



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

# **Saulės elektrinių efektyvumo didinimo tyrimas**

Baigiamasis magistro projektas

---

**Egidijus Tavoras**

Projekto autorius

**Prof. Robertas Lukočius**

Vadovas

---

**Kaunas, 2023**



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

## **Saulės elektrinių efektyvumo didinimo tyrimas**

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

---

**Egidijus Tavoras**

Projekto autorius

**Prof. Robertas Lukočius**

Vadovas

**Lekt. Miglė Kriuglaitė**

Recenzentė

---

**Kaunas, 2023**



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

Egidijus Tavoras

## **Saulės elektrinių efektyvumo didinimo tyrimas**

Akademinio sąžiningumo deklaracija

Patvirtinu, kad:

1. baigiamąjį projektą parengiau savarankiškai ir sąžiningai, nepažeisdama(s) kitų asmenų autoriaus ar kitų teisių, laikydamasi(s) Lietuvos Respublikos autorių teisių ir gretutinių teisių įstatymo nuostatų, Kauno technologijos universiteto (toliau – Universitetas) intelektinės nuosavybės valdymo ir perdavimo nuostatų bei Universiteto akademinės etikos kodekse nustatytų etikos reikalavimų;
2. baigiamajame projekte visi pateikti duomenys ir tyrimų rezultatai yra teisingi ir gauti teisėtai, nei viena šio projekto dalis nėra plagijuota nuo jokių spausdintinių ar elektroninių šaltinių, visos baigiamojo projekto tekste pateiktos citatos ir nuorodos yra nurodytos literatūros sąrašė;
3. įstatymų nenumatytų piniginių sumų už baigiamąjį projektą ar jo dalis niekam nesu mokėjęs (-usi);
4. suprantu, kad išaiškėjus nesąžiningumo ar kitų asmenų teisių pažeidimo faktui, man bus taikomos akademinės nuobaudos pagal Universitete galiojančią tvarką ir būsiu pašalinta(s) iš Universiteto, o baigiamasis projektas gali būti pateiktas Akademinės etikos ir procedūrų kontrolieriaus tarnybai nagrinėjant galimą akademinės etikos pažeidimą.

Egidijus Tavoras

*Patvirtinta elektroniniu būdu*

Tavoras, Egidijus. Saulės elektrinių efektyvumo didinimo tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas prof. dr. Robertas Lukočius; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

Studijų kryptis ir sritis (studijų krypčių grupė): studijų kryptis – elektros inžinerija, studijų krypčių grupė – inžinerijos mokslai.

Reikšminiai žodžiai: elektra, saulės elektrinė, efektyvumas.

Kaunas, 2023. 61 p.

### **Santrauka**

Baigiamojo magistro darbo metu atliktas saulės elektrinių efektyvumo tyrimas. Tyrimo objektas – hipotetinė 994,5 kW saulės elektrinė, projektuojama Kauno rajone.

Teorinėje dalyje apžvelgta fotovoltinė sistema ir jos sandara, kiekvieno sistemos įrenginio paskirtis bei pagrindinės sąvybės.

Tyrimo metu atliktos simuliacijos keturioms sistemoms – monokristalinių modulių be ir su optimizatoriais bei dvipusių modulių be ir su optimizatoriais. Išanalizuotas apšvietos pokyčio į modulių pasvirimo kampą pasikeitimas, optinių nuostolių įtaka bei apšvietos į paviršių padidėjimas dvipusiams moduliams. Įvertinti efektyviausi parametrai (kampas, azimutas, atstumas tarp modulių eilių) visoms keturioms sistemoms, taip pat nustatytos koreliacijos tarp optimizuotų ir neoptimizuotų sistemų. Išanalizuota atstumo tarp modulių eilių įtaka generacijai skirtingoms sistemoms, taip pat keitiklių ir modulių suminių galių santykio koreliacija generacijai. Gauti duomenys susiteminti bei parengtas įrankis, gebantis iš surinktų duomenų preliminariai nustatyti sistemų atsiperkamumą bei ekonomiškai efektyviausią sistemą.



Tavoras, Egidijus. Investigation of Increasing Efficiency of Solar Power Plants. Master's Final Degree Project / supervisor prof. dr. Robertas Lukočius; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

Study field and area (study field group): study field - electrical engineering, study field area - engineering science.

Keywords: electricity, solar power plant, efficiency.

Kaunas, 2023. 61 p.

### **Summary**

During the study, simulations were performed for four systems - monocrystalline panels both without and with optimizers, double-sided panels both without and with optimizers. The change of irradiance to the tilt angle of the panels, the influence of optical losses and the increase of irradiance to the surface for two-sided modules were analyzed. The most effective parameters (angle, azimuth, distance between rows of modules) were evaluated for all four sites, and correlations between optimized and non-optimized systems were also determined. The influence of the distance between rows of panels on the generation for all four systems were analyzed, as well as the correlation of the ratio of the total power of the inverters and panels to the generation. The obtained data were summarized and a tool was prepared, capable of preliminarily determining the profitability of the systems and the most economically efficient system from the collected data.

## Turinys

<b>Lentelių sąrašas .....</b>	<b>8</b>
<b>Paveikslų sąrašas .....</b>	<b>9</b>
<b>1. Teorinė dalis.....</b>	<b>14</b>
<b>1.1. Fotovoltinė sistema .....</b>	<b>14</b>
<b>1.2. Fotovoltinis efektas.....</b>	<b>14</b>
<b>1.3. Fotovoltiniai moduliai .....</b>	<b>15</b>
1.3.1. Monokristaliniai moduliai .....	15
1.3.2. Polikristaliniai moduliai .....	15
1.3.3. Amorfinio silicio moduliai .....	16
1.3.4. Dvipusiai fotovoltiniai moduliai.....	17
1.3.5. Perovskito fotovoltiniai moduliai.....	17
<b>1.4. Tinklo keitikliai.....</b>	<b>18</b>
1.4.1. Paprastas tinklo keitiklis.....	19
1.4.2. Mikro keitikliai.....	19
1.4.3. Centriniai keitikliai.....	19
1.4.4. Su transformatoriais kombinuojami keitikliai.....	20
<b>1.5. Optimizatoriai.....</b>	<b>20</b>
1.5.1. Sistemos veikimas esant šešėliui, kai moduliai neturi apėjimo diodų.....	20
1.5.2. Sistemos veikimas esant šešėliui, kai moduliai turi apėjimo diodus.....	22
<b>1.6. Konstrukcijos.....</b>	<b>24</b>
<b>2. Tyrimo tikslas ir planas .....</b>	<b>25</b>
<b>3. Tyrimas.....</b>	<b>26</b>
<b>3.1. Kampo, azimuto ir atstumo tarp eilių koreliacija.....</b>	<b>26</b>
3.1.1. Simuliacijoje naudojamos prielaidos.....	26
3.1.2. Gauti rezultatai. Apšvieta į modulių pasvirimo kampą.....	26
3.1.3. Gauti rezultatai. Apšvieta į modulių pasvirimo kampą įvertinus optinius nuostolius.....	29
3.1.4. Gauti rezultatai. Elektros energija, atiduodama į tinklą .....	32
<b>3.2. Atstumo tarp modulių eilių įtakos generacijai analizė .....</b>	<b>39</b>
<b>3.3. Keitiklių perkrovos įtaka saulės elektrinių generacijai .....</b>	<b>43</b>
3.3.1. Monokristaliniai moduliai. Vakarai.....	43
3.3.2. Monokristaliniai moduliai. Pietvakariai .....	44
3.3.3. Monokristaliniai moduliai. Pietūs .....	45
3.3.4. Monokristaliniai moduliai. Pietryčiai.....	46
3.3.5. Monokristaliniai moduliai. Rytai.....	47
<b>3.4. Ekonominė analizė.....</b>	<b>48</b>
3.4.1. Parengtas įrankis ir jo veikimo analizė.....	48
3.4.2. Įrankio validacija. Monokristaliniai moduliai .....	50
3.4.3. Įrankio validacija. Monokristaliniai moduliai su optimizatoriais.....	52
3.4.4. Įrankio validacija. Dvipusiai moduliai .....	53
3.4.5. Įrankio validacija. Dvipusiai moduliai su optimizatoriais.....	55
<b>Išvados .....</b>	<b>57</b>
<b>Literatūros sąrašas .....</b>	<b>58</b>

<b>Priedai.....</b>	<b>61</b>
1 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO1“; .....	61
2 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO2“; .....	61
3 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO+OPTI1“; .....	61
4 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO+OPTI2“; .....	61
5 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF1“; .....	61
6 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF2“; .....	61
7 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF+OPTI1“; .....	61
8 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF+OPTI2“ . .....	61

## Lentelių sąrašas

1.1 lentelė. Stokholmo FV elektrinės generacijos tyrimas .....	24
3.1 lentelė. Simuliacijoje naudojamos prielaidos .....	26
3.2 lentelė. „E_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus $0^{\circ}$ .....	33
3.3 lentelė. „E_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus $-45^{\circ}$ .....	34
3.4 lentelė. „E_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus $-90^{\circ}$ .....	35
3.5 lentelė. „E_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus $45^{\circ}$ .....	37
3.6 lentelė. „E_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus $90^{\circ}$ .....	38
3.7 lentelė. Vidutinių „E_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų .....	39
3.8 lentelė. Maksimalios skirtingų sistemų generacijos .....	39
3.9 lentelė. Simuliacijoje naudojamos prielaidos .....	43
3.10 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos vakarų kryptiai .....	44
3.11 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos pietvakarių kryptiai .....	45
3.12 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos pietų kryptiai .....	46
3.13 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos pietryčių kryptiai .....	47
3.14 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos rytų kryptiai .....	48
3.15 lentelė. Skirtingų galių FV sistemų eksploatacijos kaštai per 1 kW .....	50
3.16 lentelė. Monokristalinių sistemų įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas .....	52
3.17 lentelė. Monokristalinių sistemų su optimizatoriais įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas .....	53
3.18 lentelė. Dvipusių sistemų įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas .....	55
3.19 lentelė. Dvipusių sistemų įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas .....	56

