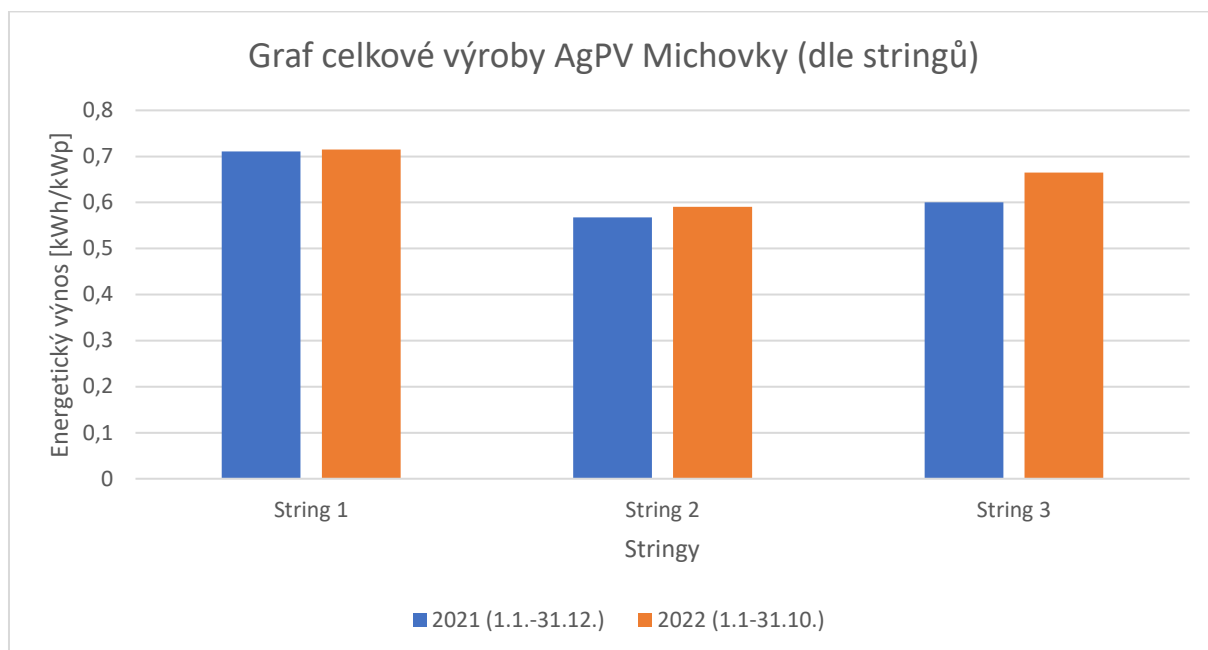
Graf 15 - roční energetický výnosu AgPV Michovky (dle měsíců a stringů – 2021)

Graf energetického výkonu AgPV Michovky (dle měsíců a stringů - od 1.1. do 31.10. 2022)



Graf 16- roční energetický výkon AgPV Michovky (dle měsíců a stringů –2022)

Výše uvedené grafy zobrazují energetický výkon jednotlivých modulů, přepočtený na kW_p tak, aby se daly porovnávat data na jednotlivých řetězcích AgPV systému v Michovkách za rok 2021 a za rok 2022 (1.1.-31.10.). Z grafů lze vyčíst, že od začátku roku 2021 do dubna tohoto roku byly nejvýkonnější bifaciální moduly na stringu 3, což mohlo být dáno bifaciálními zisky a použitou technologií PERC, která má oproti technologii CIGS (string 1) obecně vyšší účinnost při příznivých podmínkách. Od května do října byly naopak nejvýkonnější moduly na stringu 1, což bylo znatelné zejména v říjnu, kdy dosáhly oproti modulům na stringu 2 a 3 o 43 % vyššího výkonu. To mohlo být způsobeno tím, že technologie CIGS (string 1), resp. technologie v kombinaci s vhodnou topologií modulu, obecně vykazuje lepší výsledky za ztížených okolních podmínek, jako jsou např. velké stínění, oblačnost, déšť, mlha atd. Dalším faktorem je také stárnutí modulů, které bývá u krystalických technologií v prvním roce provozu výraznější. Od listopadu 2021 do února roku 2022 byly výnosy na všech třech řetězcích téměř srovnatelné, což je pravděpodobně dáno zimním obdobím. Moduly na stringu 1 byly poté opět nejvýkonnější v období od května do srpna roku 2022. Poslední dva měřené měsíce byly nejvýkonnější bifaciální moduly na stringu 3. Na grafech lze také zpozorovat poměrně velké výchyly ve výrobě u modulů stejného typu, např. v červenci a srpnu 2022. Tyto výchyly jsou způsobeny rozdílným sklonem modulů – některé moduly jsou instalovány na stojato, některé pod určitým sklonem.



Graf 17 - Celková výroba AgPV Michovky (dle stringů)

Z grafu celkové výroby lze zjistit, že rok 2022 (i když jsou data analyzována pouze do 31.10.) byl z hlediska podmínek pro výrobu energie tohoto PV systému přívětivější než rok 2021. Na stringu 1 byl rozdíl téměř zanedbatelný (výroba vzrostla o 0,6 %), na stringu 2 byl však rozdíl již 3,9 % a největší rozdíl 9,7 % byl zaznamenán na stringu 3 s bifaciálními moduly. Dále lze z grafu vyčíst, že string 1 měl za rok 2021 a 2022 vyšší energetický výnos oproti ostatním stringům – 2021 (-20,2 % string 2; -15,6 % string 3), 2022 (-17,4 % string 2; -7 % string 3). To může být dáno tím, že technologie CIGS u modulů na stringu 1, obecně vykazuje lepší výsledky za ztížených okolních podmínek, jako jsou např. velké stínění, oblačnost, déšť, mlha atd. Vzhledem k tomu, že moduly na stringu 2 a stringu 3 mají stejnou technologii článků PERC, rozdíl zde vzniká především v bifaciálních ziscích u modulů na stringu 3.

8.2.3 Návrh doplnění pracoviště

Z analýzy dosavadních výsledků systému a z hlediska vývoje nových technologií, které se budou pravděpodobně v následujících letech využívat, vyplynula vhodnost rozšířit experimentálního pracoviště o bifaciální moduly, které využívají technologii multipřechodových křemíkových PV článků – HJT a technologii SWCT (Smart Wire Cell Technology). Tyto technologie pro své moduly využívá švýcarský výrobce Meyer Burger.

Moduly této značky dosahují dle slov výkonného ředitele společnosti o 20 % vyššího výnosu ve výrobě solární energie, oproti současným modulům, které využívají technologii PERC [66]. Zajímavostí je, že se tyto moduly vyrábí, na rozdíl od většiny modulů dostupných na trhu, kompletně v Evropě.

8.2.3.1 Bifaciální HJT moduly Meyer Burger

Společnost Meyer Burger nastupuje na trh s novými standardy ve fotovoltaickém průmyslu. Vývoj modulů probíhá ve Švýcarsku a výroba poté v Německu. Moduly této značky můžeme považovat za kompletně evropský produkt. Tyto moduly disponují tzv. Heterojunction články (HJT), které jsou schopny díky různým křemíkovým vrstvám absorbovat více slunečního záření a zároveň zaručují, že elektrický proud protéká modulem s menším odporem, než je tomu u jiných typů článků. Modul využívá technologii SmartWire (SWCT), která zvyšuje účinnost díky menšímu zastínění, souvisejícím s použitím tenkých propojovacích drátků. [67]

Technické parametry testovaného modulu:

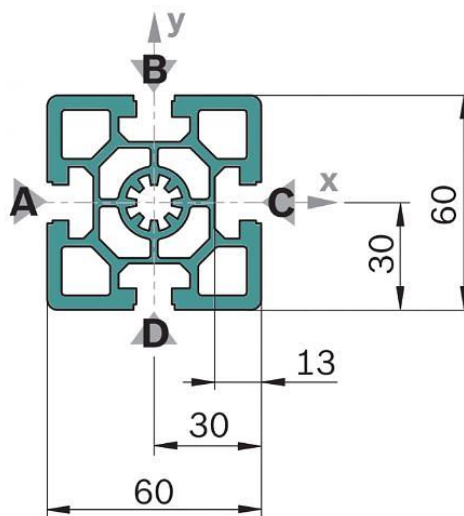
Tabulka 9 - Technické parametry testovaného modulu:

Modul	Typ modulu	P _{max} [W]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]	V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	Účinnost modulu [%]	Bifaciální faktor [%]
Meyer Burger 365 Wp, sklo/sklo, bifaciální	HJT	365	37,5	9,8	44,5	10,3	20,1	90±2
	Teplotní koeficient výkonu [%/C]	Teplotní koeficient proudu [%/C]	Teplotní koeficient napětí [%/C]	Fill Factor	P _{max} Bifi 100	P _{max} Bifi 200	záruka na výkon (Lineární pokles výkonu)	záruka na produkt
	-0,259	0,033	-0,234	0,80	393	426	30 let	30 let

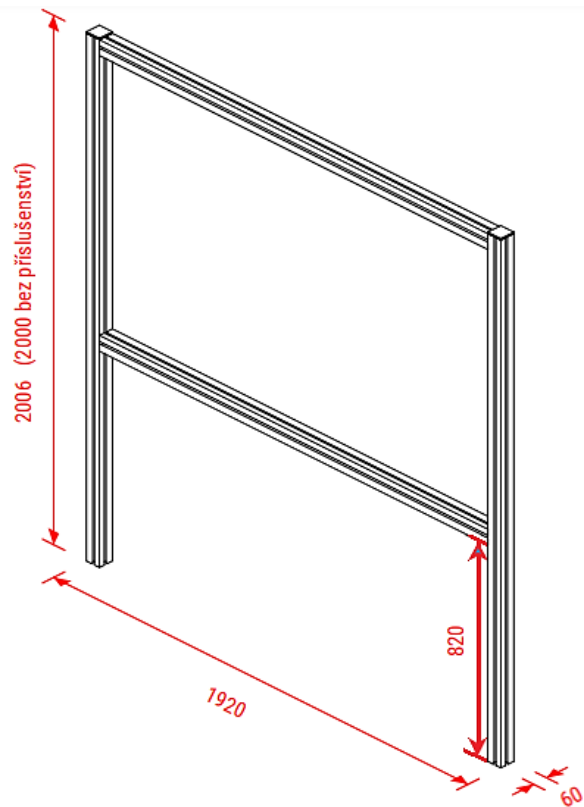
8.2.3.2 Návrh konstrukce pro nové moduly

V rámci této práce byla navržena vertikální konstrukce k modulu Meyer Burger. Součástí diplomové práce měla být i instalace dvou těchto konstrukcí pro dva moduly na experimentálním pracovišti VÚKOZ. Bohužel však došlo k odcizení všech střídačů, které byly na pracovišti nainstalovány a proto se musela instalace těchto modulů prozatím odložit.

Konstrukce se skládá z hliníkových konstrukčních profilů 60x60 (obrázek 14) s řezaným profilem, spojených za pomoci rychlospojek pro kolmé spoje. K ukotvení konstrukce se počítá s ocelovými zemními vruty (700 mm), zakončenými ocelovou patkou U-70 vyztuženou dřevem, která slouží ke kotvení hranolů. K zafixování sloupků se uvažuje s použitím čtyřech ocelových lanek o průměru 4 mm, ukotvených v zemi za pomoci zavrtávací kotvy. Základní analýza nosné konstrukce PV modulu, lze nalézt v příloze 1.



Obrázek 14 - Hliníkový konstrukční profil, 60x60, řezaný profil [68]



Obrázek 15- Izometrický náhled konstrukce

8.3 Měření modulů za různých podmínek

8.3.1 Venkovní měření

Venkovní měření probíhalo v areálu kampusu ČVUT a na střeše elektrotechnické fakulty ČVUT. Bifaciální fotovoltaické modul Meyer Burger 365 W_p byl měřen ve čtyřech konfiguracích sklonu: 0°, 22°, 36° a 90°. Modul byl umístěn v horizontální poloze (na šířku) s orientací 147° JV. Jako reflexní povrch byla postupně použita: tráva, ALWITRA Evalon a asfalt. K měření byl použit kontaktní teploměr se snímačem teploty, pyranometr (přístroj k měření slunečního záření) a multifunkční měřicí přístroj MI 3102 BT od firmy Metrel. Měření probíhalo dne 27. 10. 2022 zhruba od 11 do 13 h.

Použité symboly:

η – účinnost modulu

P_{MAX} – max. výkon

V_{Pmax} – Napětí v bodě maximálního výkonu

I_{Pmax} – Proud v bodě maximálního výkonu

I_{sc} – Proud nakrátko

V_{oc} – Napětí naprázdno

FF – Činitel plnění

G – Ozáření

8.3.2 Naměřené hodnoty

Tabulka 10 - Naměřené hodnoty venkovního měření

Výrobce:	Meyer Burger											
Typ:	Glass 365 W											
Datum měření:	21.10.2022											
Sklon:	0°			22°			36°			90°		
Konfigurace:	Tráva	Evalon	Asfalt	Tráva	Evalon	Asfalt	Tráva	Evalon	Asfalt	Tráva	Evalon	Asfalt
Teplota článku: [°C]	37	37	33	35	38	39	37	36	37	37	40	38
$G =$ [W/m ²]	300	300	400	700	600	700	720	770	830	890	880	870
$I_{sc} =$ [A]	3,96	3,91	4,32	6,76	7,17	7,32	8,28	8,32	8,48	11,62	13,28	9,27
$V_{oc} =$ [V]	41,1	41,4	41,9	42,2	41,9	41,7	42,2	42,3	42,3	42,2	41,9	41,8
$\eta =$ [%]	19,5	19,5	19,7	19,6	19,4	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,3	19,4
FF = [%]	1	1,03	1	0,9	0,9	1	0,9	0,9	0,9	0,7	0,7	0,9
$P_{MAX} =$ [W]	169	167	183	269	284	292	325	325	332	360	376	346
$V_{Pmax} =$ [V]	35,8	36,1	36,3	35,8	41,9	34,9	35	35,1	34,8	35,7	34,4	34,3
$I_{Pmax} =$ [A]	4,73	4,64	5,04	7,51	8,09	8,36	9,28	9,25	9,56	10,08	10,94	10,07