## Paveikslų sąrašas

1.1 pav. Principinė blokinė 10 kW galios „On Grid“ elektrinės schema .....	14
1.2. pav. Fotovoltinio efekto schema .....	15
1.3 pav. Monokristalinių ir polikristalinių modulių vizualinis palyginimas. ....	16
1.4 pav. Amorfinis silicio elementas .....	16
1.5 pav. Dvipusiai FV moduliai, sumontuoti su sekimo sistema .....	17
1.6 pav. Perovskito FV modulio struktūra .....	18
1.7 pav. Paprasto 3 fazių tinklo keitiklio schema.....	18
1.8 pav. Keitiklių jungimo pavyzdžiai.....	20
1.9 pav. Sistemos veikimo palyginimas su optimizatoriais ir be jų (sistema be apėjimo diodų).....	21
1.10 pav. Sistemos veikimo palyginimas su optimizatoriais ir be jų (sistema su apėjimo diodais)..	22
1.11 pav. Pavyzdys, kaip sistema su apėjimo diodais reaguoja į šešėlį. ....	22
1.12 pav. Modulio, šešėliuojamo išilgai apačios, pavyzdys.....	23
1.13 pav. Antžeminių sistemų tipai .....	24
3.1 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus 0° (pietūs).....	27
3.2 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus -45° (pietvakariai).....	27
3.3 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus -90° (vakarai).....	27
3.4 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus 45° (pietryčiai).....	28
3.5 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus 90° (rytai).....	28
3.6 pav. „GlobInc“ verčių priklausomybės nuo azimuto ir posvyrio kampo .....	29
3.7 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus 0° (pietūs) .....	30
3.8 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus -45° (pietvakariai).....	30
3.9 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus -90° (vakarai).....	31
3.10 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus 45° (pietryčiai).....	31
3.11 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus 90° (rytai).....	32
3.12 pav. „E_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 0° (pietūs).....	33
3.13 pav. „E_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 0° (pietūs).....	33
3.14 pav. „E_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus -45° (pietvakariai) .....	34
3.15 pav. „E_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus -45° (pietvakariai) .....	34
3.16 pav. „E_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus -90° (vakarai) .....	35
3.17 pav. „E_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus -90° (vakarai) .....	35
3.18 pav. „E_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 45° (pietryčiai) .....	36

3.19 pav. „E_Grid“ vertės dvipusiems moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus $45^\circ$ (pietryčiai) .....	37
3.20 pav. „E_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus $90^\circ$ (rytai) .....	38
3.21 pav. „E_Grid“ vertės dvipusiems moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus $90^\circ$ (rytai) .....	38
3.22 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra $0^\circ$ .....	40
3.23 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra $-45^\circ$ .....	40
3.24 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra $-90^\circ$ .....	41
3.25 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra $45^\circ$ .....	42
3.26 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra $90^\circ$ .....	42
3.27 pav. Sukurto įrankio pagrindinio lango vaizdas .....	49
3.28 pav. Pirmosios monokristalinių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	51
3.29 pav. Antrosios monokristalinių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	51
3.30 pav. Pirmosios monokristalinių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	52
3.31 pav. Antrosios monokristalinių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	53
3.32 pav. Pirmosios dvipusių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	54
3.33 pav. Antrosios dvipusių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	54
3.34 pav. Pirmosios dvipusių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	55
3.35 pav. Antrosios dvipusių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai .....	56

## Santrumpų ir terminų sąrašas

### Santrumpos:

FV – fotovoltinis;

DC – nuolatinė srovė;

AC – kintama srovė;

STC – standartinės testavimo sąlygos (angl. standard test conditions);

LID – šviesos sukelta degradacija (angl. light induced degradation);

„GlobInc“ – apšvieta į modulių pasvirimo kampą (angl. incident global radiation);

„GlobEff“ – apšvieta, įvertinus optinius nuostolius (angl. "Effective" global, after all optical losses);

„E\_Grid“ – energija, atiduota į tinklą (angl. Energy injected into the grid);

## Įvadas

Istoriniais duomenimis, visame pasaulyje 1990 metais buvo suvartota apie 10000 TWh elektros energijos, kai 2020 metais suvartojimas jau siekė daugiau nei 21000 TWh [1]. 2050 metais, remiantis Europos sąjungos žaliojo kurso direktyvomis turėtumėm gaminti 100 % elektros energijos iš atsinaujinančių šaltinių Europoje, tuometinis prognozuojamas elektros energijos poreikis pasaulyje sieks apie 42000 TWh [2].

Norint patenkinti šį poreikį, būtina sąlyga yra maksimaliai neutralizuoti šiltnamio efektą sukeliančių dujų (toliau – ŠESD) šaltinius. Šiuo metu elektros energijos gamybos pramonė yra atsakinga už 30% visų į aplinką išmetamų ŠESD [3].

Šiam tikslui pasiekti sparčiai populiarėja atsinaujinančios energijos šaltiniai. 2020 metais 29 % visos pagamintos elektros energijos pasaulyje sudarė žaliųjų technologijų gaminama energija, tarp kurių – 3,3 % sudarė saulės energetika [4, 5].

Dar nuo pirmųjų sukurtų fotovoltinių elementų 1953 metais Belo laboratorijoje, kurių efektyvumas siekė tik 6 %, mokslininkai šioje technologijoje išvelgė perspektyvą. Šiuo metu maksimalus išgautas fotovoltinio (toliau – FV) elemento efektyvumas siekia 44,5 %, nors plačiai praktikoje naudojamų panelių maksimalus efektyvumas siekia 22,8 % [6].

Tačiau FV modulio efektyvumas dar nėra viskas. Svarbus yra visos FV sistemos, susidedančios iš daugybės elementų, efektyvumas.

Darbo aktualumą lemia tai, jog pastaruosiu metu FV sistemų yra diegiama vis daugiau. Norint pasiekti maksimalią naudą, reikalingas kompleksiškas požiūris į problemą bei kuo didesnio kiekio aspektų, tokių kaip įrangos efektyvumo didinimas ar atsiperkamumo laikotarpis, vertinimas. Keliant sistemų efektyvumą, galima sutaupyti ne tik ekonomiškai, tačiau ir socialiai, pavyzdžiui, mažindami žemės plotą, reikalingą išgauti norimą elektros energijos kiekį.

Šio baigiamojo **magistrinio darbo tikslas** – ištirti modernias FV elektrinių efektyvumo gerinimo priemones ir įvertinti jų poveikį ekonomiškumui.

### **Darbo uždaviniai:**

1. Apžvelgti saulės elektrinių darbo efektyvumą lemiančius faktorius;
2. Išanalizuoti technologijas ir priemones, leidžiančias padidinti saulės elektrinių darbo efektyvumą;
3. Atlikti simuliacijas „PVsyst“ programinės įrangos paketu, įvertinant apšvietą į modulių pasvirimo kampą;
4. Atlikti simuliacijas „PVsyst“ programinės įrangos paketu, įvertinant apšvietą į modulių pasvirimo kampą įvertinus visus optinius nuostolius;
5. Atlikti simuliacijas „PVsyst“ programinės įrangos paketu, įvertinant galutinę, į tinklą atiduodamą elektros kiekį po visų nuostolių;
6. Įvertinti atstumo tarp modulių eilių įtaką FV sistemų generacijai;
7. Nustatyti keitiklių perkrovos įtaką saulės elektrinių generacijai;
8. Sukurti įrankį, sugebantį preliminariai apskaičiuoti FV sistemos generaciją pagal užduotus pagrindinius parametrus ir įvertinti šios sistemos ekonomiškumą.



Šį darbą sudaro:

- įvadas;
- teorinė apžvalga;
- tiriamoji dalis, kurioje „PVsyst“ programine įranga atliekamas tyrimas, siekiant įvertinti toliau aprašomas FV sistemų efektyvinimo prielaidas;
- ekonominis gautų rezultatų įvertinimas;
- išvados.

## 1. Teorinė dalis

### 1.1. Fotovoltinė sistema

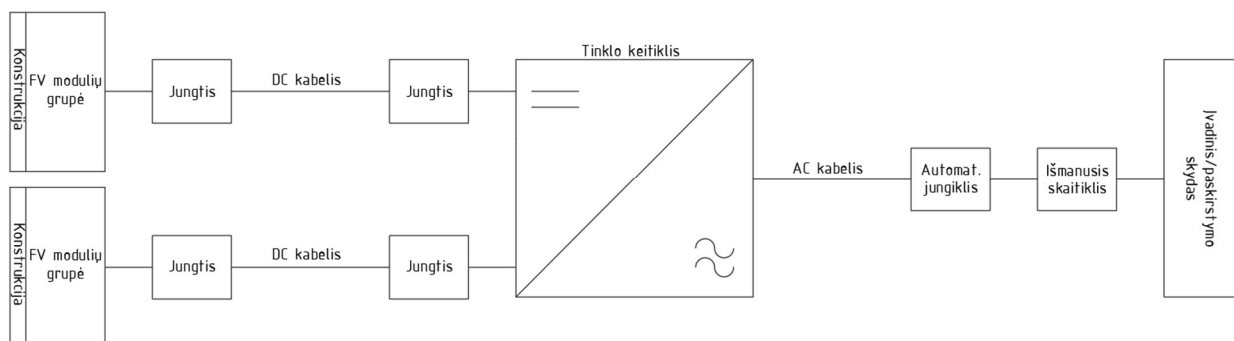
FV sistema – tai visuma įrenginių, kurių tikslas – paversti saulės tiekiamą energiją elektros energija naudojant fotovoltinį efektą [7, 8].

Priešingai vyraujančiai visuomenės nuomonei, jog FV sistema – tai FV moduliai bei keitiklis, ją sudaro daugybė vienas kitą papildančių komponentų. Kiekvienas iš jų yra svarbus, nes dėl netinkamo bet kurio komponento parinkimo gali nukentėti visa sistema.

Standartinę FV sistemą sudaro šie elementai:

- modulių montavimo konstrukcija;
- FV moduliai;
- modulių jungtys (pvz. MC4);
- nuolatinės srovės (toliau – DC) kabeliai;
- tinklo keitikliai;
- kintamos srovės (toliau – AC) kabeliai;
- įžeminimas, viršįtampių apsaugos, automatiniai jungikliai, saugikliai, kirtikliai (naudojami pagal situaciją);
- išmanusis skaitiklis (pagal poreikį);
- jei turime didelės galios FV sistemą, gali būti naudojami transformatoriai su visa papildoma įranga.

Pavyzdinė principinė standartinės 10 kW galios „On Grid“ FV sistemos schema pateikiama 1.1 paveikslėlyje.



1.1 pav. Principinė blokinė 10 kW galios „On Grid“ elektrinės schema

### 1.2. Fotovoltinis efektas

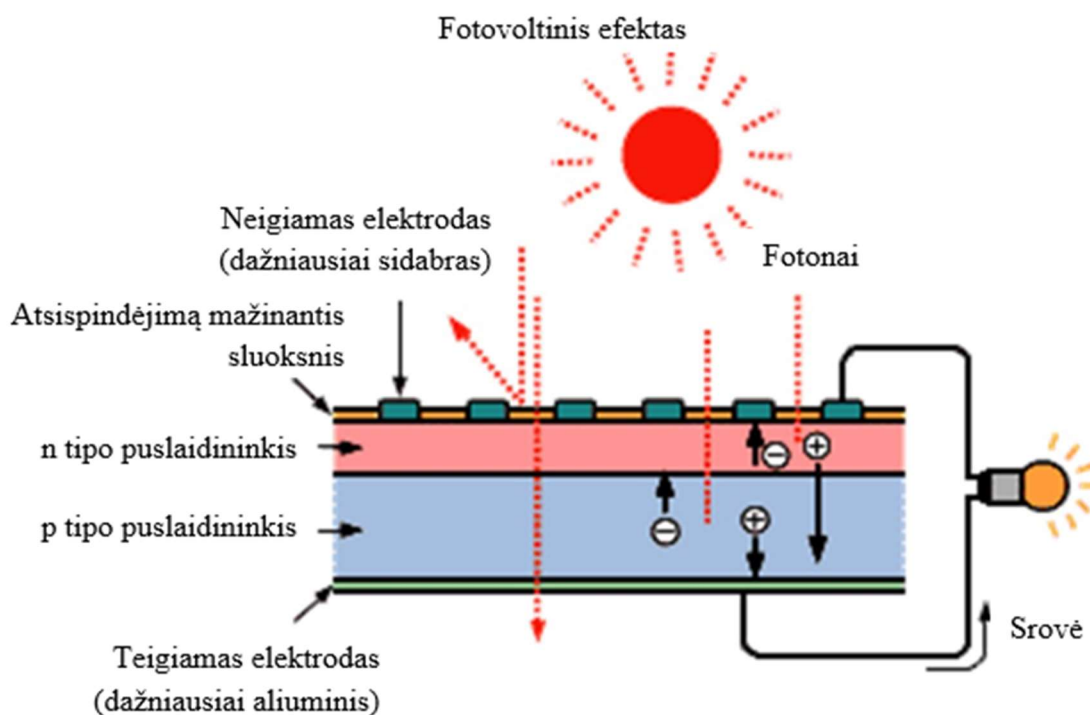
FV modulių veikimo principas pagrįstas 1839 metais prancūzų fiziko Edmondo Bekrelio (Edmond Becquerel) atrastu FV efektu.

Šis efektas veikia sujungus du (n tipo ir p tipo) iš silicio sudarytus puslaidininkius su skirtingomis priemonėmis. N tipo puslaidininkis turi būti maišomas su elementu, kuris padėtų šiam silicio sluoksniui padidinti turimą elektronų kiekį (pavyzdžiui fosforu). Taip šis sluoksnis tampa neigiamu,

turinčiu daugiau elektronų . P tipo puslaidininkis maišomas su elementu (pavyzdžiui boru), kuris padėtų šiam silicio sluoksniui tapti teigiamu, t.y. turinčiu daugiau skylių nei vien tik silicis [6, 8].

Turėdami n tipo bei p tipo silicio sluoksnius juos apjungiame per pn sandūros sluoksnį. Saulės sugeneruotas fotonas p ir n sluoksniuose atitinkamai padidina skylių ir elektronų kiekį, dėl ko ties pn sandūra susidaro potencialų skirtumas, iš n sluoksnio išoriniu laidininku (per apkrovą) perduodamas elektronus, kurių kryptingas judėjimas ir yra elektros energija.

Šio proceso schema pavaizduota 1.2 paveikslėlyje.



1.2. pav. Fotovoltinio efekto schema [9]

### 1.3. Fotovoltiniai moduliai

#### 1.3.1. Monokristaliniai moduliai

Monokristaliniai FV moduliai – tai tokie moduliai, kurių celės yra išlietos iš vientiso silicio bloko. Iš šio bloko yra išpjaustomos plonos silicio plokštelės. Lyginant šiuos modulius su taip pat dažnai naudojama polikristalinių modulių technologija, didžiausias šių modulių privalumas yra didesnis efektyvumas. Šiuo metu išgautas maksimalus šio tipo panelių efektyvumas – 26,7 % [10]. Plačiai rinkoje naudojamų modulių maksimalus išgautas efektyvumas yra 22,8 % [11].

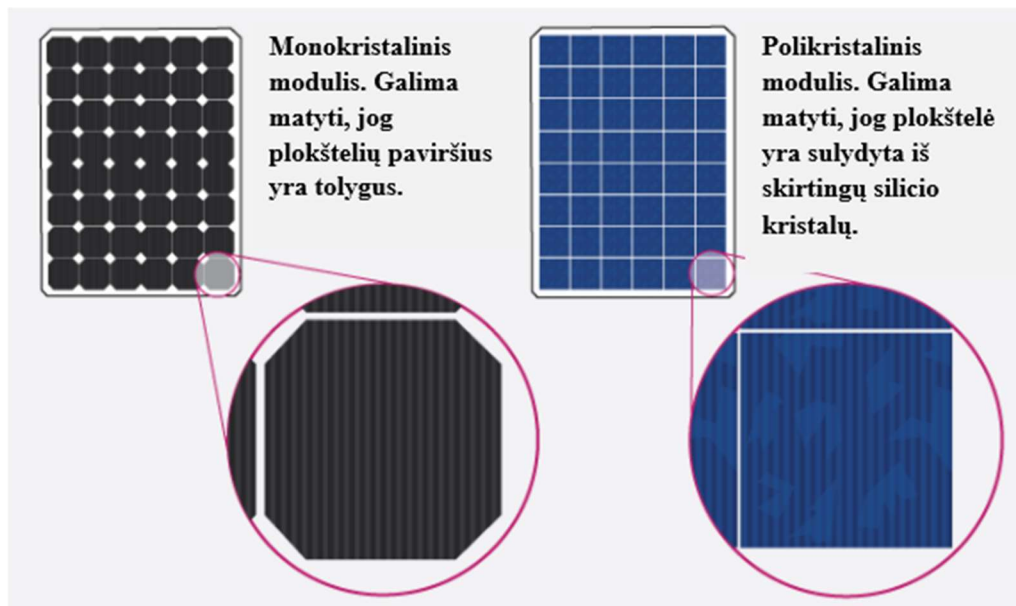
Kadangi šio tipo modulių gamybai reikia sudėtingesnės ir brangesnės silicio apdirbimo technologijos, natūralu, jog šio tipo FV modulių kaina yra vidutiniškai 27 % didesnė [12].

#### 1.3.2. Polikristaliniai moduliai

Polikristaliniai FV moduliai – tai tokie moduliai, kurių celės, priešingai nei monokristalinių modulių atveju, yra išpjaustytos iš silicio bloko, kuris yra sulydomas iš skirtingų silicio kristalų. Kadangi sulydant skirtingus kristalus blokas tampa netolygus, šių celių efektyvumas yra mažesnis.

Maksimalus praktiškai išgautas šios technologijos modulių efektyvumas siekia 22,3 % [11], o rinkoje esančių modulių – 17,1 %.

Šios technologijos modulių gamyba reikalauja pigesnio silicio apdirbimo, todėl šių modulių kaina yra mažesnė. 1.3 paveikslėlyje pateikiamas monokristalinių bei polikristalinių modulių vizualinis palyginimas.



1.3 pav. Monokristalinių ir polikristalinių modulių vizualinis palyginimas. Praktikoje, juos atskirti labai paprasta vien dėl spalvos. Monokristaliniai moduliai visada būna gerokai tamsesni (juodi arba tamsiai mėlyni) nei polikristaliniai (mėlyni) [13]

### 1.3.3. Amorfinio silicio moduliai

Šių modulių technologija yra kardinaliai kitokia. Jie gaminami ploną amorfinio silicio sluoksnį išliejant ant norimo paviršiaus. Puikus tokio tipo celių pavyzdys – skaičiuotuvai su amorfinio silicio FV elementu (žr. 1.4 pav.).

Šio tipo elementai yra pigiausi, tačiau reikia paminėti, kad jie ir ne tokie efektyvūs. Standartiškai šio tipo elementų efektyvumas siekia 8-9 %.

Šio tipo celių privalumai – mažas svoris, puikios terminės savybės, dėl ko šio tipo celės puikiai skaido šilumą, bei iki 20 % efektyvesnis veikimas be tiesioginės apšvietos (pavyzdžiui debesuoto oro sąlygomis).



1.4 pav. Amorfinis silicio elementas [14]

### 1.3.4. Dvipusiai fotovoltiniai moduliai

Dvipusiai FV moduliai – tai moduliai, kurių pagrindinis privalumas lyginant su kitomis technologijomis yra galimybė apdoroti fotonus iš abiejų modulio pusių. Šio tipo moduliai yra įlaminuojami tarp dviejų stiklo plokščių, paliekant papildomą pralaidumą šviesos spinduliams kiaurai pereiti stiklą ir atsispindėti nuo paviršiaus į apatinę modulio pusę.

Šiems moduliams reikia sudėtingesnės montavimo konstrukcijos, tačiau jų potenciali elektros gavyba yra net 10 - 20 % didesnė nei monokristalinių modulių.

Kainos skirtumas lyginant pačius modulius nėra didelis, tačiau būtina įvertinti tai, jog dvipusiams FV moduliams reikia specialios konstrukcijos, iš antros modulio pusės neblokuojančios atspindžio. Paminėtina tai, kad taip pat dažniausiai klojamas šviesus paviršius (didinant reflektuojamų fotonų kiekį), o tai papildomai padidina bendros sistemos kainą. (žr. 1.5 pav.).