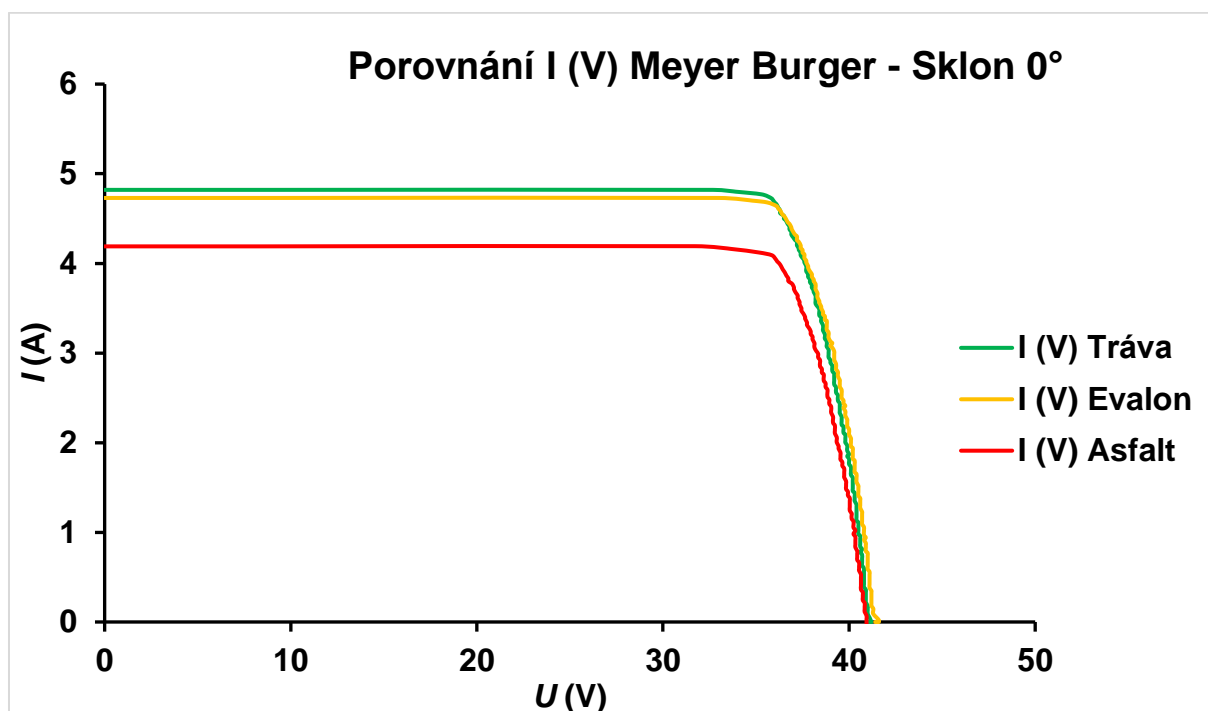
8.3.3 Porovnání výsledků

Tabulka 11- Porovnávání výsledků (hodnoty přepočteny*)

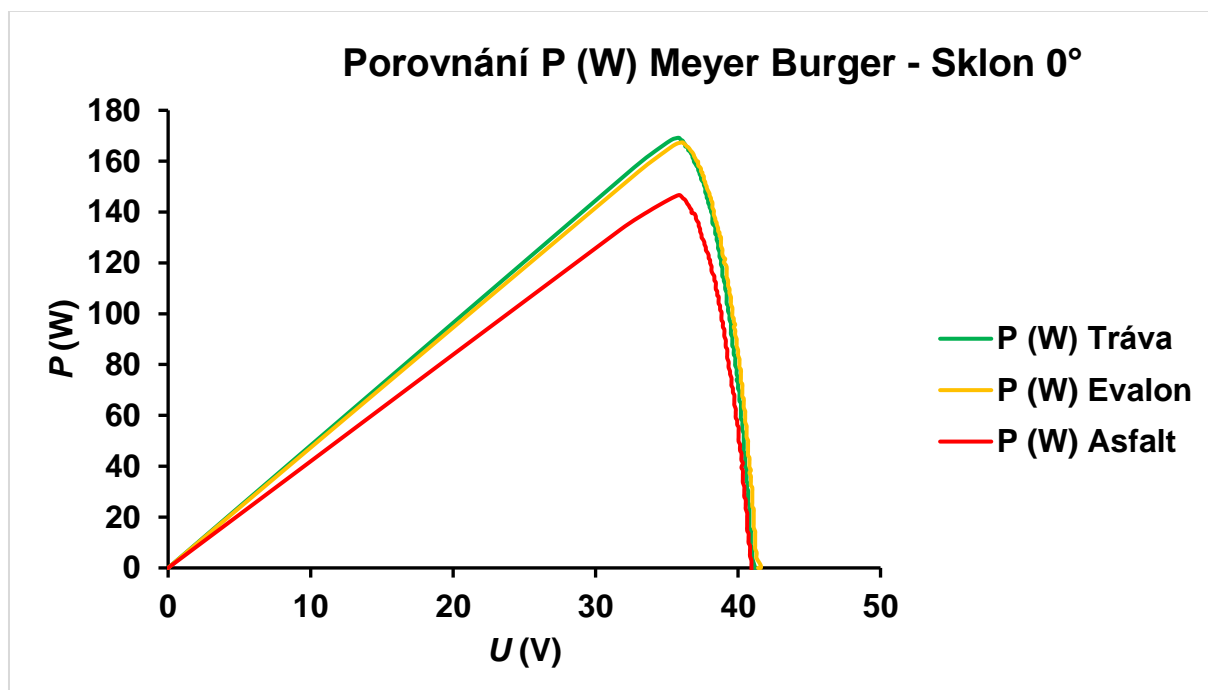
Meyer Burger	Tráva 0°	Evalon 0°	Asfalt 0°	Tráva 22°	Evalon 22°	Asfalt 22°	Tráva 36°	Evalon 36°	Asfalt 36°	Tráva 90°	Evalon 90°	Asfalt 90°
Teplota článku: [°C]	37	37	37	35	35	35	36	36	36	37	37	37
G = [W/m ²]	300	300	300	700	700	700	770	770	770	890	890	890
I _{sc} = [A]	3,96	3,91	3,1	6,76	8,27	7,19	8,86	8,32	7,83	11,62	13,33	9,45
V _{oc} = [V]	41,1	41,4	41,4	42,2	42,05	42,70	41,91	42,3	42,86	42,2	42,58	41,94
η = [%]	19,5	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
FF = [%]	1,04	1,03	1,14	0,94	0,9	0,96	0,92	0,92	0,94	0,73	0,68	0,89
P _{MAX} = [W]	169 (-56 %)	167 (-57 %)	147 (-62 %)	269 (-30 %)	324 (-16 %)	295 (-24 %)	342 (-11 %)	325 (-16 %)	315 (-18 %)	360 (-7 %)	386 (100 %)	353 (-8 %)
V _{Pmax} = [V]	35,8	36,1	35,84	35,8	35,25	35,90	34,71	35,1	35,36	35,7	35,08	34,44
I _{Pmax} = [A]	4,73	4,64	4,09	7,51	9,19	8,23	9,86	9,25	8,91	10,08	10,99	10,25

*hodnoty byly přepočteny na jednotné podmínky pro stejné sklony dle metody používané standardem ČSN EN IEC 60891

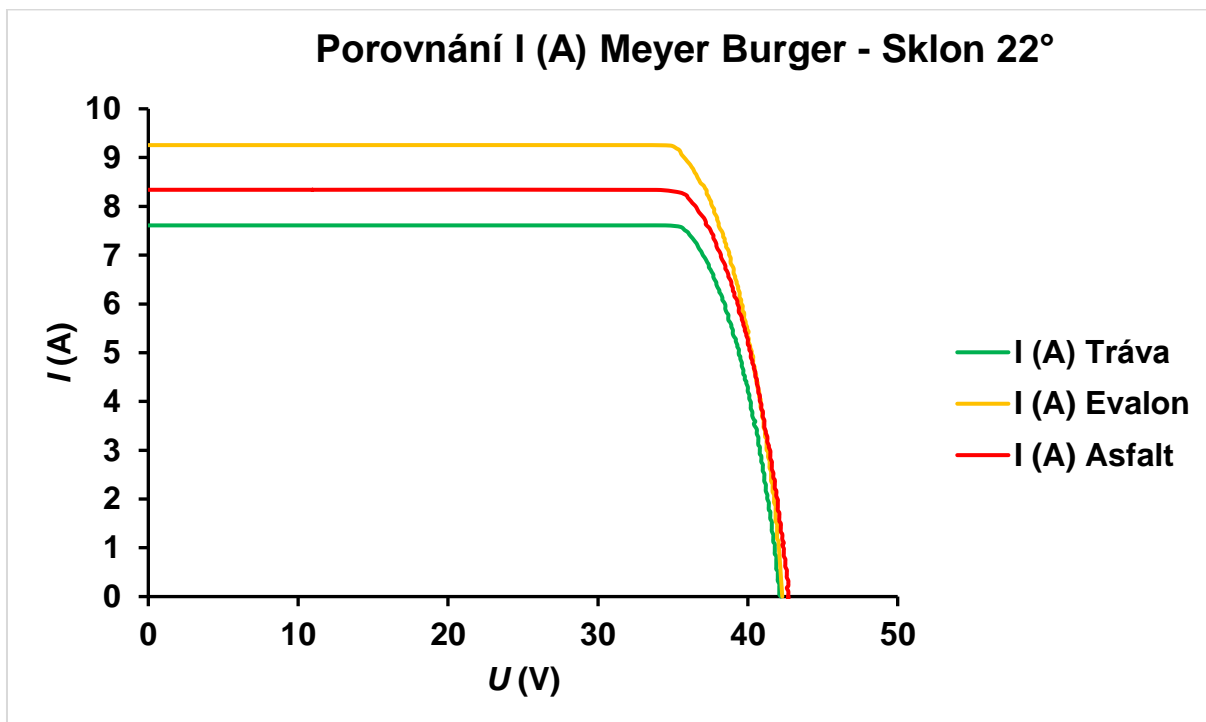
8.3.4 Porovnání výsledků – Grafy (hodnoty přepočteny na jednotné podmínky pro stejné sklony viz. tabulka)



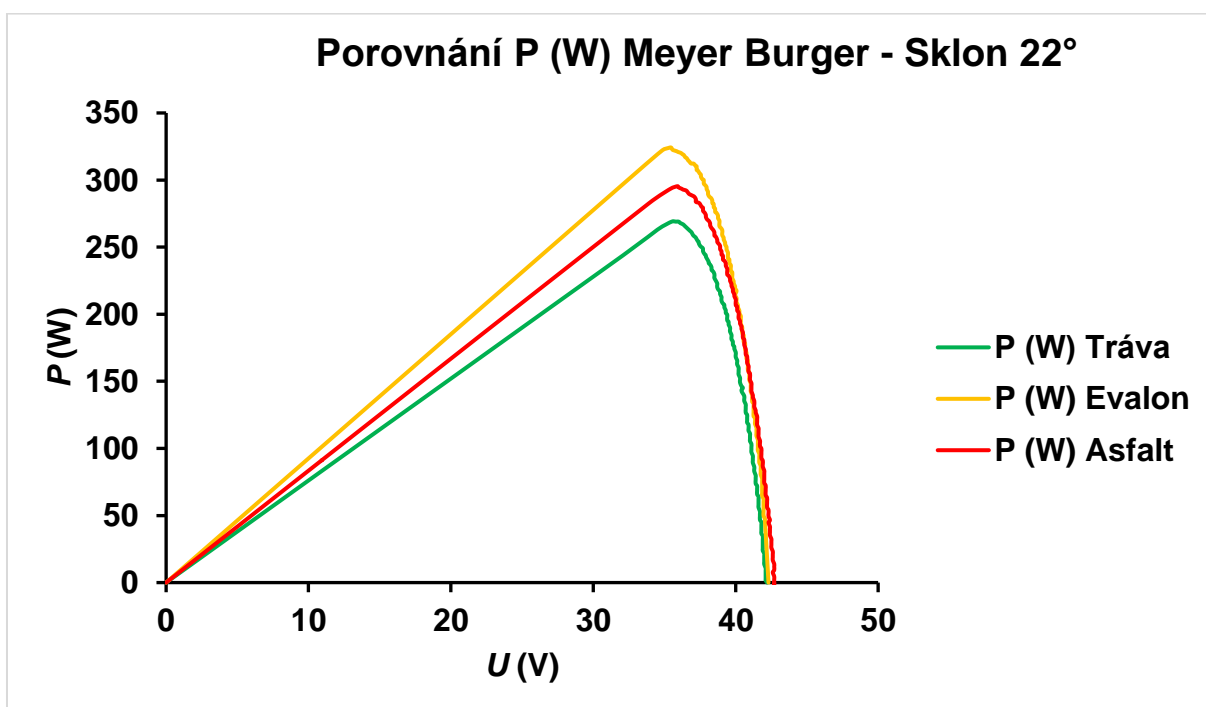
Graf 18 - Porovnání I (V) Meyer Burger - Sklon 0°



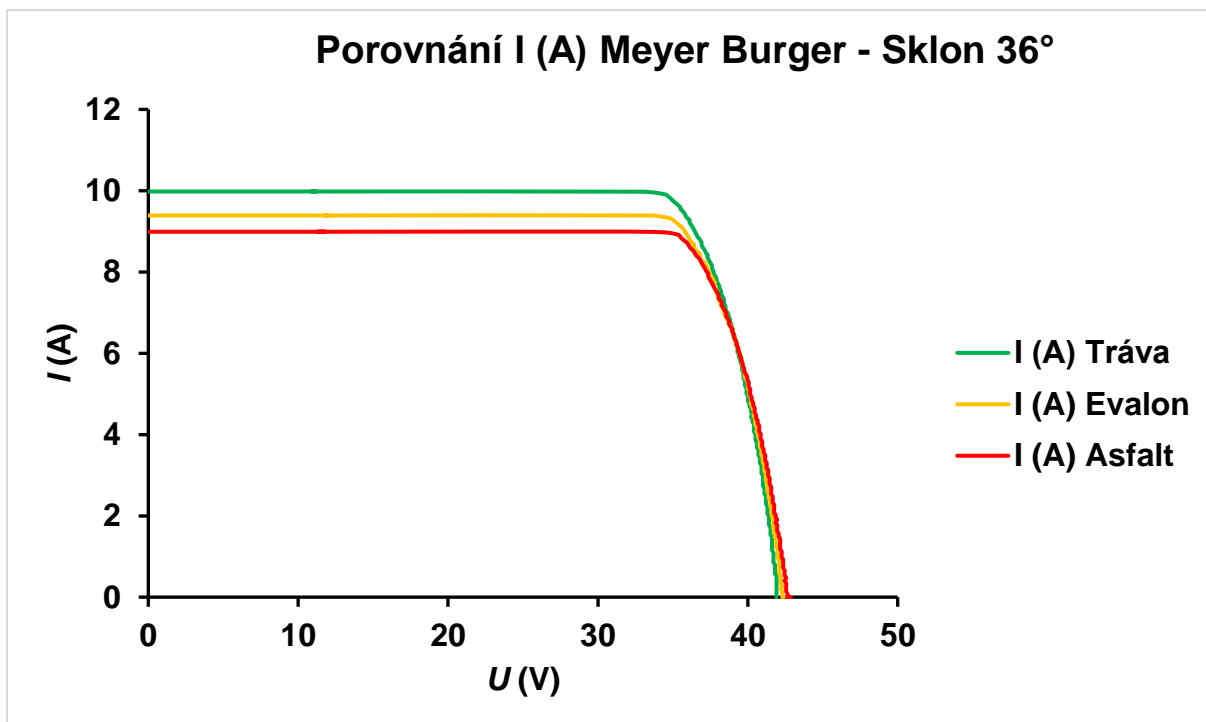
Graf 19 - Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 0°