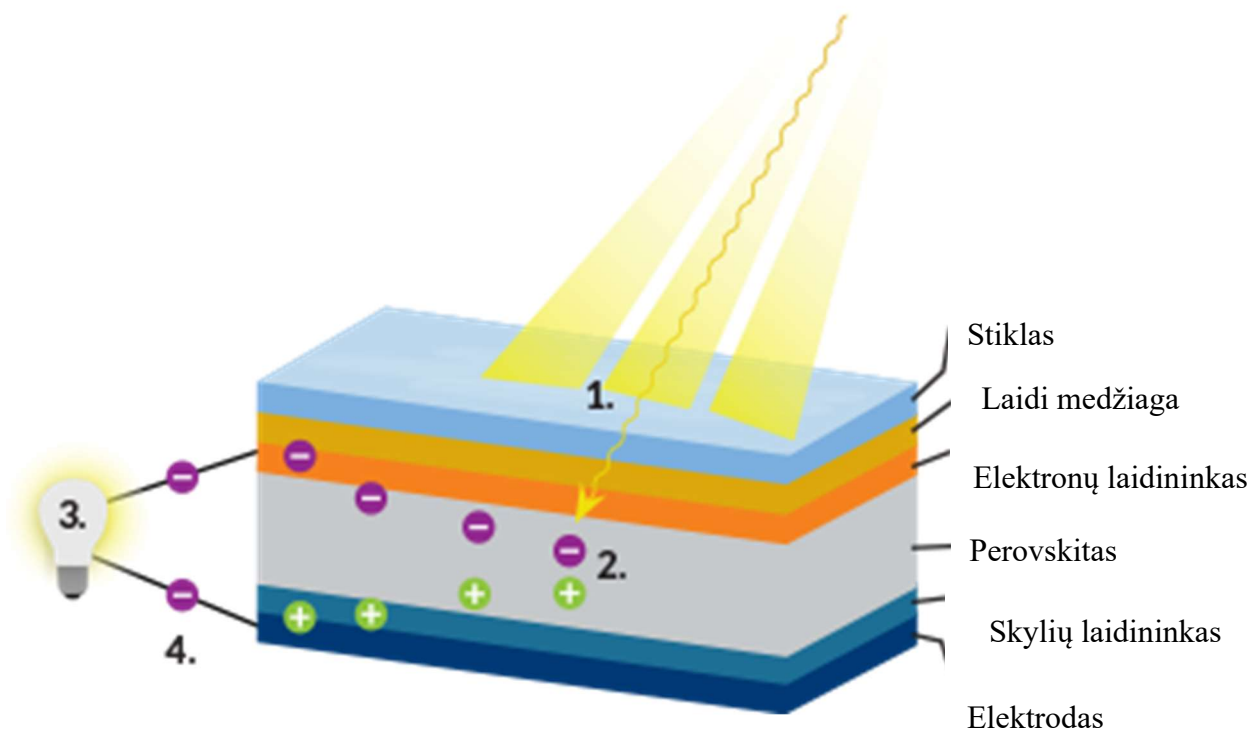
1.5 pav. Dvipusiai FV moduliai, sumontuoti su sekimo sistema [15]

### 1.3.5. Perovskito fotovoltiniai moduliai

Perovskito FV moduliai kardinaliai skiriasi silicio technologijos moduliams. Perovskito sluoksnis naudojamas fotonams sugauti (n tipo laidininke) vietoje silicio su priemaišomis. Šie moduliai naudoja organinio/neorganinio švino arba alavo sluoksnius n laidininkui, kurių struktūra turi būti identiška mineralo perovskito struktūrai [16]. 1.6 paveikslėlyje pateikiamas perovskito FV modulio veikimo principas (žr. 1.6 pav.).

Perovskito FV moduliai gali tapti technologija ateičiai dėl mažesnės pagaminimo kainos.

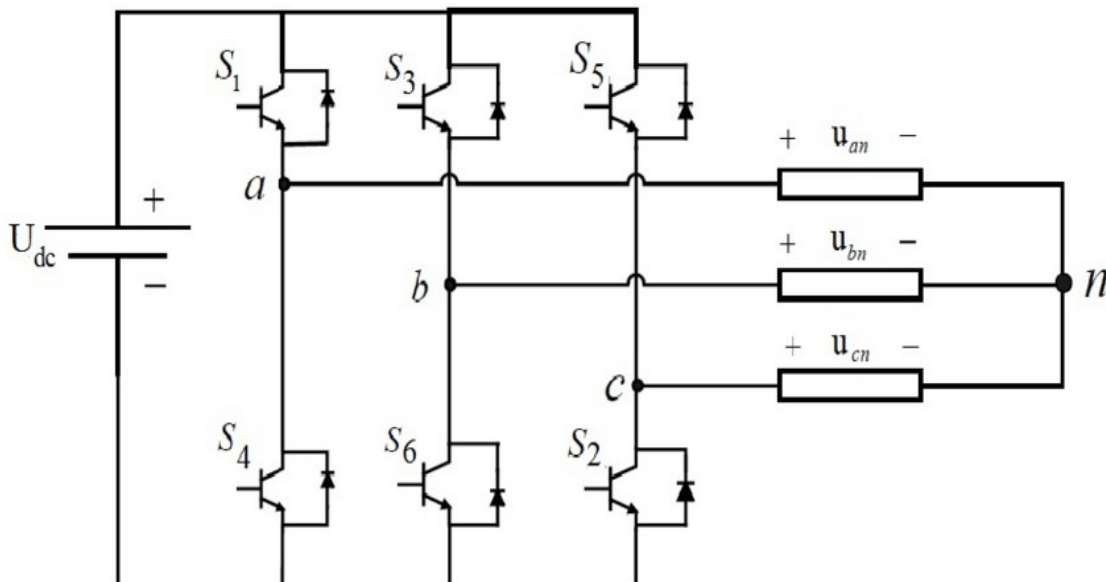
Maksimalus galimas perovskito FV modulių efektyvumas, kurį būtų galima pritaikyti masinėje gamyboje, yra 29,8 %.



1.6 pav. Perovskito FV modulio struktūra [17]

#### 1.4. Tinklo keitikliai

Tinklo keitiklis – FV sistemos dalis, konvertuojanti DC srovę į AC srovę. Tai išgaunama naudojant IGBT (izoliuotų vartų bipolinius tranzistorius), kurie, taikydami PWM (pulso pločio reguliavimas) technologiją vykdo pastovų išijungimą/išsijungimą ir taip generuoja sinusoidę. Paprasto tinklo keitiklio schema pateikiama 1.7 paveikslėlyje [18, 19, 20].



1.7 pav. Paprasto 3 fazių tinklo keitiklio schema.  $U_{dc}$  atitinka fotovoltinių modulių generuojamą DC srovę. S1-S6 yra IGBT tranzistoriai, kurie junginėdamiesi generuoja laiptuotą kreivę. Laiptuotą kreivę minimalizuoja PWM technologija bei įvairūs filtrai [18]



Tinklo keitiklių pagrindinės funkcijos yra:

- DC elektros srovę bei įtampą keisti į AC srovę bei įtampą;
- pritaikyti generuojamos energijos dažnį tinklo dažniui;
- suderinti įtampas taip, jog keitiklio išėjimo fazinės ir linijinės įtampos neviršytų leistinų tinklo operatoriaus verčių;
- nuolat komunikuoti su tinklu, stebėti tinklo parametrus ir juos redaguoti reikalui esant;
- nuolat ieškoti maksimalios galios taško arba taškų;
- saugoti vidaus bei išorės elektros tinklą pagal keitiklyje sumontuotas apsaugos sistemas, tokias kaip LVRT, HVRT (low/high voltage ride through – žemos/aukštos įtampos praleidimas – tai keitiklio apsaugos funkcija, sauganti keitiklį nuo atsijungimo kilus staigiam įtampos pasikeitimui tinkle. Tai reikalinga norint nesukelti dar didesnio įtampos pasikeitimo tinkle) ar reaktyviosios galios kompensavimas [21].

Praktikoje dažniausiai naudojami keturi keitiklių tipai – paprastas tinklo, mikro, centriniai ir su transformatoriais kombinuojami.

#### **1.4.1. Paprastas tinklo keitiklis**

Paprasti tinklo keitikliai dažniausiai būna jungiami tiesiogiai prie vartotojo elektros tinklo. Jų galios svyruoja nuo keitiklių, pritaikytų vienam moduliui, iki 250+ kW.

Keitikliuose, kurių galia yra iki 110 kW galios, dažniausiai DC įtampą konvertuojama į 400 V AC įtampą, dėl ko nėra reikalinga papildoma transformacija. Viršijus šią galią, keitiklių DC įtampa konvertuojama į 800 V AC įtampą, dėl ko sumažėja kabeliniai nuostoliai bei kabelių kiekis projekte (jei keitiklis verčia DC į 800 V AC, DC pusėje yra galima 1500 V įtampa vietoje 1000/1100 V, naudojamos su 400 V AC keitikliais), tačiau yra reikalinga papildoma transformacija į 400 V arba į vidutinę/aukštą tinklo įtampą norint elektrą atiduoti tinklo operatoriui.

#### **1.4.2. Mikro keitikliai**

Mikro keitikliai yra jungiami tiesiogiai į vartotojo elektros tinklą. Pagrindinis skirtumas nuo standartinio keitiklio yra tai, jog į kiekvieną mikro keitiklį jungiasi tik vienas ar keli FV moduliai tiesiogiai ir patys mikro inverteriai yra montuojami po moduliais. Pavyzdžiui nuo stogo nuleidžiami nebe DC kabeliai, kaip vyksta su paprastais tinklo keitikliais, bet AC kabeliai, kurie prijungiami į gamintojo vidaus elektros tinklo skydą.

Didžiausias šio tipo keitiklių privalumas yra modulių generacijos optimizavimas. Šiuo atveju, jei turime kliūtį, kuri neleidžia generuoti pilna savo galia kuriam nors moduliui, kiti moduliai sistemoje yra neribojami.

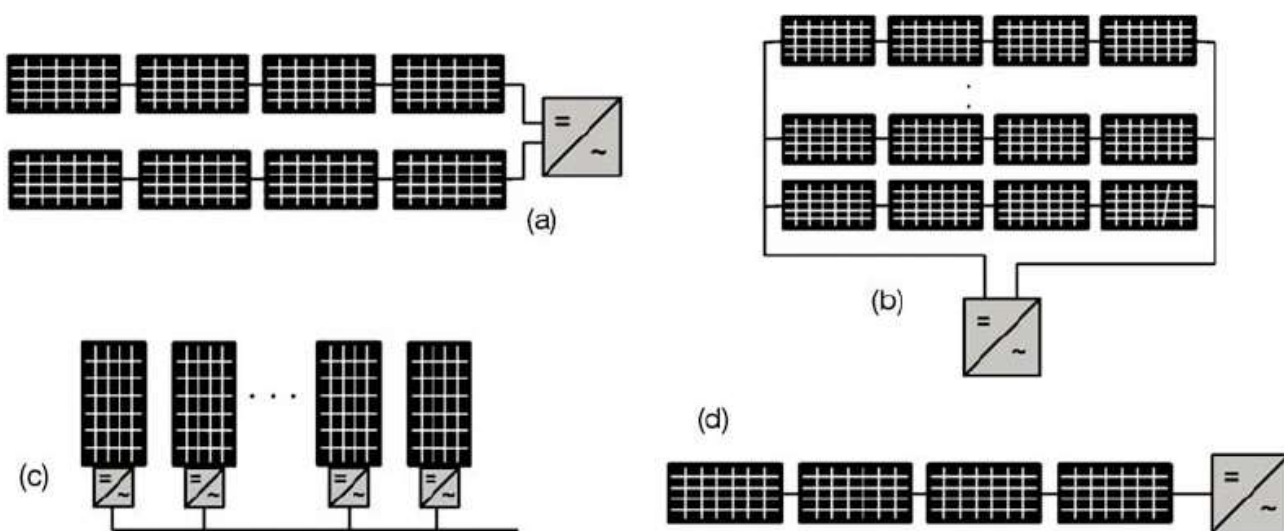
#### **1.4.3. Centriniai keitikliai**

Centriniai keitikliai – tai didelės galios keitikliai. Skirtumas nuo paprastų tinklo keitiklių yra toks, jog į šio tipo keitiklius moduliai jungiami labai didelėmis grupėmis lygiagrečiai, taip padidinant įėjimo srovę, bet išlaikant žemą įtampą.

Šio tipo keitiklių eksploatacija yra labai patogi, nes visa įranga yra vienoje vietoje. Tačiau kyla kita problema - sugedus daliai modulių ar kitų sistemos komponentų, išjungiamą visa elektrinė, todėl prarandamas didelis kiekis energijos.

#### 1.4.4. Su transformatoriais kombinuojami keitikliai

Su transformatoriais kombinuojami keitikliai yra naudojami dideliuose saulės elektrinių parkuose. Jų veikimo principas yra identiškas centrinių keitiklių veikimui. Pagrindinis skirtumas – tai, jog kartu viename rėme sumontuota ir vidutinės/aukštos įtampos transformatorių įranga.



1.8 pav. Keitiklių jungimo pavyzdžiai. A ir D schemos – paprastų tinklo keitiklių jungimas, B schema – centriniai arba kombinuoti su transformatoriais keitikliai, C schema – mikro keitikliai [22]

### 1.5. Optimizatoriai

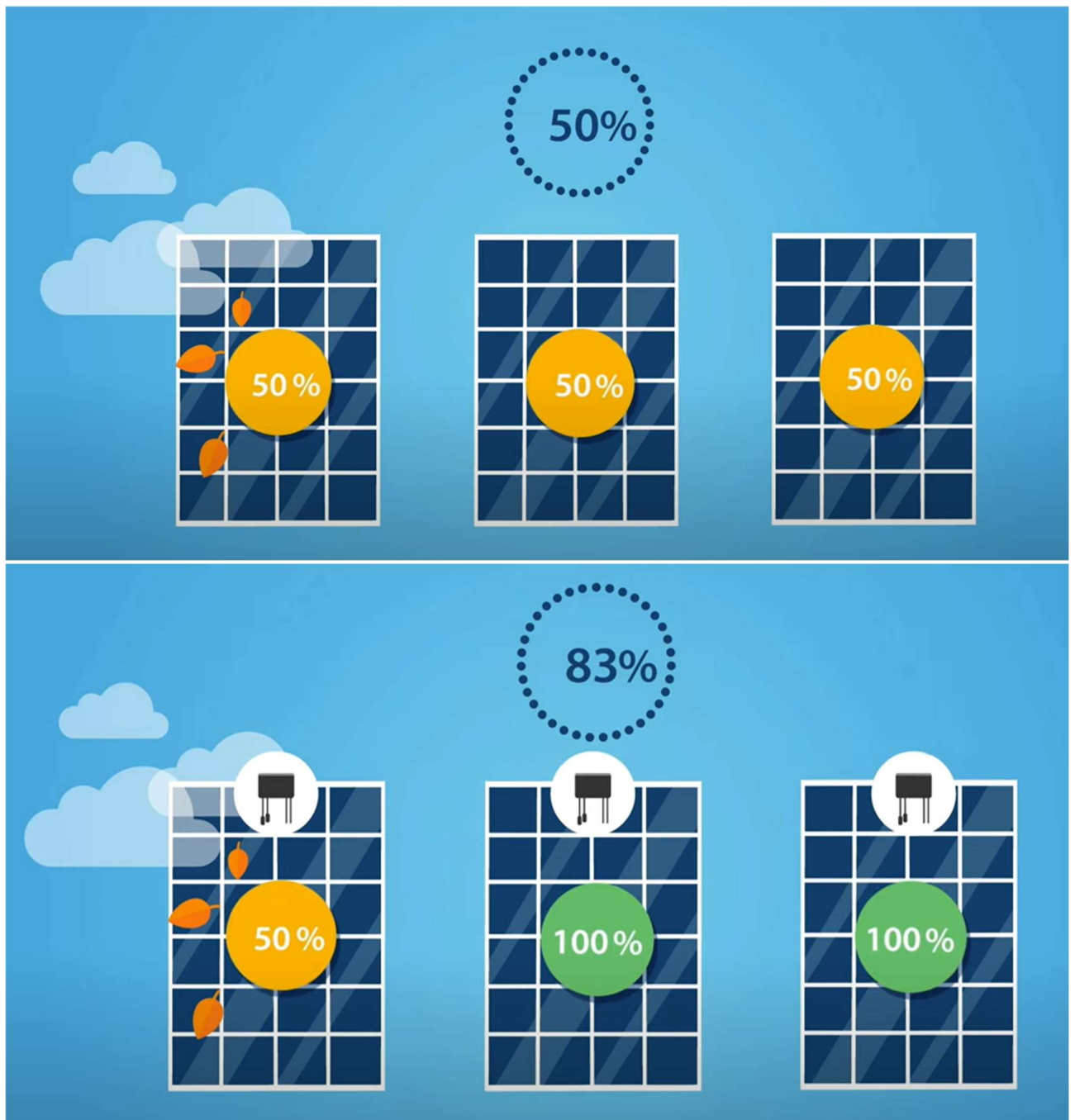
Optimizatorius – tai įrenginys, montuojamas prie modulių, veikiantis pagal maksimalios galios sekimo algoritmą. Pagrindinis skirtumas tarp šio prietaiso ir standartinių tinklo keitiklių yra tai, jog įprastoje sistemoje maksimalios galios sekimą vykdo keitiklio maksimalios galios sekikliai ir jie veikia visai modulių grandinei, sujungtai į sekiklį, kai optimizatorius maksimalios galios sekimą vykdo modulių lygmeniu [23, 24].

Optimizatoriai fotovoltinės sistemos veikimo metu stebi grandinės, prie kurios yra prijungti, srovę ir, kaip standartinis DC/DC konverteris, keisdami įtampą jie priderina modulio srovę prie maksimalios grandinės veikimo galios srovės. Taip kiekvienas modulis gali veikti maksimalia savo galia neįtakodamas kitų grandinės modulių veikimo dėl gedimo ar kitų priežasčių, galinčių pabloginti individualių modulių efektyvumą [25, 26].

#### 1.5.1. Sistemos veikimas esant šešėliui, kai moduliai neturi apėjimo diodų

1.9 pav. Pateikiamas sistemos be apėjimo diodo veikimo pavyzdys, kai sistema veikia be optimizatorių ir su optimizatoriais.





1.9 pav. Sistemos veikimo palyginimas su optimizatoriais ir be jų (sistema be apėjimo diodų)

Pirmas (viršuje) pavyzdys vertina sistemos darbą tada, kai sistema yra neoptimizuota.

Šiuo atveju matoma, jog vienam moduliui patiriant šešėliavimo efektą jo generacija krenta 50 %. Kadangi sistema nėra optimizuota, visos grandinės generacija krenta iki 50 % (kadangi grandinės srovė yra identiška, o įtampos sumuojasi, moduliai veikia prasčiausiai veikiančio modulio srove, kas, šiuo atveju, yra 50 % maksimalios).

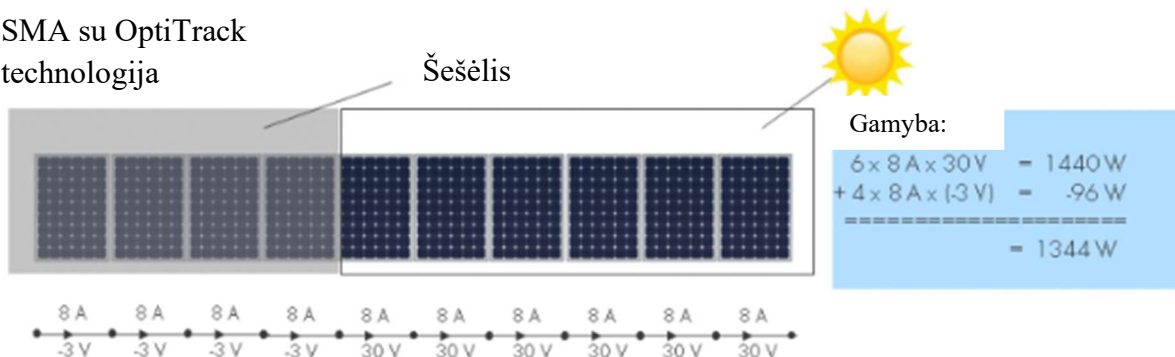
Antras pavyzdys (apačioje) įvertina optimizatorius. Šiuo atveju modulis su optimizatoriumi atlieka DC/DC konversiją bei, žemindamas įtampą, didina srovę, dėl ko neįtakoja kitų panelių veikimo. Šiuo atveju bendras sistemos efektyvumas siekia 83 %.

## 1.5.2. Sistemos veikimas esant šešėliui, kai moduliai turi apėjimo diodus

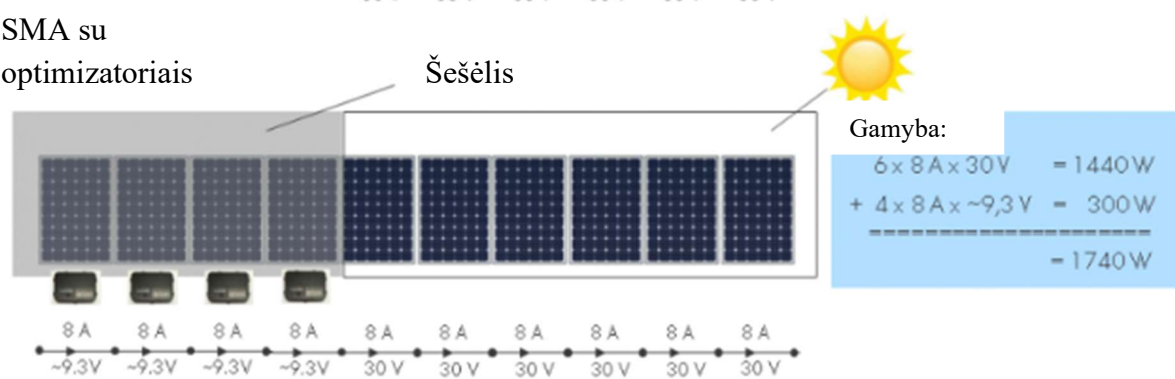
Panašus pavyzdys pateikiamas 1.10 paveikslėlyje, tik ši sistema susideda iš modulių, turinčių apėjimo diodus [28].