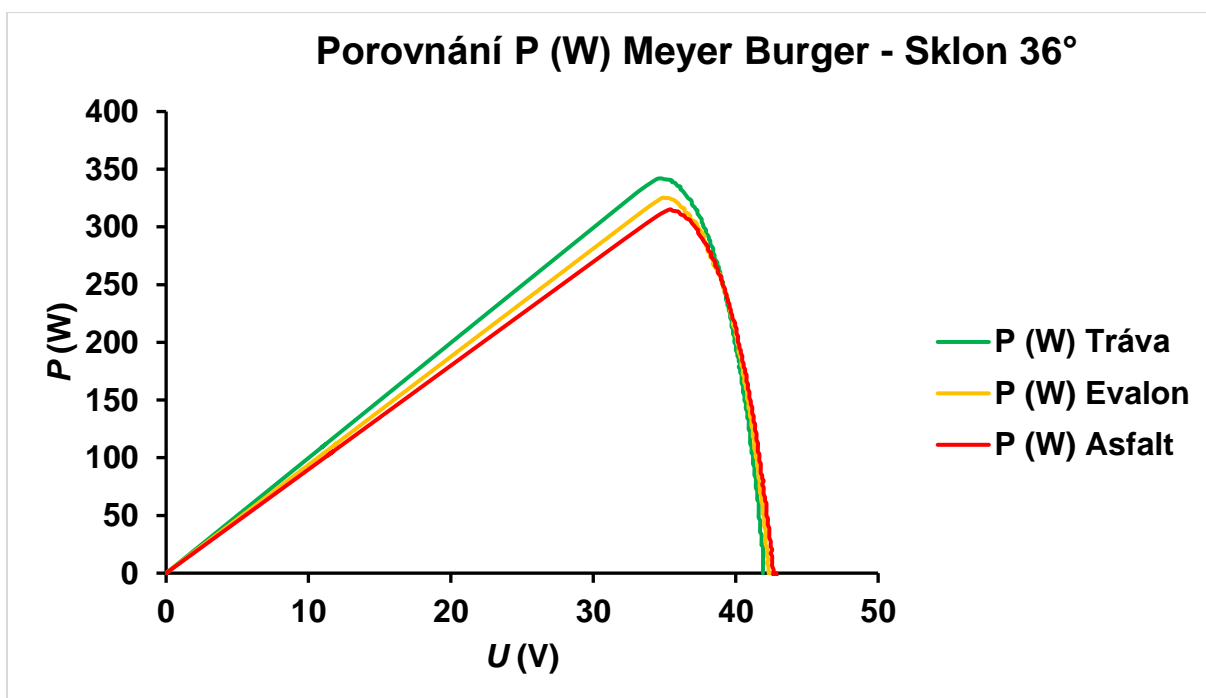
Graf 20- Porovnání I (A) Meyer Burger – Sklon 22°



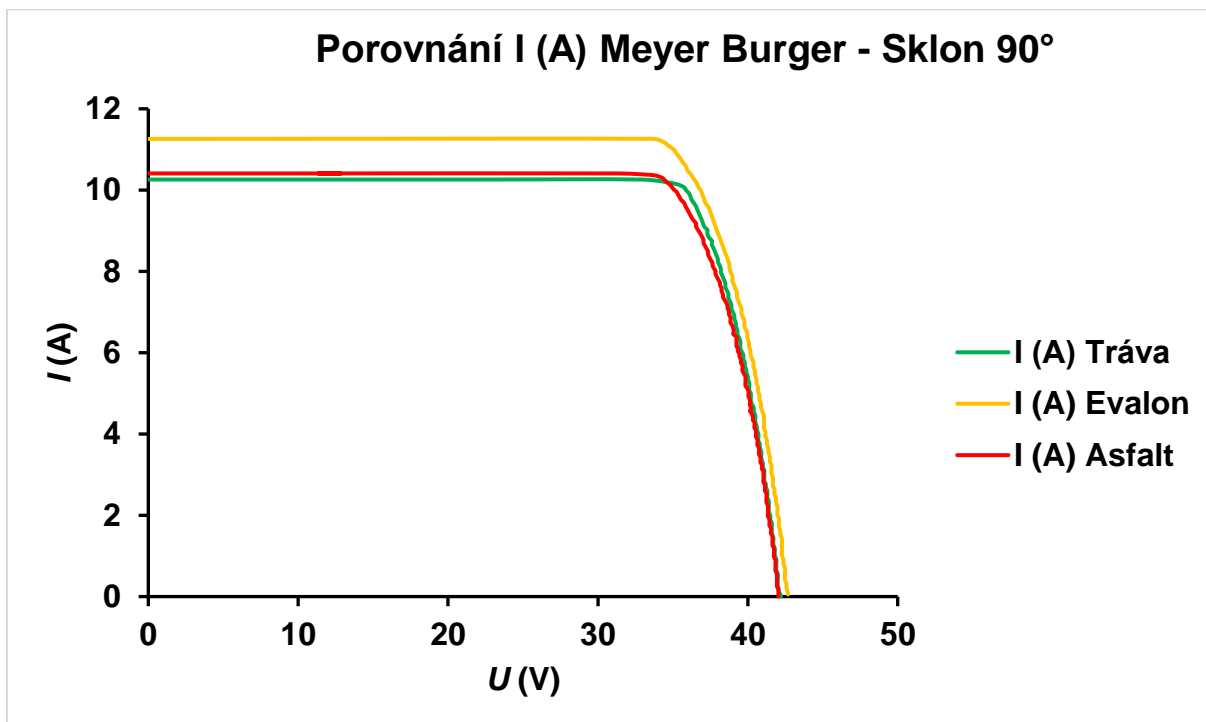
Graf 21- Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 22°



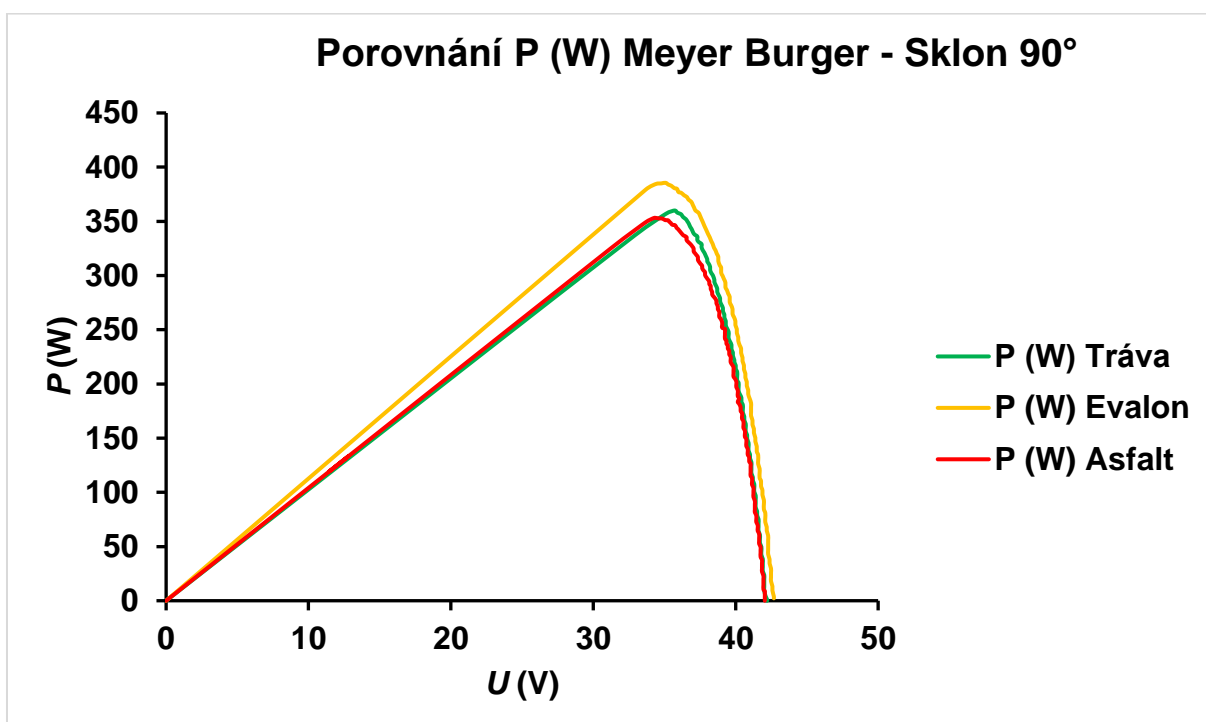
Graf 22- Porovnání I (A) Meyer Burger – Sklon 36°



Graf 23- Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 36°



Graf 24- Porovnání I (A) Meyer Burger – Sklon 90°



Graf 25- Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 90°

8.3.5 Vyhodnocení

Z výsledků měření lze odečíst, že sklon má zásadní vliv na intenzitu záření, které dopadá na fotovoltaický modul. Se vzrůstajícím sklonem se zvětšuje velikost intenzity záření, což má zásadní vliv na hodnotu P_{MAX} , která s rostoucím sklonem také roste. Největší výkon a I_{SC} , dosáhl z reflexních materiálů ALWITRA Evalon při sklonu 90°. Zajímavým zjištěním bylo, že při sklonu 36° dosáhla konfigurace s trávou většího P_{MAX} (o 11 % nižší hodnota, než u konfigurace Evalon 90°) než v případě Evalonu (o 16 % nižší hodnota, než u konfigurace Evalon 90°). Z měření se dá také vyčíst, že sklon má naopak úplně minimální vliv na hodnotu V_{OC} – napětí naprázdno (napětí na fotovoltaickém modulu bez připojené zátěže).

8.3.6 Laboratorní měření

Laboratorní měření probíhalo v Laboratoři diagnostiky fotovoltaických systémů na Fakultě elektrotechnické ČVUT v Praze. Tato laboratoř je vybavena profesionálním flash testerem švýcarské firmy PASAN – Sun Simulator IIIc, který splňuje požadavky na zařízení třídy AA (dle IEC 60904-9) pro zkoušení modulů při umělém osvětlení. Bifaciální modul od firmy Meyer Burger byl během měření porovnáván s bifaciálním modulem od firmy Phono Solar, který byl vyroben na zakázku a obsahuje solární články typu PERC. Vzhledem k tomu, že byl vyroben na zakázku, tak k němu nejsou dostupné žádné technické údaje. V rámci flash testu probíhala měření ve čtyřech konfiguracích tak, aby byl zjištěn vliv odraženého světla na výkon bifaciálních modulů. První měření probíhalo za zataženým černým závěsem. Při druhém měření byl použit jako reflexní povrch papír. Při třetím měření byl použit jako reflexní povrch materiál ALWITRA Evalon s odrazivostí dosahující až 95 %. Při posledním čtvrtém měření byl znovu použit ALWITRA Evalon, tentokrát však s odstupem 0,5 m od modulu.

Požadované měření: Flash test – $G = 1000 \text{ Wm}^{-2}$

Normativní hodnoty: EC 60904-1; IEC 61215 10.2

Použité symboly:

η – účinnost modulu

P_{MAX} – max. výkon

V_{Pmax} – Napětí v bodě maximálního výkonu

I_{Pmax} – Proud v bodě maximálního výkonu

R_s – Sériový odpor modulu

R_p – Paralelní odpor modulu

I_{sc} – Proud nakrátko

V_{oc} – Napětí naprázdno

FF – Činitel plnění

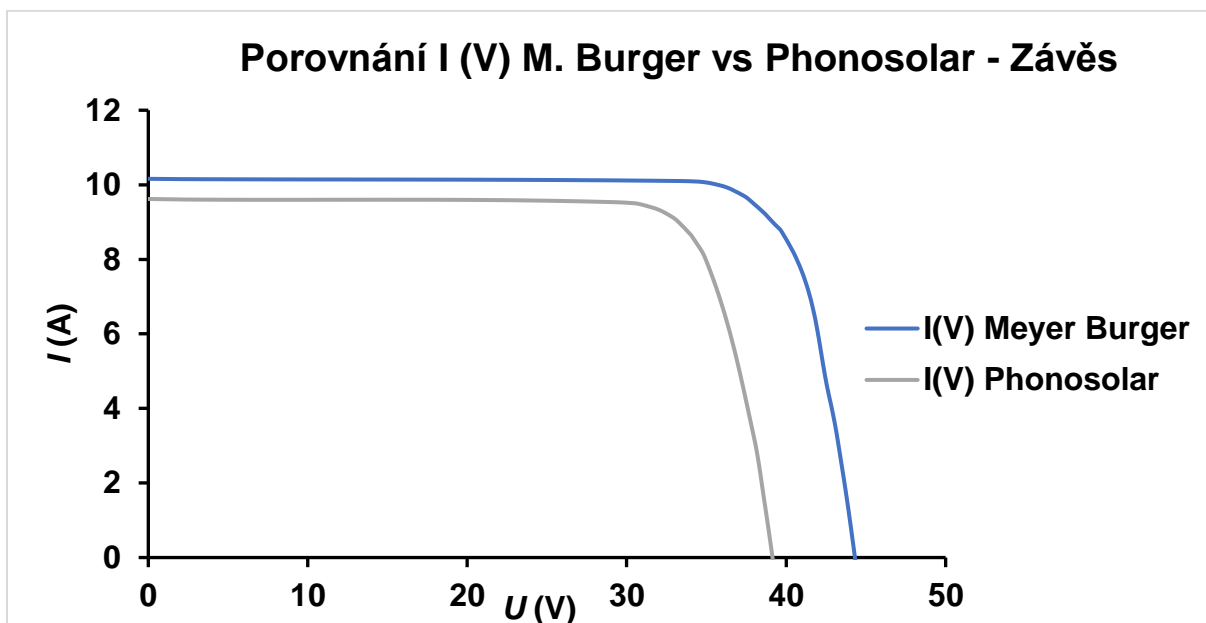
G – Intenzita záření

8.3.7 Porovnávání výsledků – Tabulka

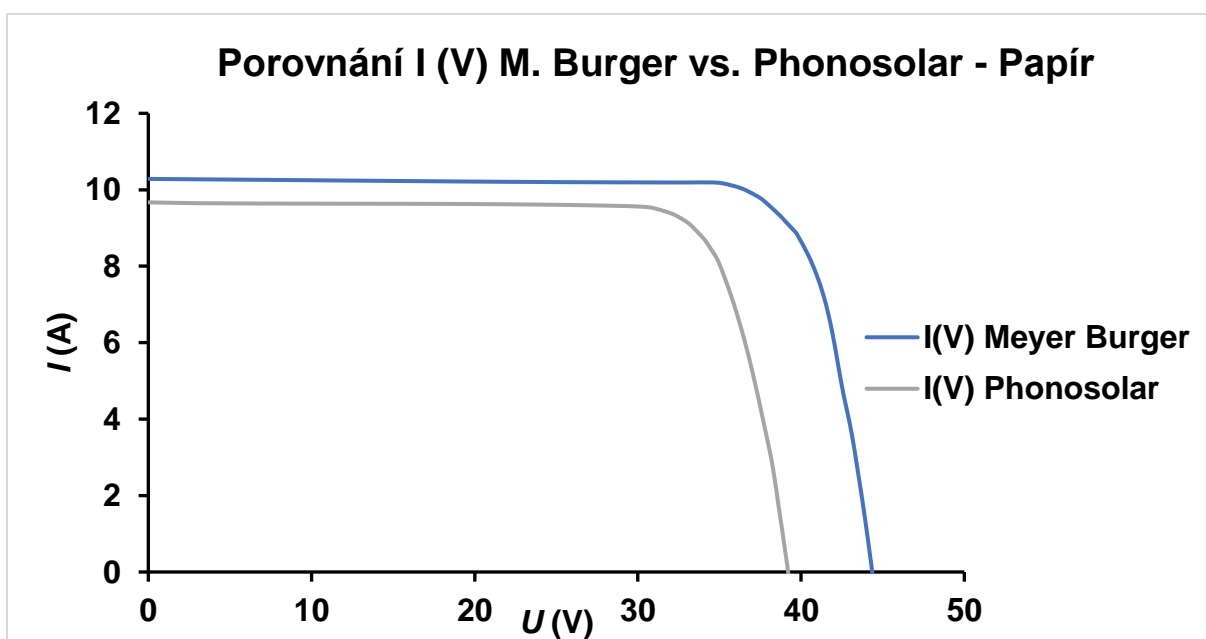
Tabulka 12 - Porovnání výsledků (měření v laboratoři)