### Šešėliavimo scenarijai

SMA su OptiTrack technologija

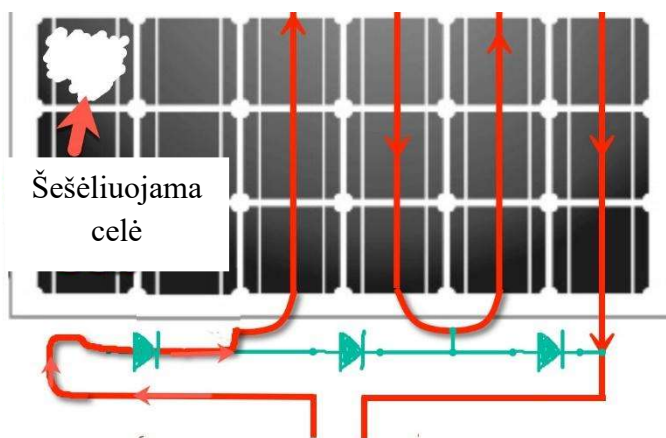


SMA su optimizatoriais



1.10 pav. Sistemos veikimo palyginimas su optimizatoriais ir be jų (sistema su apėjimo diodais) [28]

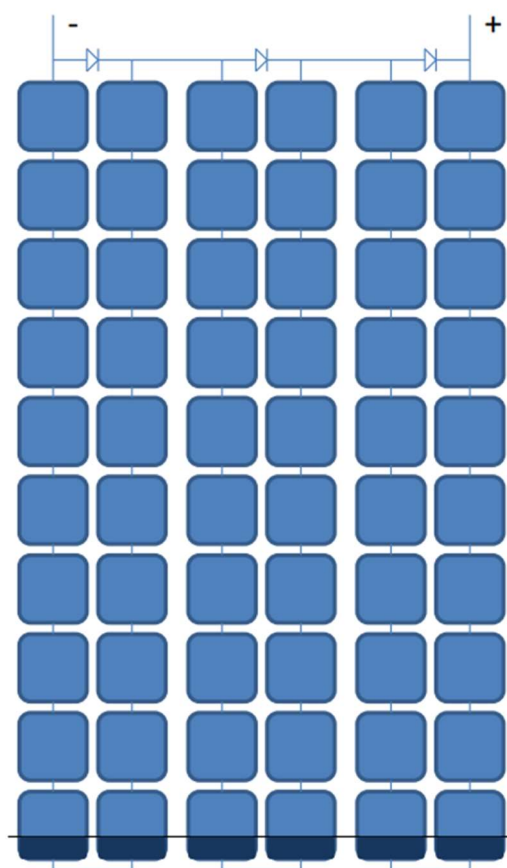
Apėjimo diodai fotovoltinėje sistemoje prideda dar vieną optimizavimo lygmenį. Šiuo metu dažniausiai gaminami moduliai su 3 apėjimo diodais. Jie apjungia celių grupes į tris vertikalias grupes. Taip, jei šešėlis krenta ant vienos grupės, kurią saugo diodas, srovė iš likusios grandinės teka išorinio diodo pagalba, taip leidžiant veikti kitiems modulių trečdaliams maksimalia savo galia. Tokiu atveju prarandama tik trečdalis vieno modulių galios (žr. 1.11 pav.).



1.11 pav. Pavyzdys, kaip sistema su apėjimo diodais reaguoja į šešėlį. Šešėliuojama dalis tiesiog apeinama.

[30]

Tačiau šis sprendimas neapsaugo modulių nuo skersai ant grupių krentančio šėšelio (žr. 1.12 pav.).



1.12 pav. Modulio, šėšeliuojamo išilgai apačios, pavyzdys[29]

Šiuo atveju, jei tai būtų sistema be apėjimo diodų, modulio išduodama srovė kristų proporcingai šėšeliuojamam celių kiekiui ir visos grandinės srovė taip pat kristų.

Apėjimo diodai absoliučiai apeina modulį, jo generaciją paversdami nuline. Tokiu atveju prarandame vienos panelės generaciją, tačiau išsaugome likusių grandinės modulių efektyvumą.

Skaičiuojant teoriškai, jei grandinę sudaro viena grupė iš 15 modulių ir vieno iš jų apačia yra šėšeliuojama 30 %, be apėjimo diodo prarastumėme apie 30 % visos grupės generacijos. Su apėjimo diodais, prarandame 1 modulio generaciją, kas yra 1/15 grupės dalis arba 6,7 %.

Optimizatorius šioje situacijoje leistų generuoti 14/15 modulių savo maksimalia galia, o vieną šėšeliuojamą apribotų ties 70 %. Tokiu atveju bendra grandinės generacija būtų 96,7 % vietoje 93,3 % neoptimizuotoje sistemoje.

Tai parodo ir 10 paveikslėlis – pirmu atveju, kai moduliai nėra optimizuoti, grandinės generacija siekia 1344 W (-3 V per šėšeliuojamą modulį parodo „anti PID“ (potencialų sukelta degradacija) technologiją, kuomet nakties metu į modulius paduodama minimali neigiama įtampa sumažinant PID sukeltą degradaciją [32]), o antruoju, jau su optimizatoriais, maksimaliai išnaudoja ir šėšeliuojamus modulius bendrą grupės generaciją pakeliant 29,4 %, iki 1740 W (žr. 1.10 pav.).

## 1.6. Konstrukcijos

Saulės elektrinių montavimo efektyvinimui tinkamos konstrukcijos parinkimas yra ypač svarbus. Jų yra įvairiausių tipų (žr. 1.13 pav.):

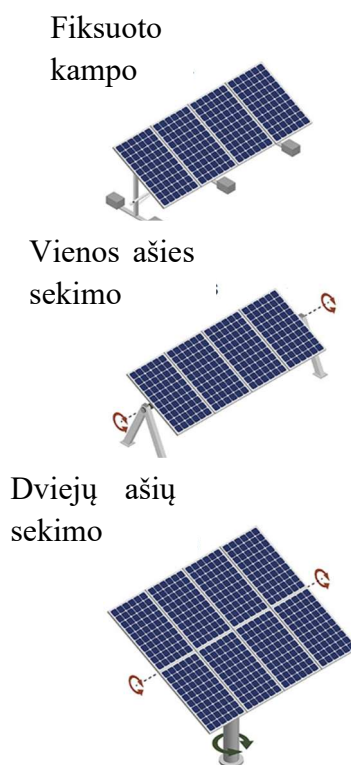
- stoginės konstrukcijos;
- antžeminė konstrukcija su fiksuotu mechanizmu standartiniams/dvipusiams moduliams;
- antžeminė konstrukcija su vienos ašies sekimo mechanizmu;
- antžeminė konstrukcija su dviejų ašių sekimo mechanizmu.

Ant stogo montuojamoms konstrukcijoms didelio pasirinkimo nėra, tačiau kitokia situacija su antžeminėmis konstrukcijomis. Antžeminės konstrukcijos yra geriausiai aušinamos, todėl tokių sistemų generacija dėl to yra šiek tiek geresnė. Jei naudojamos sistemos su sekimo mechanizmais, projekto kaina išauga, tačiau ir generacija yra didesnė. Lentelėje pateikiami bandymo su skirtingomis antžeminėmis konstrukcijomis su sekimo mechanizmais [33] (žr. 1.1 lentelę):

1.1 lentelė. Stokholmo FV elektrinės generacijos tyrimas

Sekimo mechanizmo tipas	Generacija kWh/kWp, Stokholmas
Be sekimo	1061,3
Dviejų ašių sekimas	1394,8
Vienos ašies rytai-vakarai sekimas su sezoniniu kampo reguliavimu	1362,2
Vienos ašies rytai vakarai	1175,1
Vertikalios ašies	1379,7

Gauti rezultatai rodo, jog sistemos su sekimo mechanizmais leidžia sugeneruoti 10 - 30 % daugiau elektros energijos.



1.13 pav. Antžeminių sistemų tipai

## 2. Tyrimo tikslas ir planas

Pagrindinis tyrimo tikslas – sudaryti duomenų bazę kompleksinėmis simuliacijomis, kurios atsižvelgtų į maksimalų kiekį FV sistemas sudarančių elementų įtakų. Iš sukurtos duomenų bazės sukurti įrankį, kuri gebėtų pasiūlyti ekonomiškai naudingiausią (sugeneruojančią daugiausiai kWh 1 euro investicijai) ir daugiausiai sugeneruosiančią saulės elektrinę 25 metų eksploataciniam laikotarpiui.

Taip pat nustatyti sukurto įrankio tikslumą lyginant su atsitiktiniais „PVsyst“ programinės įrangos pavyzdžiais.

Tyrimas bus sudarytas iš šių pagrindinių dalių:

- 4 simuliacijos su paprastais monokristaliniais ir dvipusiais „bifacial“ moduliais, vertinant elektrinių darbą su ir be optimizatorių. Šios simuliacijos bus pagrindinis kuriamos duomenų bazės dėmuo;
- inverterių galios koreliacija saulės elektrinės galiai (kokia perkrova yra galima įvairioms elektrinės konfigūracijoms);
- įvertinti ekonominius saulės elektrinės įrengimo, eksploatacijos kaštus;
- apdoroti surinktą informaciją bei sukurti įrankį, gebantį pasiūlyti optimalų sprendimą pagal užduotus pirminius parametrus.

### 3. Tyrimas

#### 3.1. Kampo, azimuto ir atstumo tarp eilių koreliacija.

##### 3.1.1. Simuliacijoje naudojamos prielaidos

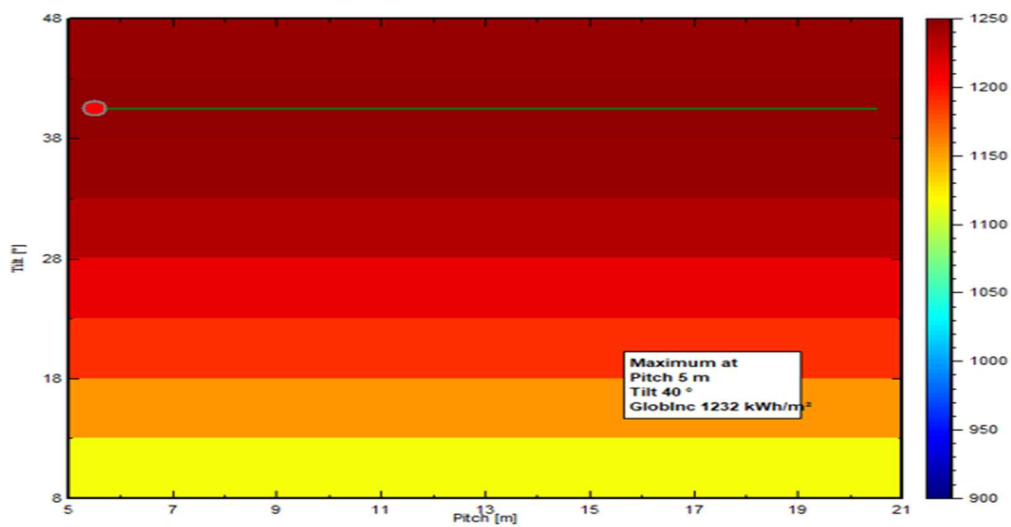
Visos simuliacijos atliekamos naudojant tas pačias prielaidas, siekiant išlaikyti vienodas sąlygas visoms simuliuojamoms sistemoms.

##### 3.1 lentelė. Simuliacijoje naudojamos prielaidos

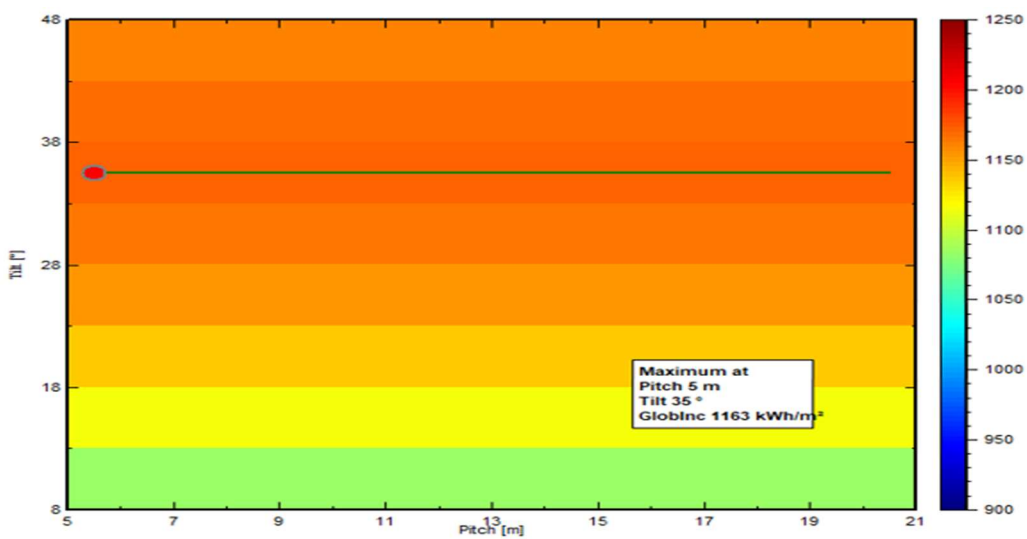
DC kabelis	1x6 mm <sup>2</sup>	AC kabelis	Al 3x95 mm <sup>2</sup>
Ilgis (bendras + ir -), m	180	Ilgis, m	49,2
Linijos varža, mΩ	6,27	Linijos varža, Ω	0,33
Nuostoliai prie STC, %	1,54 %	Nuostoliai prie STC, %	1 %
Modulių efektyvumo nuostoliai, %			0,40 %
Galios nuostoliai dėl modulių skirtumų, %			2 % (sistemose su optimizatoriais, 0 %)
Nuostoliai dėl grupių lygiagretinimo, %			0 %
LID nuostoliai, %			2 %
Nuostoliai dėl nešvarumų, %			1 %
Terminis pralaidumas, W/m <sup>2</sup> ·k			29,0
Inverterio efektyvumas, %			99,0 %
Instaliuota suminė inverterių galia, kW			1100
Atspindžio albedas (žolės)			0,20
Elektrinėje instaliuota suminė modulių galia, kW			994,5
Globalioji horizontalioji apšvieta, kWh/m <sup>2</sup>			1027
Stadijos simuliacijų kiekis, vnt.			6656
Lokacija (koordinatės)			55,6379, 22,9165

##### 3.1.2. Gauti rezultatai. Apšvieta į modulių pasvirimo kampą

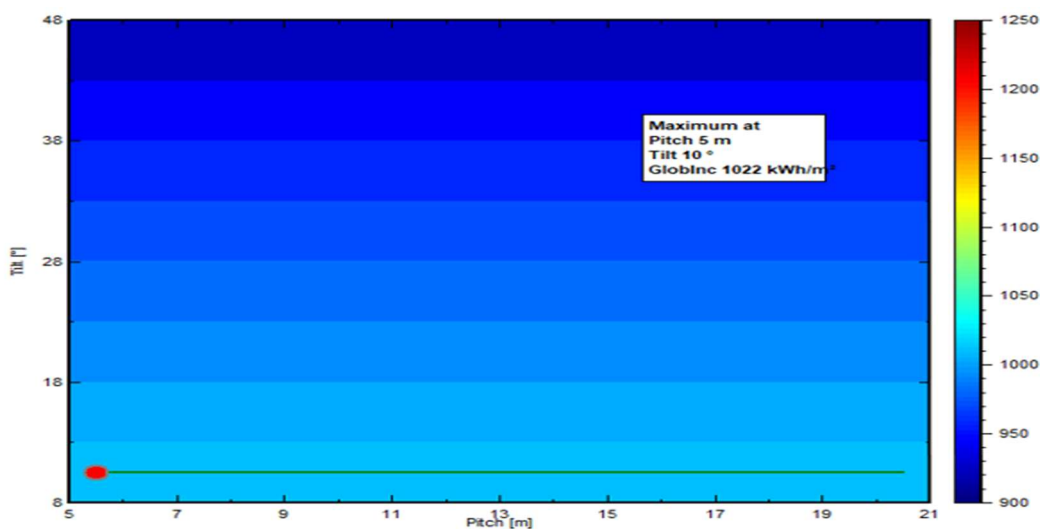
Pirminis tyrimo objektas – nustatyti perskaičiuotą apšvietą į modulių pasvirimo kampą (toliau – „GlobInc“). Apšvieta turi tendenciją koreliuoti su kampu, į kurį krinta. 3.1-3.5 paveiksluose nurodomos didžiausios „GlobInc“ vertės ir kampai, prie kurių jos pasiekiamos, visiems azimutams



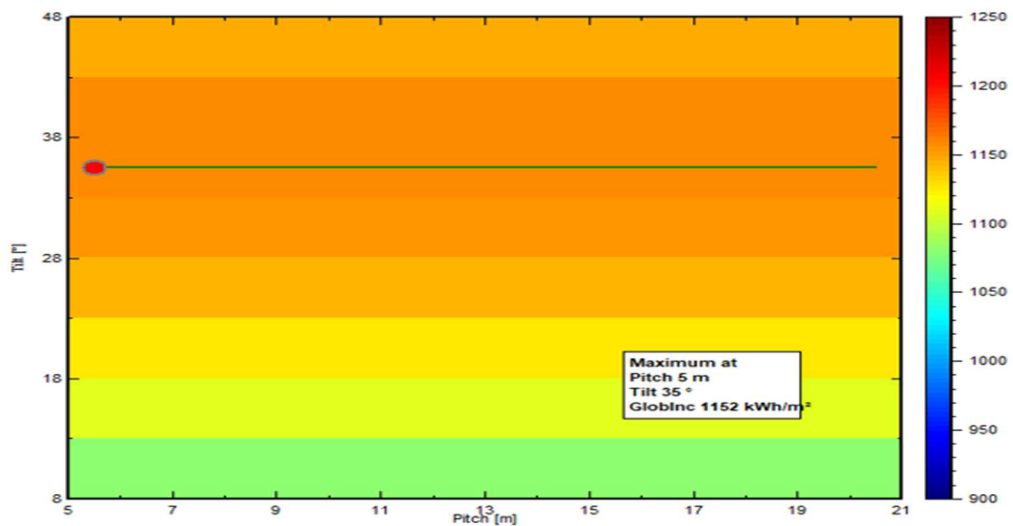
3.1 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus 0° (pietūs)



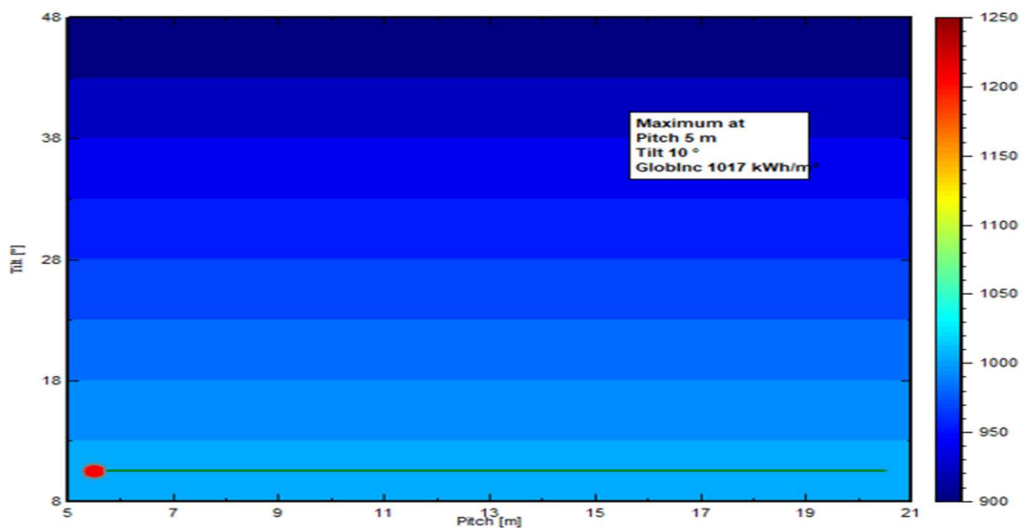
3.2 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus -45° (pietvakariai)



3.3 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus -90° (vakarai)



3.4 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus 45° (pietryčiai)



3.5 pav. „GlobInc“ vertės, kai azimutas lygus 90° (rytai)