Konfigurace:		Závěs		Papír		Alwitra Evalon		Alwitra Evalon s 0,5 m	
Modul:		Meyer Burger	Phonosolar	Meyer Burger	Phonosolar	Meyer Burger	Phonosolar	Meyer Burger	Phonosolar
Teplota článku:	[°C]	20,34	20,76	20,66	21,12	20,69	20,98	20,63	21,04
Hodnoty jsou přepočteny na teplotu:	[°C]	25	25	25	25	25	25	25	25
$G =$	[W/m ²]	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
$I_{sc} =$	[A]	10,16	9,62	10,28	9,67	10,43	9,77	10,47	9,76
$V_{oc} =$	[V]	44,31	39,14	44,36	39,2	44,36	39,2	44,34	39,21
$\eta =$	[%]	20,21	17,93	20,46	18,05	20,83	18,25	20,77	18,24
$FF =$	[%]	0,8	0,8	0,8	0,8	0,81	0,8	0,8	0,8
$P_{MAX} =$	[W]	362,21 (100 %)	300,06 (100 %)	366,71 (+1 %)	302,12 (+1 %)	373,46 (+3 %)	305,46 (+2 %)	372,38 (+3 %)	305,26 (+2 %)
$V_{Pmax} =$	[V]	37,2	32,76	37,21	32,82	37,21	32,83	37,14	32,81
$I_{Pmax} =$	[A]	9,74	9,16	9,85	9,21	10,04	9,3	10,03	9,3
$R_s =$	[Ω]	0,29	0,32	0,28	0,32	0,28	0,32	0,28	0,32
$R_p =$	[Ω]	318,54	174,89	274,89	142,81	112,74	341,38	5926	95,32

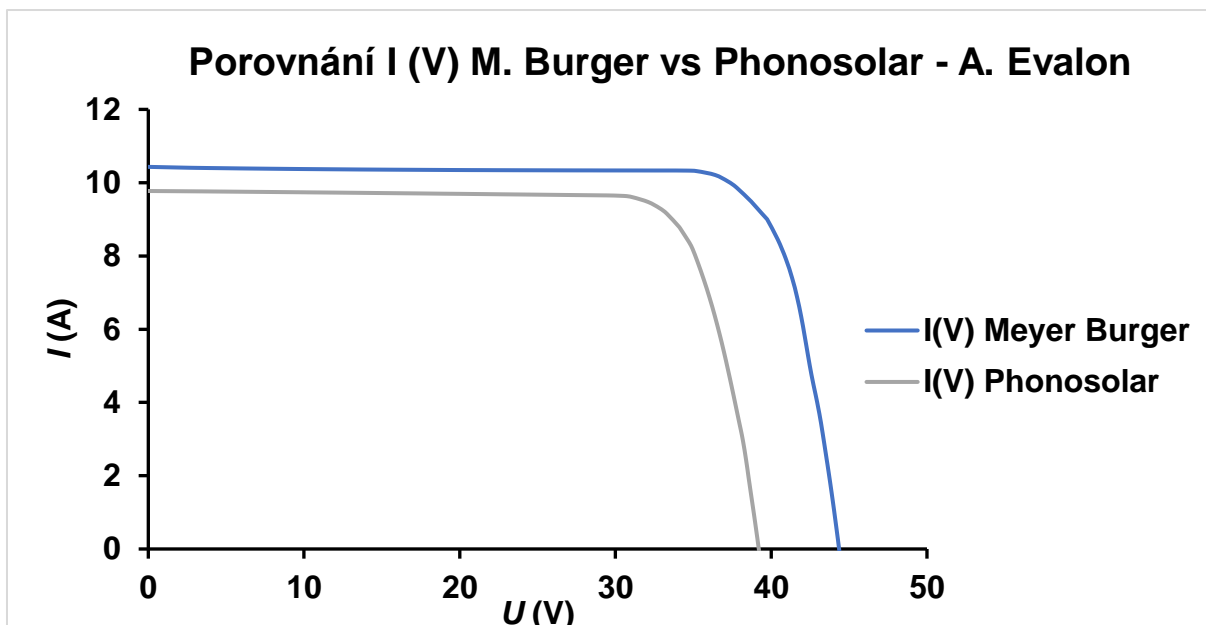
8.3.8 Porovnávání výsledků – Grafy



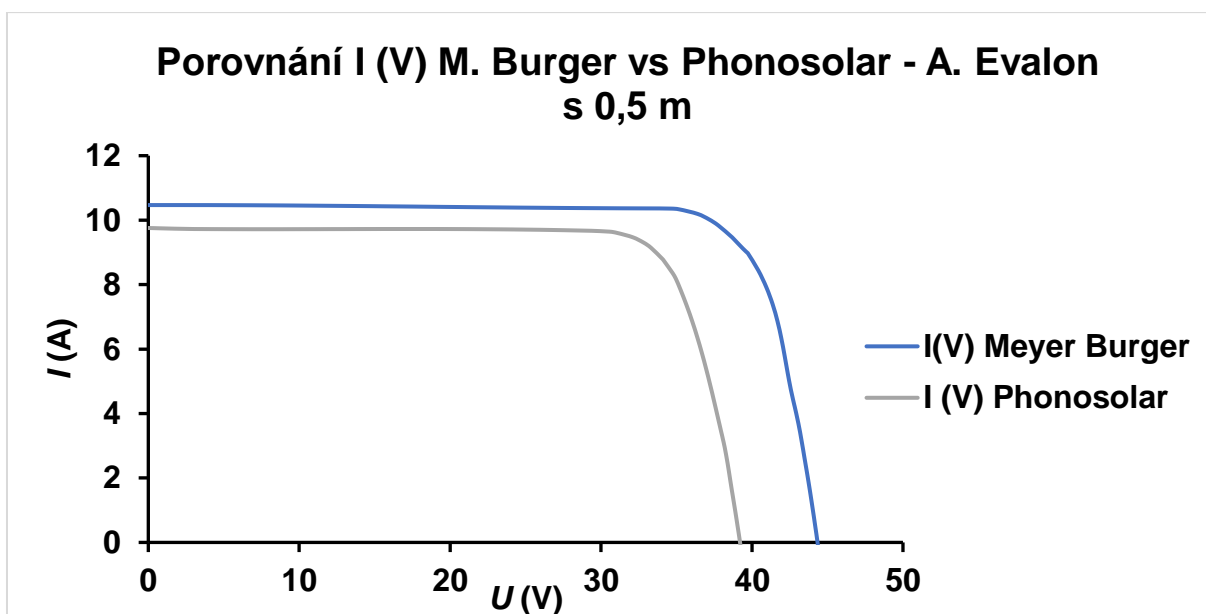
Graf 26 – Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar – Závěs



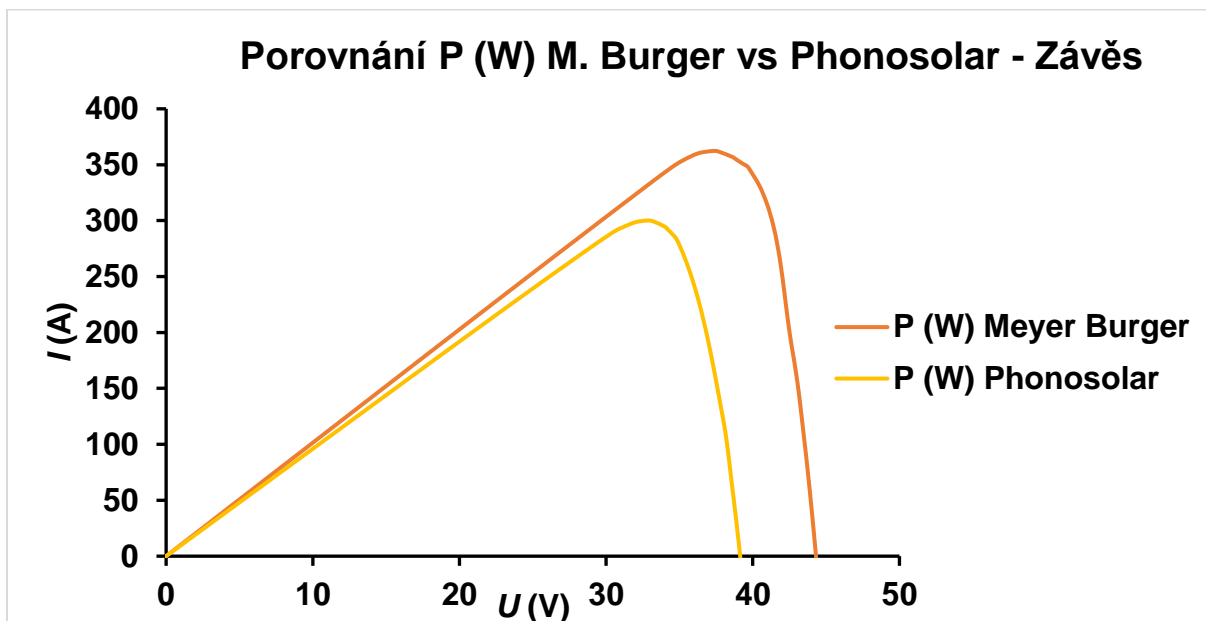
Graf 27 - Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar – Papír



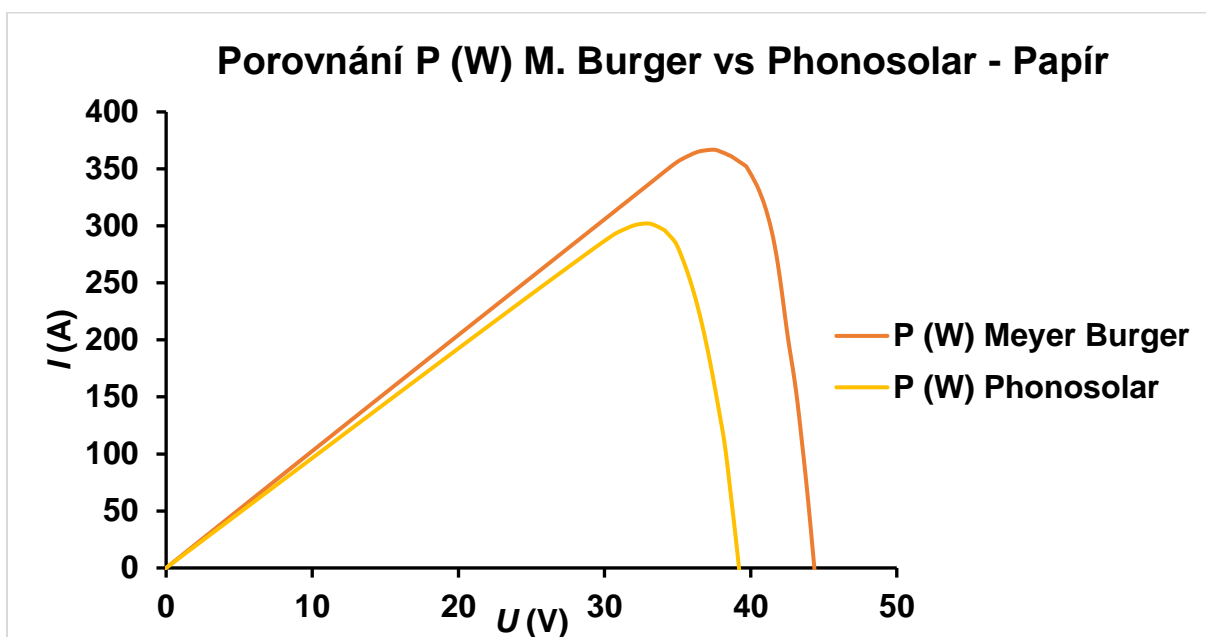
Graf 28- Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar - A. Evalon



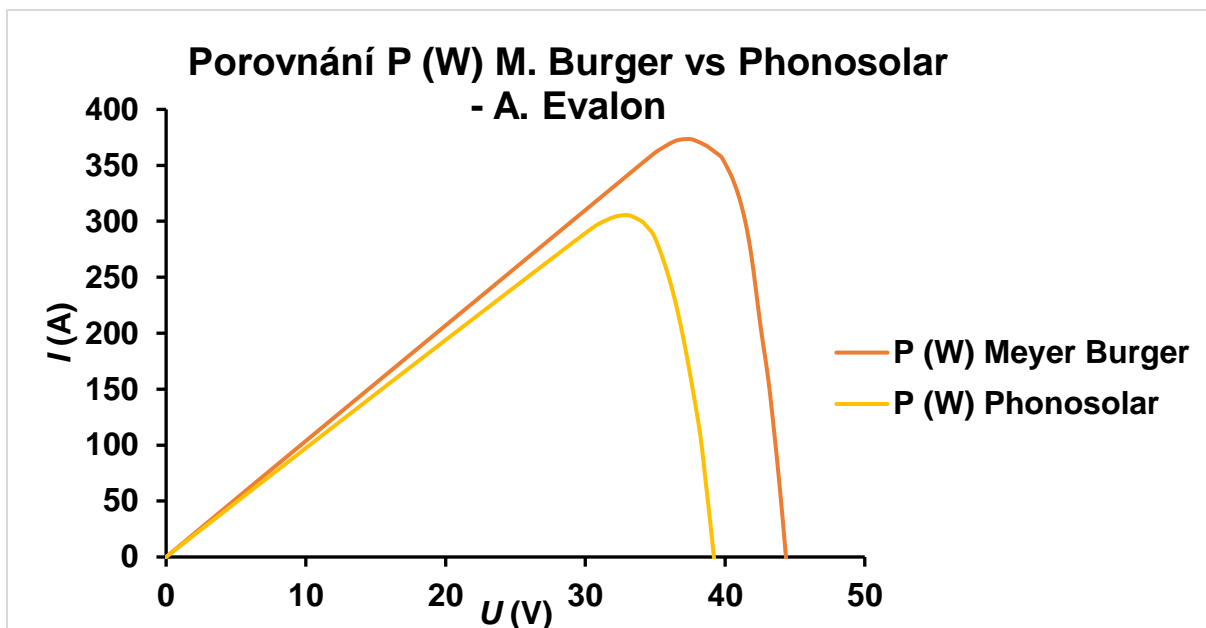
Graf 29- Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar - A. Evalon s 0,5 m



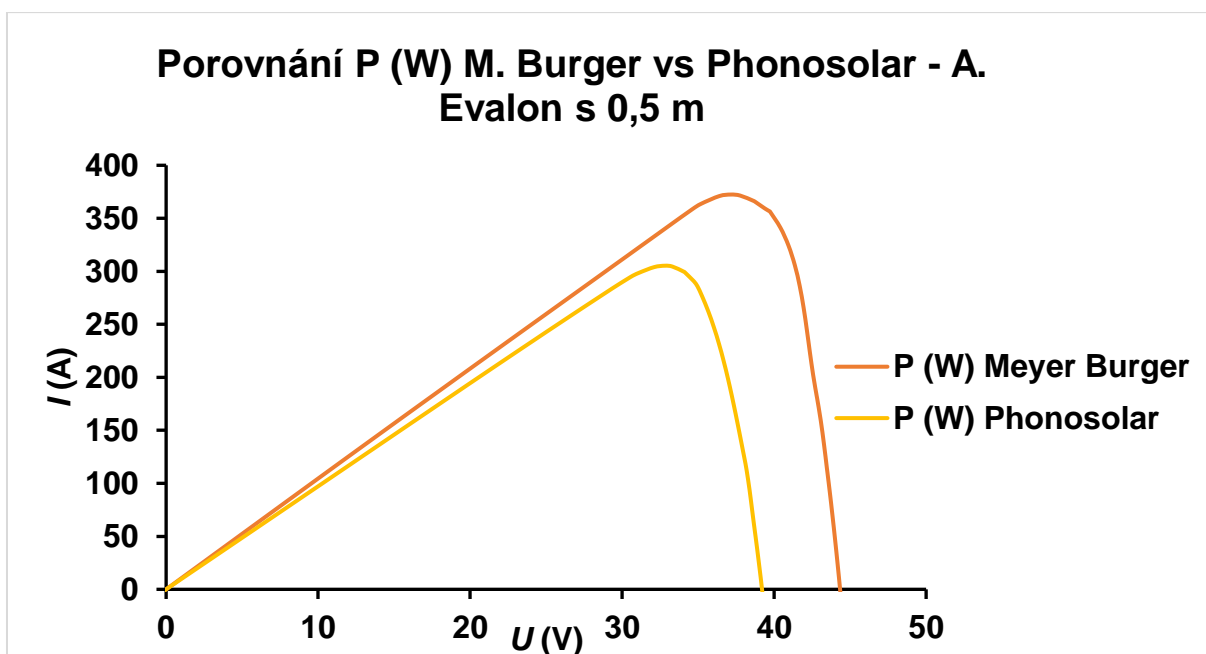
Graf 30- Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar – Závěs



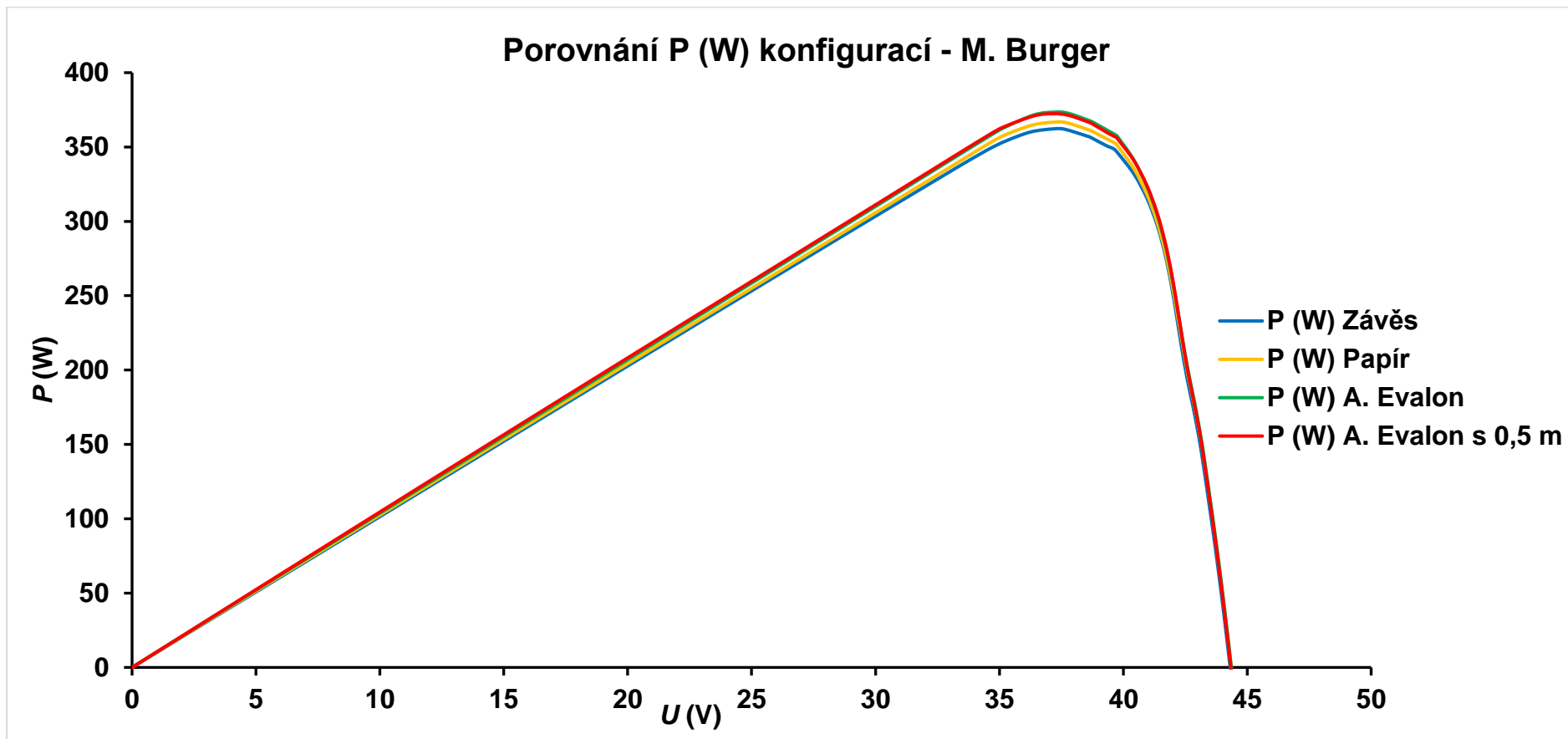
Graf 31- Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar – Papír



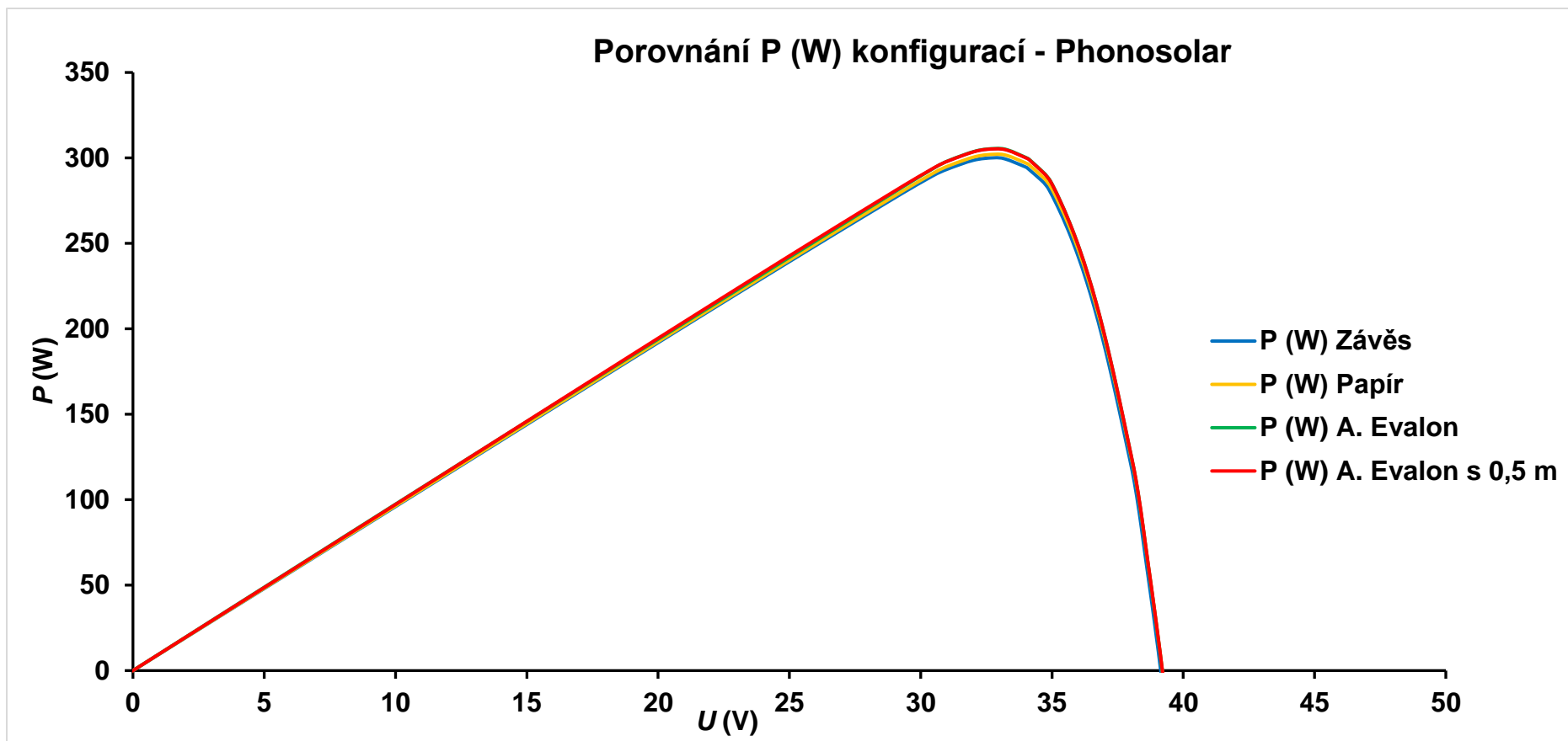
Graf 32- Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar – A. Evalon



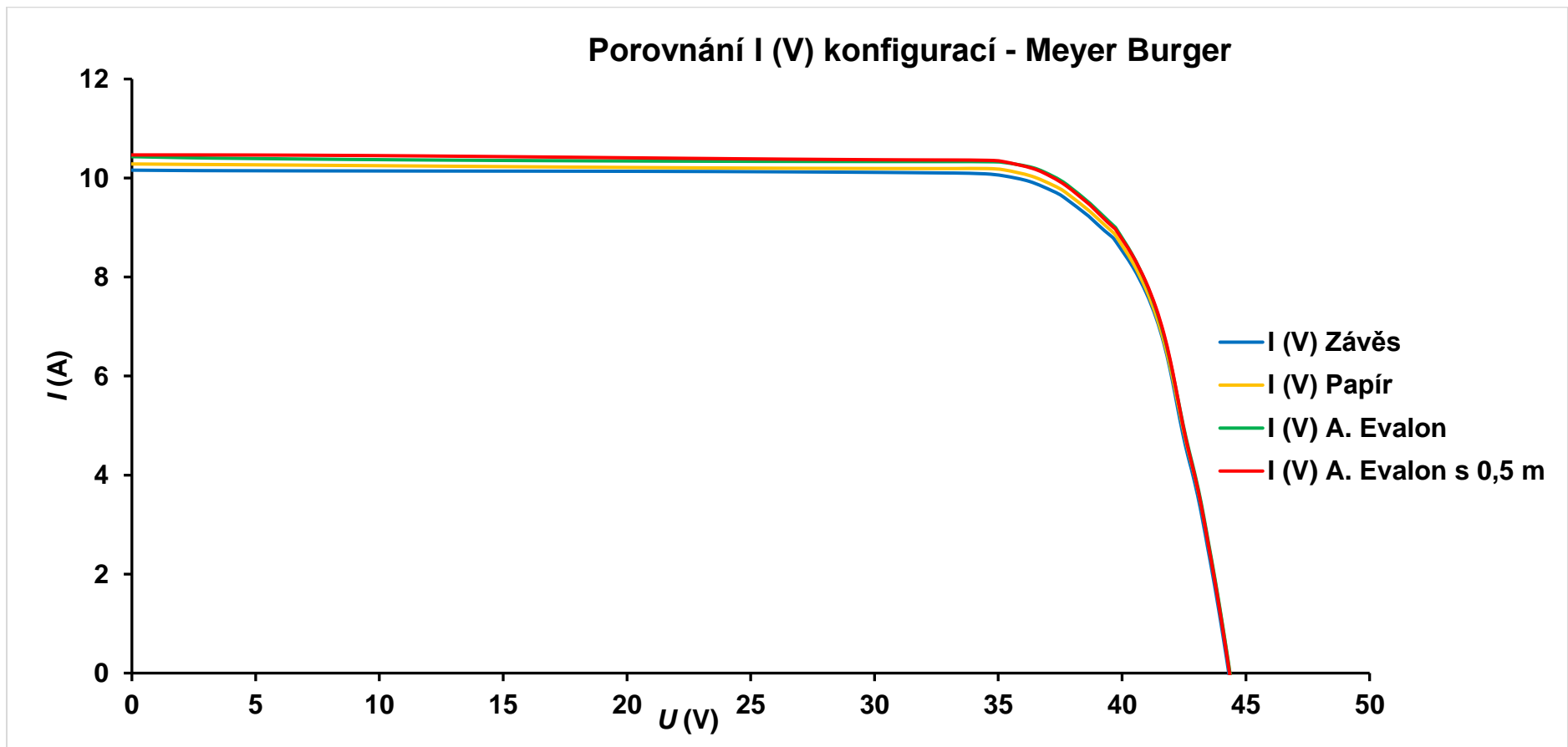
Graf 33 - Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar - A. Evalon s 0,5 m



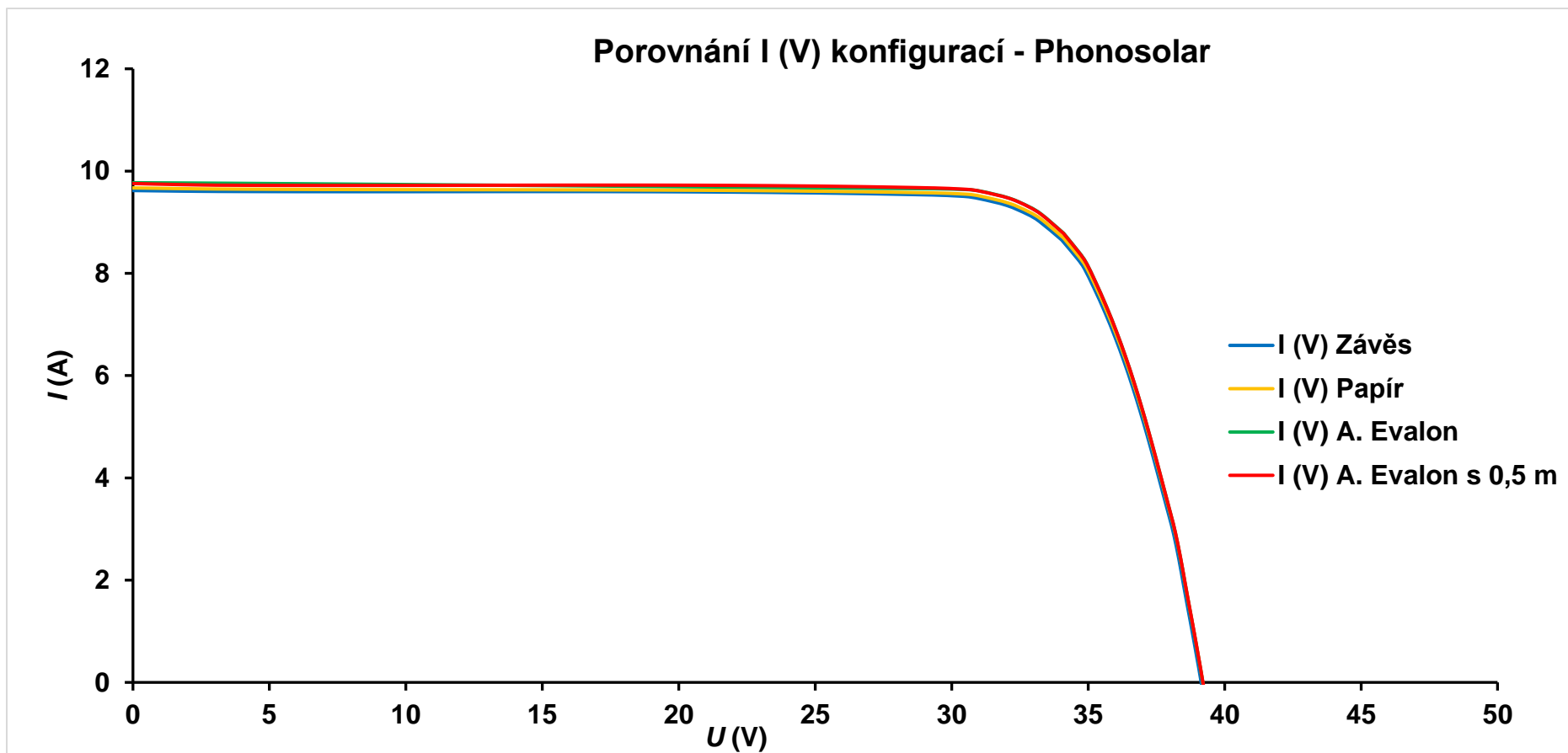
Graf 34- Porovnání P (W) konfigurací - M. Burger



Graf 35 - Porovnání P (W) konfigurací – Phonosolar



Graf 36 - Porovnání I (V) konfigurací – Meyer Burger



Graf 37- Porovnání I (V) konfigurací – Phonosolar

8.3.9 Vyhodnocení

Z výsledku měření je patrné, že největší výkon zaznamenaly oba moduly při konfiguraci, kdy byla použita jako reflexní povrch ALWITRA Evalon (Meyer Burger + 3 % oproti konfiguraci se závěsem; Phono Solar + 2 % oproti konfiguraci se závěsem), což se dalo očekávat, jelikož má ALWITRA z výše zmíněných tři povrchů největší odrazivost. Dále se dá z měření odvodit, že posunutí reflexní vrstvy ALWITRY Evalon o 0,5 m, mělo pouze nepatrný vliv na pokles max. výkonu – Meyer Burger pokles o 0,29 % na hodnotu 372,38 W; Phono Solar pokles o 0,07 % na hodnotu 305,26 W. Z výsledku lze vyčíst, že v případě prvního měření (bez reflexního povrchu) se hodnota $P_{max} = 362,21$ W blíží k hodnotě udávané výrobcem ($P_{max} = 365$ W). Dále lze z měření vyčíst, že u modulu od firmy Meyer Burger byl naměřen nižší sériový odpor $R_s = 0,28 \Omega$ než tomu bylo u modulu od společnosti Phono Solar ($R_s = 0,32 \Omega$), což může být dáno použitím technologie článků HJT u modulu Meyer Burger. Sériový odpor snižuje výstupní proud a účinnost modulu.

9 Závěr

V rámci diplomové práce jsem nejprve popsal základní vlastnosti bifaciálních PV modulů a shrnul jsem technologie bifaciálních PV článků. Dále jsem se věnoval modelové struktuře bifaciálních PV modulů a popsal jsem klíčové faktory ovlivňující výkon bifaciálních modulů, jako jsou albedo, instalační výška, rovnoměrnost záření na zadní straně apod. Poté jsem provedl průzkum základních vlastností bifaciálních modulů dostupných na trhu v ČR. Následně jsem se v této práci věnoval specifickým degradačním mechanismům pro bifaciální moduly. Teoretickou část jsem zakončil kapitolou týkající se agrovoltaiky, kde jsem se věnoval rozdělení systému, výběru plodin, modulů a agrolesnictví.

V experimentální části, jsem nejprve shrnul potřeby zemědělců z hlediska projektových instalací AgPV systémů, konstrukcí a výběru plodin. Dále jsem popsal experimentální pracoviště AgPV Michovky v areálu VÚKOZ a provedl jsem analýzu dosavadních výsledků, PV systému o instalovaném výkonu 6,72 kW_p, za období od 1.1. 2021 do 31.10. 2022. Poté jsem se věnoval návrhu doplnění pracoviště o HJT bifaciální moduly Meyer Burger, včetně návrhu nosné vertikální konstrukce. Poslední kapitola patřila měření modulů za rozdílných podmínek. Probíhalo laboratorní měření v Laboratoři diagnostiky fotovoltaických systémů na Fakultě elektrotechnické ČVUT v Praze, která je vybavena profesionálním flash testerem švýcarské firmy PASAN – Sun Simulator IIIc, ale také venkovní měření v areálu fakulty. Z výsledků měření následně proběhla analýza naměřených dat.

Důležitou otázkou zůstává, jak si povede technologie HJT bifaciálních modulů v konfiguraci systému instalovaného na pracovišti AgPV Michovky. Dle teoretických předpokladů a měření by měla tato technologie dosahovat lepšího energetického výnosu než ostatní technologie, ale ve výsledku vzhledem k rozdílným okolním podmínkám (např. stínění) tomu tak být nutně nemusí. Bohužel z důvodu krádeže střídačů na AgPV Michovky nebylo možné tyto nové moduly na pracovišti prozatím nainstalovat a provést potřebnou analýzu výsledků, nicméně projekt stále probíhá a instalace se pomalu chystá. Z dosavadních výsledků lze odhadnout, že bifaciální moduly s HJT technologií by mohly dosahovat nejlepších výsledků při instalaci v čistě agrovoltaických systémech, naopak v případě agrolesnických fotovoltaických systémů by mohly být nejlepším řešením obyčejné tenkovrstvé moduly (např. CIGS), protože technologie CIGS, resp. technologie v kombinaci s vhodnou topologií modulu, obecně vykazuje lepší

výsledky za ztížených okolních podmínek, jako jsou např. velká stínění, což je právě pro tyto systémy typické. Je však příliš brzy na to dělat nějaké závěry. Analýza by musela být výrazně delší, aby se daly zhodnotit i další vlastnosti, jako např. životnost modulu apod. To, že daná technologie dokáže vyrobit větší množství energie je jedna věc, ale složité podmínky mohou mít zásadní vliv na životnost modulu, a ta může být u různých technologií výrazně odlišná.

Seznam použitých zdrojů

- [1] International Technology Roadmap for PV. *Itprpv.vdma.org* [online]. [cit. 2023-01-04]. Dostupné z: <https://itprpv.vdma.org/>
- [2] *Electrical performance of bifacial silicon PV modules under different indoor mounting configurations affecting the rear reflected irradiance. Solar Energy, 177()*, 471–482. doi:10.1016/j.solener.2018.11.051
- [3] Lamers, M. W. P. E., Özkalay, E., Gali, R. S. R., Janssen, G. J. M., Weeber, A. W., Romijn, I. G., & Van Aken, B. B. (2018). *Temperature effects of bifacial modules: Hotter or cooler? Solar Energy Materials and Solar Cells, 185*, 192–197. doi:10.1016/j.solmat.2018.05.033
- [4] Yusufoglu, Ufuk A.; Pletzer, Tobias M.; Koduvelikulathu, Lejo Joseph; Comparotto, Corrado; Kopecek, Radovan; Kurz, Heinrich (2015). *Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods. IEEE Journal of Photovoltaics, 5(1)*, 320–328. doi:10.1109/JPHOTOV.2014.2364406
- [5] Guerrero-Lemus, R.; Vega, R.; Kim, Taehyeon; Kimm, Amy; Shephard, L.E. (2016). *Bifacial solar photovoltaics – A technology review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60()*, 1533–1549. doi:10.1016/j.rser.2016.03.041
- [6] Bifacial solar cells. *Wikipedia: the free encyclopedia* [online]. San Francisco (CA): Wikimedia Foundation, 2001- [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: https://en.wikipedia.org/wiki/Bifacial_solar_cells?fbclid=IwAR0xVoT62Ggj3RnhhzRugvL7aI83_XDKoh0cXwJ31t5ByZ_Ee_wZUtHxDKs
- [7] *Kschan.com* [online]. [cit. 2023-01-09]. Dostupné z: https://www.kschan.com/what-is-a-pert-solar-cell/?fbclid=IwAR0JS2imddh7_7kXlsMlf7fJ8m5pPGxnsIgbN1XPCqOL1x8nKn17IHWNI7Y
- [8] *Kschan.com* [online]. [cit. 2023-01-09]. Dostupné z: <https://www.kschan.com/what-is-a-hjt-solar-cell/?fbclid=IwAR22fgmjTPuY9H-9rv35SvO54CkXP48F2eEz8d5Yk7AOZzX3ZaxBAQgjXbl>
- [9] Richter, A., Müller, R., Benick, J., Feldmann, F., Steinhauser, B., Reichel, C., ... Glunz, S. W. (2021). *Design rules for high-efficiency both-sides-contacted silicon solar cells with balanced charge carrier transport and recombination losses. Nature Energy, 6(4)*, 429–438. doi:10.1038/s41560-021-00805-w
- [10] A. Luque; A. Cuevas; J.M. Ruiz (1980). *Double-sided n+-p-n+ solar cell for bifacial concentration. , 2(2)*, 151–166. doi:10.1016/0379-6787(80)90007-1
- [11] L. Janßen; H. Windgassen; D.L. Bätzner; B. Bitnar; H. Neuhaus (2009). *Silicon nitride passivated bifacial Cz-silicon solar cells. , 93(8)*, 1435–1439. doi:10.1016/j.solmat.2009.03.015
- [12] Wang, Y.-S., Li, S.-M., Hsiao, S.-T., Wei-HaoLiao, Yang, S.-Y., Tien, H.-W., ... Hu, C.-C. (2014). *Thickness-self-controlled synthesis of porous transparent polyaniline-reduced*

graphene oxide composites towards advanced bifacial dye-sensitized solar cells. Journal of Power Sources, 260, 326–337. doi:10.1016/j.jpowsour.2014.02.09

[13] Yang, W., Xu, X., Tu, Z., Li, Z., You, B., Li, Y., ... Wang, A. (2015). *Nitrogen plasma modified CVD grown graphene as counter electrodes for bifacial dye-sensitized solar cells. Electrochimica Acta*, 173, 715–720. doi:10.1016/j.electacta.2015.05.1

[14] Dwivedi, Neeraj; Kumar, Sushil; Bisht, Atul; Patel, Kamlesh; Sudhakar, S. (2013). *Simulation approach for optimization of device structure and thickness of HIT solar cells to achieve ~27% efficiency. Solar Energy*, 88(), 31–41. doi:10.1016/j.solener.2012.11.008

[15] P.J. Verlinden; A.W. Blakers; K.J. Weber; J. Babaei; V. Everett; M.J. Kerr; M.F. Stuckings; D. Gordeev; M.J. Stocks (2006). *Sliver® solar cells: A new thin-crystalline silicon photovoltaic technology. , 90(18-19), 3422–3430. doi:10.1016/j.solmat.2005.09.025*

[16] David Thorp; Stuart R. Wenham (1997). *Ray-tracing of arbitrary surface textures for light-trapping in thin silicon solar cells. , 48(1-4), 295–301. doi:10.1016/s0927-0248(97)00116-5*

[17] J. Frank; M. Rüdiger; S. Fischer; J.C. Goldschmidt; M. Hermle (2012). *Optical Simulation of Bifacial Solar Cells. , 27(none), –. doi:10.1016/j.egypro.2012.07.067*

[18] Rüdiger, Marc; Fischer, Stefan; Frank, Judith; Ivaturi, Aruna; Richards, Bryce S.; Krämer, Karl W.; Hermle, Martin; Goldschmidt, Jan Christoph (2014). *Bifacial n-type silicon solar cells for upconversion applications. Solar Energy Materials and Solar Cells*, 128(), 57–68. doi:10.1016/j.solmat.2014.05.014

[19] Arnaoutakis, G. E., Marques-Hueso, J., Ivaturi, A., Fischer, S., Goldschmidt, J. C., Krämer, K. W., & Richards, B. S. (2015). *Enhanced energy conversion of up-conversion solar cells by the integration of compound parabolic concentrating optics. Solar Energy Materials and Solar Cells*, 140, 217–223. doi:10.1016/j.solmat.2015.04.020

[20] Goldschmidt JC, Fischer S, Herter B, Fröhlich B, Krämer KW, Richards BS, et al. Record efficient upconverter solar cell devices. In: *Proceedings of the 29th European Photovoltaic solar energy conference, Amsterdam, The Netherlands; 2014. p. 1–4.*
https://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-3155291.pdf

[21] L. Bruk; V. Fedorov; D. Sherban; A. Simashkevich; I. Usatii; E. Bobeico; P. Morvillo (2009). *Isotype bifacial silicon solar cells obtained by ITO spray pyrolysis. , 159-160(none), 282–285. doi:10.1016/j.mseb.2008.12.012*

[22] A.U. Ebong; C.B. Honsberg; S.R. Wenham (1996). *Fabrication of double sided buried contact (DSBC) silicon solar cell by simultaneous pre-deposition and diffusion of boron and phosphorus. , 44(3), 271–278. doi:10.1016/0927-0248(96)00057-8*

[23] Rothhardt, Philip; Demberger, Carsten; Wolf, Andreas; Biro, Daniel (2013). *Co-diffusion from APCVD BSG and POCl3 for Industrial n-type Solar Cells. Energy Procedia*, 38(), 305–311. doi:10.1016/j.egypro.2013.07.282

- [24] Untila, Gennady G.; Kost, Tatiana N.; Chebotareva, Alla B.; Zaks, Marat B.; Sitnikov, Andrey M.; Solodukha, Oleg I.; Shvarts, Maxim Z. (2015). *Bifacial concentrator Ag-free crystalline n-type Si solar cell*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(5), 600–610. doi:10.1002/pip.2471
- [25] Edler, Alexander; Mihailetchi, Valentin D.; Koduvelikulathu, Lejo J.; Comparotto, Corrado; Kopecek, Radovan; Harney, Rudolf (2015). Metallization-induced recombination losses of bifacial silicon solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(5), 620–627. doi:10.1002/pip.2479
- [26] Kreinin L, Bordin N, Eisenberg N, Grabitz P, Hasenauer S, Obhof D, Wahl G, Wein G, Zimmerling D. Industrial production of bifacial solar cells: design principles and latest achievements. *bifiPV workshop, Konstanz*, 2012.
- [27] Singh, Jai Prakash; Guo, Siyu; Peters, Ian Marius; Aberle, Armin G.; Walsh, Timothy M. (2015). *Comparison of Glass/Glass and Glass/Backsheet PV Modules Using Bifacial Silicon Solar Cells*. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5(3), 783–791. doi:10.1109/JPHOTOV.2015.2405756
- [28] *Taiyangnews.info* [online]. [cit. 2023-01-09]. Dostupné z: http://taiyangnews.info/TaiyangNews_Report_Bifacial_Solar_Module_Technology_2018_EN_download_v_1.pdf
- [29] SmartWire Connection Technology. *Solartechuniversal.com* [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: <https://www.solartechuniversal.com/smartwire-technology#foilwire>
- [30] Bifacial design guide. *Lg.com* [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: https://www.lg.com/global/business/download/resources/solar/Bifacial_design_guide_Full_ver.pdf
- [31] CALCULATING THE ADDITIONAL ENERGY YIELD OF BIFACIAL SOLAR MODULES. <https://solaren-power.com/> [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: <https://solaren-power.com/pdf/Calculating-Additional-Energy-Yield-Through-Bifacial-Solar-Technology.pdf>
- [32] DELINE, Chris, Silvana Ayala PELAEZ, Sara MACALPINE a Carlos OLALLA. Bifacial PV System Mismatch Loss Estimation and Parameterization. <https://www.nrel.gov/> [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73541.pdf>
- [33] Sun, X., Khan, M. R., Deline, C., & Alam, M. A. (2018). *Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective*. *Applied Energy*, 212, 1601–1610. doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.04
- [34] *Performance Optimization of Bifacial Module PV Power Plants Based on Simulations and Measurements* [online]. Hamburg, 2019 [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: https://reposit.haw-hamburg.de/bitstream/20.500.12738/9131/1/GuariBorullMiriamMA_geschwaerzt.pdf. Master Thesis in Renewable Energy Systems. Hamburg University of Applied Sciences - Faculty of Life Sciences.
- [35] THE EFFECT OF TEMPERATURE ON SOLAR PANEL PERFORMANCE. <https://solarcalculator.com.au/> [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: <https://solarcalculator.com.au/solar-panel-temperature/>

- [36] Temperature Coefficient in Photovoltaic. <https://hjtpv.com/> [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: <https://hjtpv.com/temperature-coefficient-in-photovoltaic/>
- [37] JW-HD144N Series (9BB Full Frame). <https://eshop.neosolar.cz/> [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: https://eshop.neosolar.cz/data/images_content/1545/8092-O-jw-hd144n-series-9bb-with-frame-390-415-158-75-d.pdf
- [38] Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications. <https://iea-pvps.org/> [online]. [cit. 2022-01-16]. Dostupné z: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf
- [39] J. Schmidt and A. Cuevas, "Electronic properties of light-induced recombination centers in boron-doped Czochralski silicon," *Journal of Applied Physics*, vol. 86, no. 6, pp. 3175–3180, Sep. 1999, doi: 10.1063/1.371186.
- [40] K. Bothe, R. Sinton, and J. Schmidt, "Fundamental boron-oxygen-related carrier lifetime limit in mono- and multicrystalline silicon," *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 13, no. 4, pp. 287–296, Jun. 2005, doi: 10.1002/pip.586.
- [41] D. Bredemeier, D. Walter, S. Herlufsen, and J. Schmidt, "Lifetime degradation and regeneration in multicrystalline silicon under illumination at elevated temperature," *AIP Advances*, vol. 6, no. 3, p. 035119, Mar. 2016, doi: 10.1063/1.4944839.
- [42] A. C. nee Wenham et al., "Hydrogen-Induced Degradation," in 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC), Waikoloa Village, HI, Jun. 2018, pp. 0001–0008, doi: 10.1109/PVSC.2018.8548100.
- [43] A. Herguth, C. Derricks, and D. Sperber, "A Detailed Study on Light-Induced Degradation of Cz-Si PERC Type Solar Cells: Evidence of Rear Surface-Related Degradation," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 5, pp. 1190–1201, Sep. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2850521.
- [44] R. Kopecek, "Is LeTID degradation in PERC cells another degradation crisis even worse than PID?," *PV Tech*, Nov. 19, 2018
- [45] M. Barbato et al., "Durability of Bifacial Solar Modules under Potential Induced Degradation: Role of the Encapsulation Materials," 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1879- 1883, p. 5 pages, 6555 kb, 2016, doi: 10.4229/EUPVSEC20162016-5BV.1.26.
- [46] I. Devoto and A. Halm, "Comprehensive Study of PID Mechanisms for n-Type Bifacial Solar Cells," 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 1106-1113, p. 8 pages, 18659 kb, 2019, doi: 10.4229/EUPVSEC20192019-4AV.1.61.
- [47] W. Luo et al., "Elucidating potential-induced degradation in bifacial PERC silicon photovoltaic modules," *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 26, no. 10, pp. 859–867, Oct. 2018, doi: 10.1002/pip.3028.

- [48] J. Carolus, J. A. Tsanakas, A. van der Heide, E. Voroshazi, W. De Ceuninck, and M. Daenen, "Physics of potential-induced degradation in bifacial p-PERC solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 200, p. 109950, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.solmat.2019.109950.
- [49] M. I. Devoto Acevedo, "Solar module characterization via visual inspection in the field, I-V curve and thermal-image analysis," *Univeristy of Chile, Santiago, Chile*, 2018.
- [50] Goetzberger, A.; Zastrow, A. On the Coexistence of Solar-Energy Conversion and Plant Cultivation. *Int. J. Sol. Energy* 1982, 1, 55–69
- [51] Hernandez RR, Hoffacker MK, Field CB. Land-use efficiency of big solar. *Environ Sci Technol* 2014;48:1315–23. <https://doi.org/10.1021/es4043726>.
- [52] Cheng VK, Hammond GP. Life-cycle energy densities and land-take requirements of various power generators: a UK perspective. *J Energy Inst* 2017;90:201–13. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2016.02.003>
- [53] Marrou H, Guilioni L, Dufour L, et al. Microclimate under agrivoltaic systems: is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels? *Agric For Meteorol* 2013;177:117–32. <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2013.04.012>
- [54] Dupraz C, Marrou H, Talbot G, et al. Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: towards new agrivoltaic schemes. *Renew Energy* 2011;36:2725–32. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>
- [55] Schindele S, Trommsdorff M, Schlaak A, et al. Implementation of agrophotovoltaics: techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications. *Appl Energy* 2020;265:114737. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114737>.
- [56] Barron-Gafford GA, Pavao-Zuckerman MA, Minor RL, et al. Agrivoltaics provide mutual benefits across the food–energy–water nexus in drylands. *Nat Sustain* 2019; 2:848–55. <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0364-5>.
- [57] Elamri Y, Cheviron B, Lopez J-M, et al. Water budget and crop modelling for agrivoltaic systems: application to irrigated lettuces. *Agric Water Manag* 2018;208: 440–53. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2018.07.001>
- [58] Marrou H, Dufour L, Wery J. How does a shelter of solar panels influence water flows in a soil–crop system? *Eur J Agron* 2013;50:38–51. <https://doi.org/10.1016/j.eja.2013.05.004>
- [59] International Renewable Energy Agency. *Global energy transformation: a roadmap to 2050*. 2018 [Abu Dhabi]
- [60] Sekiyama, T., & Nagashima, A. (2019). *Solar Sharing for Both Food and Clean Energy Production: Performance of Agrivoltaic Systems for Corn, A Typical Shade-Intolerant Crop. Environments*, 6(6), 65. doi:10.3390/environments6060065
- [61] Scognamiglio, A. Photovoltaic Greenhouses: A Feasible Solution for Islands? Design, Operation Monitoring and Lessons Learned from a Real Case Study. In *Proceedings of the 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Kyoto, Japan, 23–27 November 2014*
- [62] Nagashima, A. Sunlight Power Generation System. Japan Patent No. 2005-277038, 6 October 2005

[63] Jain, P., Raina, G., Sinha, S., Malik, P., & Mathur, S. (2021). *Agrovoltaics: Step towards sustainable energy-food combination*. *Bioresource Technology Reports*, 15, 100766. doi:10.1016/j.biteb.2021.100766

[64] Toledo, C., & Scognamiglio, A. (2021). *Agrovoltaic Systems Design and Assessment: A Critical Review, and a Descriptive Model towards a Sustainable Landscape Vision (Three-Dimensional Agrovoltaic Patterns)*. *Sustainability*, 13(12), 6871. doi:10.3390/su13126871

[65] Státní fond životního prostředí (2021, 2. listopadu). Analýza projektových záměrů výstavby agrivoltaických elektráren (AFVE). SFŽP, Česká republika

[66] Projekt s českou stopou: Nejmodernější panely se začínají vyrábět v Evropě. *Solarninovinky.cz* [online]. 2021 [cit. 2023-01-04]. Dostupné z: <https://www.solarninovinky.cz/projekt-s-ceskou-stopou-nejmodernejsi-panely-se-zacinaji-vyrabet-v-evrope/>

[67] Meyer Burger Prémiové solární panely. *Blog.memondo.cz* [online]. 2021 [cit. 2023-01-04]. Dostupné z: <https://blog.memodo.cz/premiové-panely-meyer-burger/>

[68] Hliníkový, konstrukční profil, 3842990350, 60x60, Řezaný profil. *Eprofily.cz* [online]. 2023 [cit. 2023-01-04]. Dostupné z: <https://www.eprofily.cz/hlinikovy-konstrukcni-profil-3842990350-60x60-rezany-profil/pro-BZ990350-L.html>

Seznam obrázků

Obrázek 1- Řez standard. bifaciálním krystalickým Si článkem na bázi N – typu a P – typu [5]	10
Obrázek 2- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem PERC [6,7]	11
Obrázek 3- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem PERT [6,7]	11
Obrázek 4- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem PERL [6,8]	11
Obrázek 5- Řez standardním (vlevo) a bifaciálním (vpravo) článkem HJT [6,9].....	12
Obrázek 6- Vliv instalační výšky modulu na homogenitu ozáření zadní strany [30]	24
Obrázek 7-a)Horizontálně orientovaný BiEW modul;b)Vertikálně orientovaný BiSN modul [34]	25
Obrázek 8- Porovnání výkonu mezi moduly BiEW a BiSN při různých parametrech [33]	25
Obrázek 9- LeTID a regenerace PERC modulů [38]	32
Obrázek 10- PID u bifaciálních p-PERC solárních článků při použití modulu sklo/sklo [38] ...	33
Obrázek 11- Tři odlišné typy agrovoltaických systémů [60]	37
Obrázek 12- Heggeslbach Německo [64]	40
Obrázek 13 - Rozmístění PV modulů AgPv Michovky	46
Obrázek 14 - Hliníkový konstrukční profil, 60x60, řezaný profil [68].....	55
Obrázek 15- Izometrický náhled konstrukce.....	56

Seznam grafů

Graf 1- Podíl bifaciálních a monofaciálních článků na trhu [1]	9
Graf 2- Rozsah albeda pro různé povrchy [30].....	21
Graf 3- Jak albedo ovlivňuje bifaciální zisk [30]	21
Graf 4- Jak albedo ovlivňuje ozáření zadní strany [30]	22
Graf 5 - Dodatečný energetický výnos bifaciálního PV systému, moduly na šířku, orientované na jih, sklon 30 °, vzdálenost mezi řadami 2,5 m, 80% albedo [31]	23
Graf 6- Vliv zastínění na Voltampérovou charakteristiku I-V bifaciálního modulu [32]	24
Graf 7 - Vliv albeda a GCR na bifaciální zisk [30]	27
Graf 8- Závislost teploty na I_{SC} , V_{OC} , P_{MAX} u série bifaciálních modulů JW-HD144N [37].....	28
Graf 9 - Závislosti výnosu biomasy na fotosynteticky aktivním záření (PAR) [63]	38
Graf 10- Graf zastoupení plodin u AgPV instalací na vyvýšené konstrukcích [65].....	43
Graf 11 - Graf zastoupení plodin u AgPV instalací na vertikálních konstrukcích [65].....	44
Graf 12- Graf zastoupení plodin u AgPV instalací na skleníkových konstrukcích [65]	45
Graf 13 - roční energetický výnos AgPV Michovky (dle měsíců a modulů - 2021)	48
Graf 14 - roční energetický výnos AgPV Michovky (dle měsíců a modulů –2022).....	49
Graf 15 - roční energetický výnosu AgPV Michovky (dle měsíců a stringů – 2021).....	50
Graf 16- roční energetický výnosu AgPV Michovky (dle měsíců a stringů –.2022).....	51
Graf 17 - Celková výroba AgPV Michovky (dle stringů).....	53
Graf 18 - Porovnání I (V) Meyer Burger - Sklon 0°	60
Graf 19 - Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 0°	60
Graf 20- Porovnání I (A) Meyer Burger – Sklon 22°	61
Graf 21- Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 22°	61
Graf 22- Porovnání I (A) Meyer Burger – Sklon 36°	62
Graf 23- Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 36°	62
Graf 24- Porovnání I (A) Meyer Burger – Sklon 90°	63
Graf 25- Porovnání P (W) Meyer Burger – Sklon 90°	63
Graf 26 – Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar – Závěs	67

Graf 27 - Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar – Papír.....	67
Graf 28- Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar - A. Evalon.....	68
Graf 29- Porovnání I (V) M. Burger vs. Phonosolar - A. Evalon s 0,5 m	68
Graf 30- Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar – Závěs.....	69
Graf 31- Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar – Papír	69
Graf 32- Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar – A. Evalon.....	70
Graf 33 - Porovnání P (W) M. Burger vs. Phonosolar - A. Evalon s 0,5 m	70
Graf 34- Porovnání P (W) konfigurací - M. Burger	71
Graf 35 - Porovnání P (W) konfigurací – Phonosolar	72
Graf 36 - Porovnání I (V) konfigurací – Meyer Burger.....	73
Graf 37- Porovnání I (V) konfigurací – Phonosolar.....	74

Seznam tabulek

Tabulka 1 - účinnost konverze pro různé technologie bifaciálních solárních článků [5]	17
Tabulka 2 - Základní vlastností bifaciálních modulů dostupných na trhu v ČR.....	30
Tabulka 3– Shrnutí degradací PERC modulů a možná řešení [37]	32
Tabulka 4 - Třídění nejdůležitějších plodin vhodných pro agrovoltaiku [63].....	38
Tabulka 5- Charakteristika projekt. záměrů s instalací AgPV - vyvýšené konstrukce [65].....	42
Tabulka 6 - Charakteristika projekt. záměrů s instalací AgPV - vertikální konstrukce [65]	43
Tabulka 7- Charakteristika projekt. záměrů s instalací AgPV - skleníkové konstrukce [65]....	44
Tabulka 8 - Popis PV modulů AgPV Michovky	47
Tabulka 9 - Technické parametry testovaného modulu:	54
Tabulka 10 - Naměřené hodnoty venkovního měření	58
Tabulka 11- Porovnávání výsledků (hodnoty přepočteny*)	59
Tabulka 12 - Porovnání výsledků (měření v laboratoři)	66

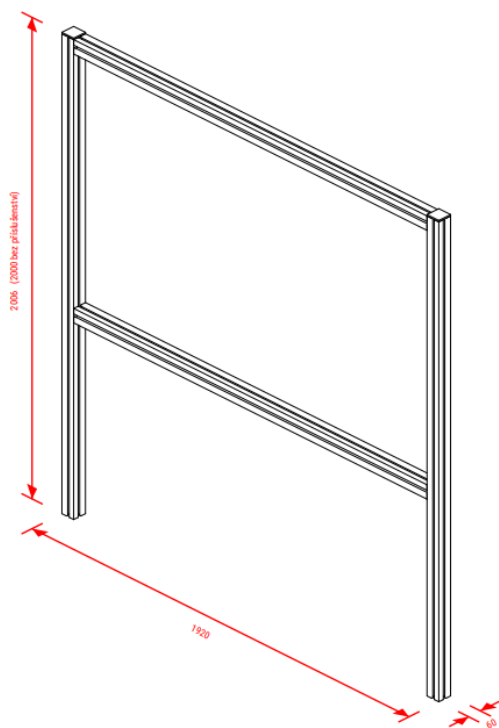
Příloha 1

Pevnostní analýza nosné konstrukce fotovoltaického modulu

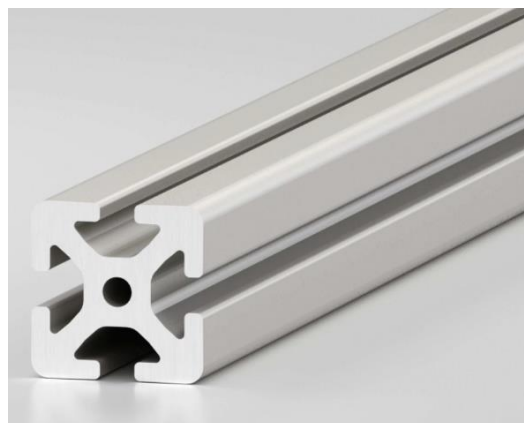
1 Zadání

- 1) Určit zatížení konstrukce od poryvu větru
- 2) Určit napjatost v konstrukci: verze (1) / (2)
- 3) Určit maximální dovolené zatížení důležitých uzlů konstrukce (sloupek konstrukce, lanka)
- 4) Určit součinitel bezpečnosti důležitých uzlů konstrukce

2 Nosná konstrukce verze (1)



Obrázek 1: Rozměry konstrukce



Obrázek 2: Průřez – ITEM profil 60x60

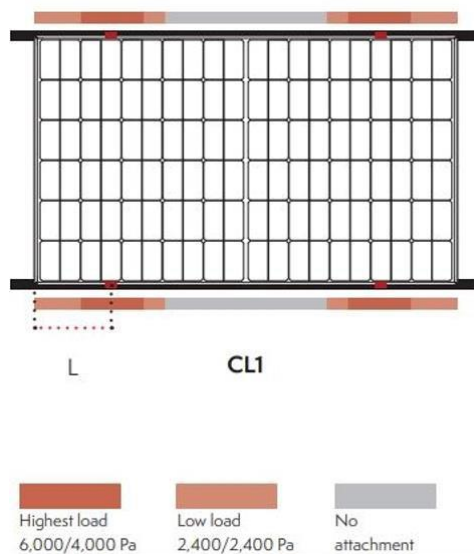
Materiál rámu: extrudované ITEM profily: Profile 12 60x60, natural, č. výrobku 0.0.001.11

Maximální dovolené ohybové napětí: 195 N/mm² ref. [1] ITEM

Fotovoltaický modul

Rozměry: 1722 x 1041 x 35 mm

Hmotnost: 24,4 kg



Obrázek 3: PV Modul

2.1 Zatížení modulu

Dominantní zatížení modulu bude při standardních provozních podmínkách pouze poryv větru. Ze statistických údajů ČHMI ref. [2] IN-POČASÍ byla maximální rychlost větru v Praze naměřena na stanici Praha-Libuš 30 m/s což odpovídá dle Beaufortovy škály 11 stupni – vichřice.

Maximální síla od poryvu větru

$$F_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot C_D \cdot S$$

$$0,5 \cdot 1,225 \cdot 30^2 \cdot 1,2 \cdot 2 = 1\,323 \text{ N}$$

ρ – hustota vzduchu: 1,225 kg/m³

v – rychlost poryvu větru: 30 m/s

C_D – součinitel odporu kolmé desky: 1,2 ref. [3] Hoerner

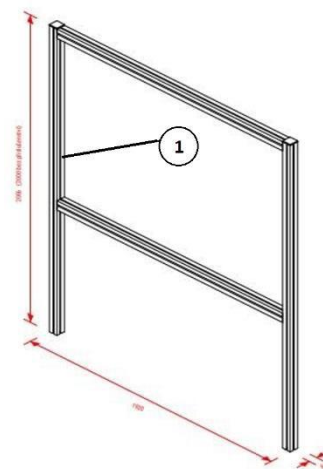
S – plocha modulu: 2 m²

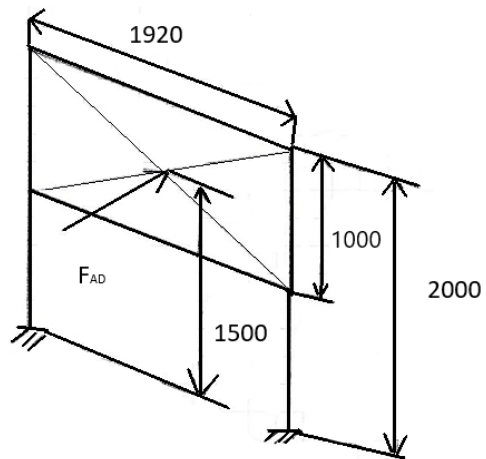
Napjatost v konstrukci

Sloupek konstrukce (1):

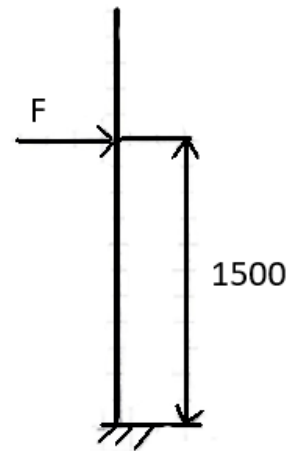
Zatížení od poryvu větru s uvažováním nesymetrického rozložení síly:

$$F = \frac{2}{3} \cdot F_v = \frac{2}{3} \cdot 1323 = 882 \text{ N}$$





Obrázek 4: Schéma zatížení konstrukce – iso pohled



Obrázek 5: Schéma zatížení konstrukce – bokorys

Dominantní způsob namáhání sloupku konstrukce (1) je v tomto případě ohyb. Maximální hodnoty ohybového napětí je dosaženo v místě vetknutí.

2.2 Velikost max. ohybového napětí:

$$\sigma_{01} = \frac{M_o}{W_o} = \frac{F \cdot l_F}{W_o} = \frac{882 \cdot 1\,500}{23\,500} = 56,3 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

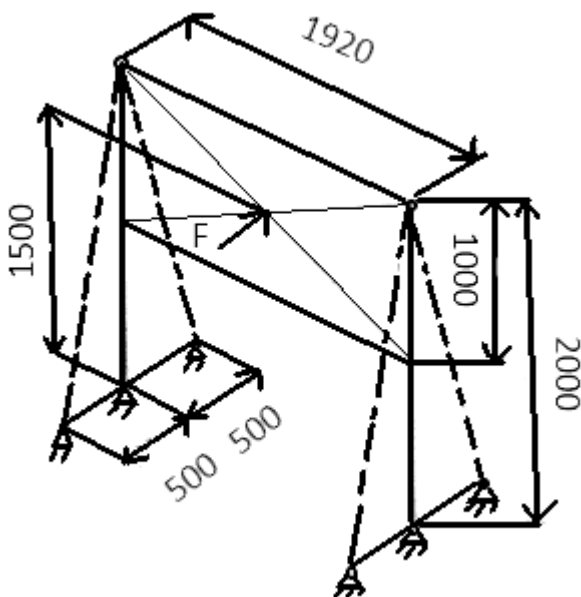
l_F – délka ramene ohybu: 1500 mm

W_o – modul průřezu v ohybu: 23500 mm³ ref. [1] ITEM

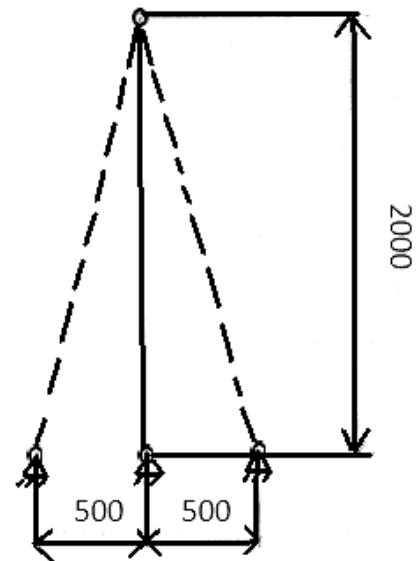
$$R_F = \frac{\sigma_{01} \text{dov}}{\sigma_{01}} = \frac{195}{56,3} = 3,46 [-]$$

Výsledný součinitel $R_F = 3,46$ ukazuje, kolikanásobně by musela být překročena hodnota maximálního provozního zatížení, aby došlo k selhání konstrukce.

3 Nosná konstrukce verze (2) s podpůrnými lankami

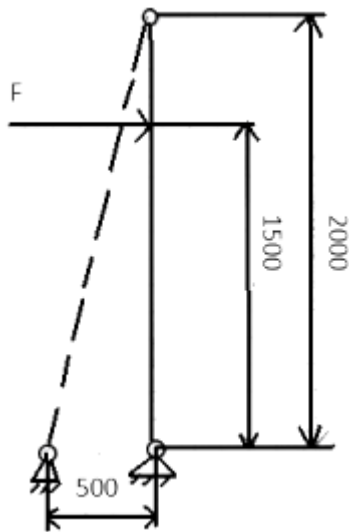


Obrázek 6: Schéma zatížení modulu

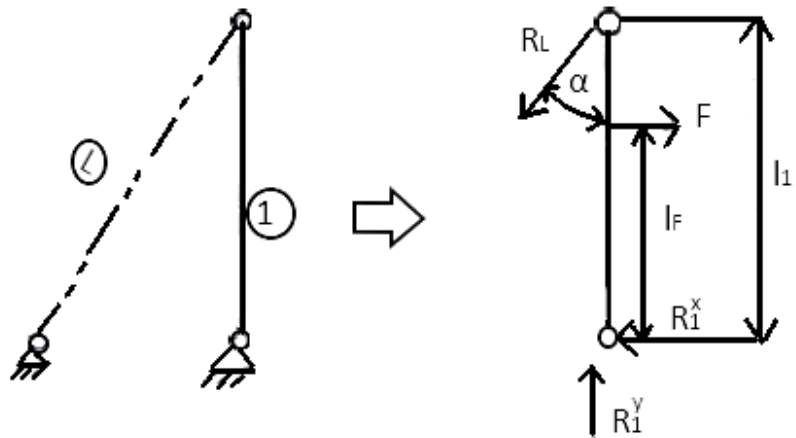


Obrázek 7: Schéma zatížení modulu – bokorys

3.1 Zatížení konstrukce verze (2)



Obrázek 8: Silové schéma



Obrázek 9: Silové schéma – rozklad sil

Rovnice silové rovnováhy

$$\sum_1^X : F - R_1^x - \sin(\alpha)R_L$$

$$\sum_1^M : R_1^x \cdot l_1 - F \cdot l_F$$

Z rovnice momentové rovnováhy k bodu uchycení lanka ke sloupku vyplývá: Reakce v uložení sloupku ve vodorovném směru X:

$$R_1^x = F \cdot \frac{l_F}{l_1} = 882 \cdot \frac{1,5}{2} = 661,5 \text{ N}$$

Po dosazení do rovnice silové rovnováhy ve vodorovném směru X vyplývá tahová síla v lanku:

$$R_L = \frac{F_L - R_1^x}{\sin(\alpha)} = \frac{882 - 661,5}{\sin(14,0^\circ)} = 911,5 \text{ N}$$

Reakce v uchycení lanka v zemi ve svislém směru:

$$R_L^Y = \cos(14,0^\circ) \cdot R_L = \cos(14,0^\circ) \cdot 991,5 = 962 \text{ N}$$

3.2 Velikost maximálního dovoleného napětí

Maximální dovolené zatížení lanka je 600 kg ref. [4] což odpovídá síle 5886 N.

$$R_F = \frac{\sigma_{01}^{dov}}{\sigma_{01}} = \frac{5886}{911,5} = 6,5 [-]$$

Výsledný součinitel $R_F = 6,5$ ukazuje kolikanásobně by musela být překročena hodnota maximálního provozního zatížení, aby došlo k přetržení lanka.

Svislá složka síly R_L^Y působící na zavrtávací kotvu uchycující lanko směřuje směrem vzhůru a snaží se tak kotvu ze země vytáhnout silou 962 N.

Svislá složka síly R_1^Y působící do zemního vrutu uchycujícího sloupek směřuje směrem dolů, a tudíž se snaží vrut zatlačit do země.

4 Závěr

4.1 Verze (1)

Z výsledků zatížení konstrukce verze (1) vyplývá, že sloupek konstrukce odolá zatížení modulu poryvem větru odpovídajícím silné vichřici s bezpečností 3,46 [-].

4.2 Verze (2)

Z výsledků zatížení konstrukce verze (2) vyplývá, že podpurná lanka odolají zatížení s bezpečností 6,5 [-].

[1] <https://www.item24.com/en-de/profile-12-60x60-natural-111/>

[2] https://www.in-pocasi.cz/archiv/praha_libus/?typ=vitr

[3] <http://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/TM240/Marchi/Bibliografia/Hoerner.pdf>

[4] https://eshop.oslavan.cz/gpak4-lanko-4mm5m?fbclid=IwAR0cH8PHwp60XFvQwKW1sZrwdXIUw87hzahh07HW66eM-WJzv9C_3DN-AfU