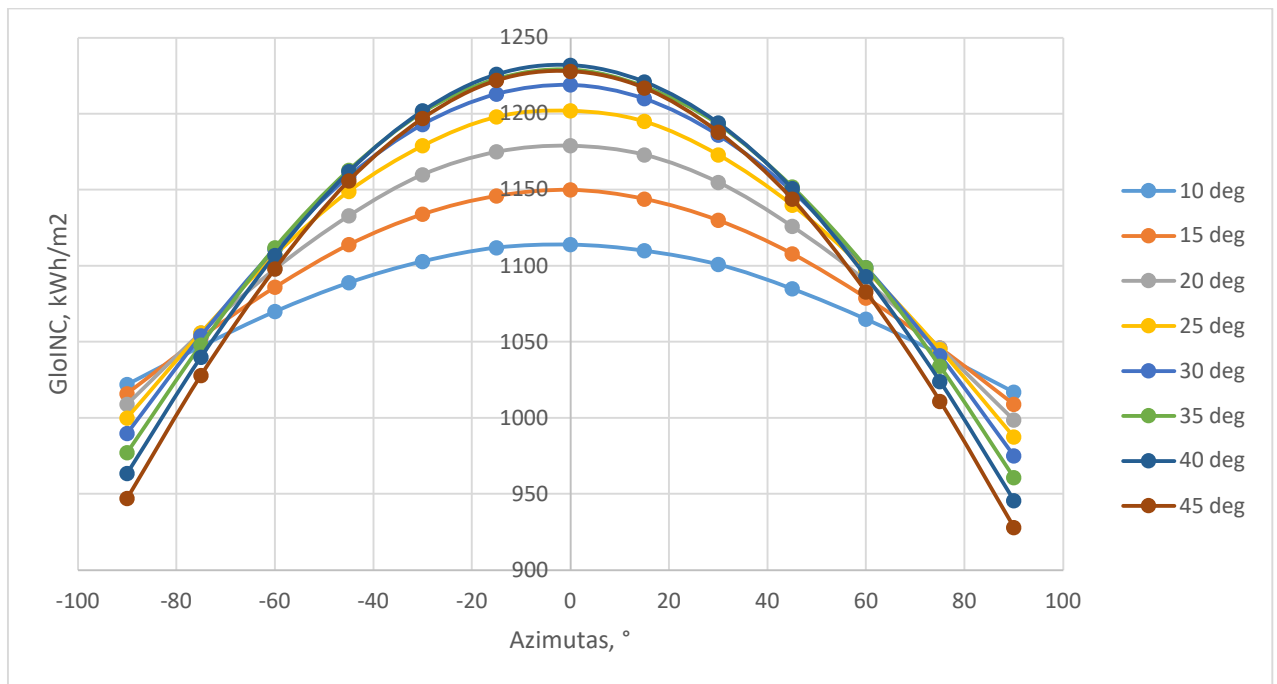
Matome, kaip „GlobInc“ priklauso nuo azimuto (žr. 3.1 - 3.5 pav.). Aukščiausios „GlobInc“ vertės gaunamos elektrinę atsukus idealiai į pietus prie 40° posvyrio kampo – 1232 kWh/m<sup>2</sup>.

Elektrinę sukant į pietvakarius gaunamas 1163 kWh/m<sup>2</sup> rezultatas prie 35° posvyrio kampo, į vakarus – 1022 kWh/m<sup>2</sup> prie 10° posvyrio kampo.

Elektrinę sukant į pietryčius, gaunamas 1152 kWh/m<sup>2</sup> rezultatas prie 35° posvyrio kampo, į rytus – 1017 kWh/m<sup>2</sup> prie 10° posvyrio kampo.

Efektyvesnė kryptis apšvietai nevertinant nuostolių yra ne rytų, bet vakarų (lyginant pietryčius ir pietvakarius, pietvakarių „GlobInc“ didesnis 0,946 %; rytus ir vakarus – 0,489 %).





3.6 pav. „GlobInc“ verčių priklausomybės nuo azimuto ir posvyrio kampo

Iš rezultatų matoma, jog geriausias posvyrio kampas Lietuvos teritorijai būtų apie 40° laipsnių, jei nuostoliai neegzistotų ir būtų įmanoma surinkti visą saulės generuojamą energiją. Greta to eina ir 45° ir 35° kampai. Prasčiausias kampas iš tyrime nagrinėtų – 10° (žr. 3.6 pav.).

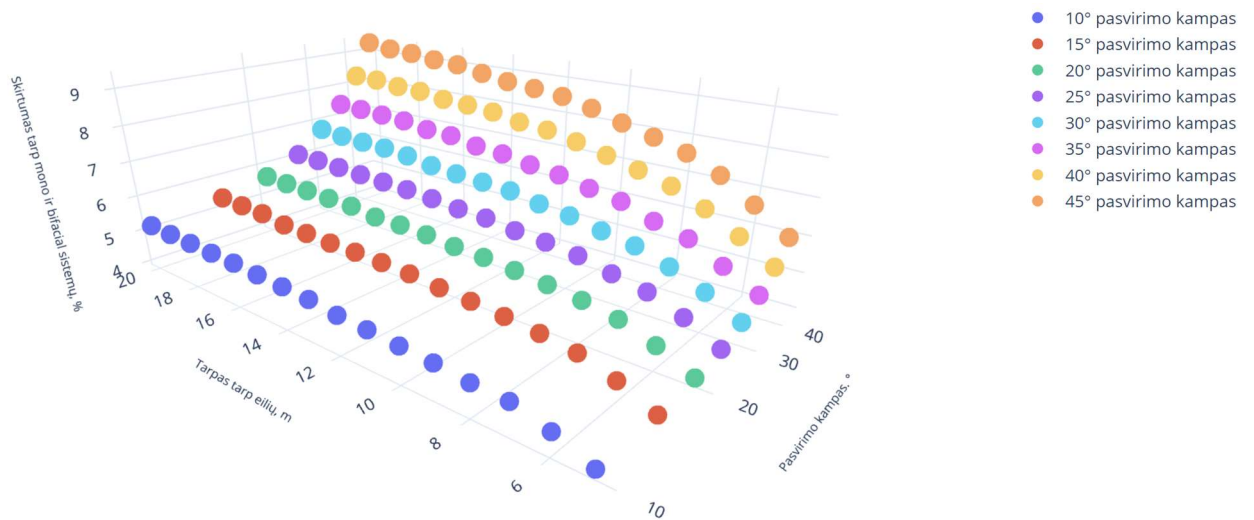
Įdomus reiškinys matomas ties 70° azimutu, kur situacija apsiverčia ir „GlobInc“ pradeda didėti mažėjant kampui. Tai indikuoja, jog situacijose, kai montuoti elektrinės pietų kryptimi negalima, kampą reikėtų mažinti norint išgauti maksimalų efektyvumą.

„GlobInc“ vertės visoms simuliacijoms yra identiškos, nes šis parametras apibrėžia šviesos, krintančios į plokštumą, kiekį. Nevertinami jokie elektriniai ar optiniai nuostoliai.

### 3.1.3. Gauti rezultatai. Apšvieta į modulių pasvirimo kampą įvertinus optinius nuostolius

Toliau nustatytas efektyvus apšvietos kiekio skirtumas į pasvirusį paviršių, kuris lieka įvertinus optinius nuostolius, tokius kaip nuostoliai dėl nešvarumų, tiesioginio šešėliavimo ir stiklo refrakcijos (IAM – „array irradiance loss“) (toliau – „GlobEff“) tarp monokristalinių ir dvipusių modulių.

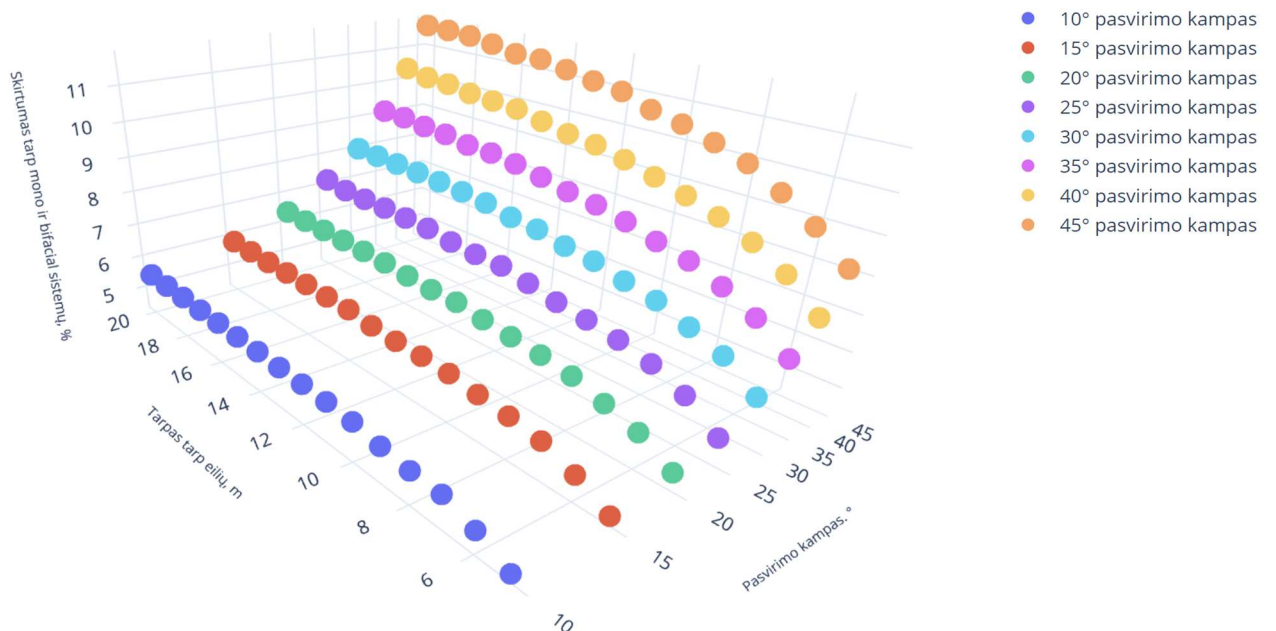
Šis parametras tarp šių sistemų kinta dėl dvipusių modulių gebėjimo generuoti elektros energiją iš antros modulio pusės. Tai leidžia įvertinti, kokio preliminarus padidėjimo galima tikėtis iš sistemų, kuriose naudojami dvipusiai moduliai.



3.7 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus 0° (pietūs)

Iš gautų rezultatų matome, jog dvipusiai moduliai, lyginant su kitomis sistemomis, prideda mažiau apšvietos į kvadratinį metrą (nuo 4,12 %, kai kampas yra 10° ir atstumas tarp modulių 5 metrai, iki 9,28 % kai kampas yra 45° ir atstumas tarp modulių eilių 20 metrų. Vidutiniškai – 6,16 % visoms sistemoms pietų kryptimi) (žr. 3.7 pav.).

Tai galima paaiškinti tuo, jog statesnės konstrukcijos mažiau efektyviai išnaudoja antros pusės generaciją dėl netinkamo atspindžio kampo į antrą modulių pusę. Mažesnio tarpo tarp modulių eilių sistemos taip pat suteikia mažesnę kiekį atsispindinčios apšvietos antrai modulių pusei.

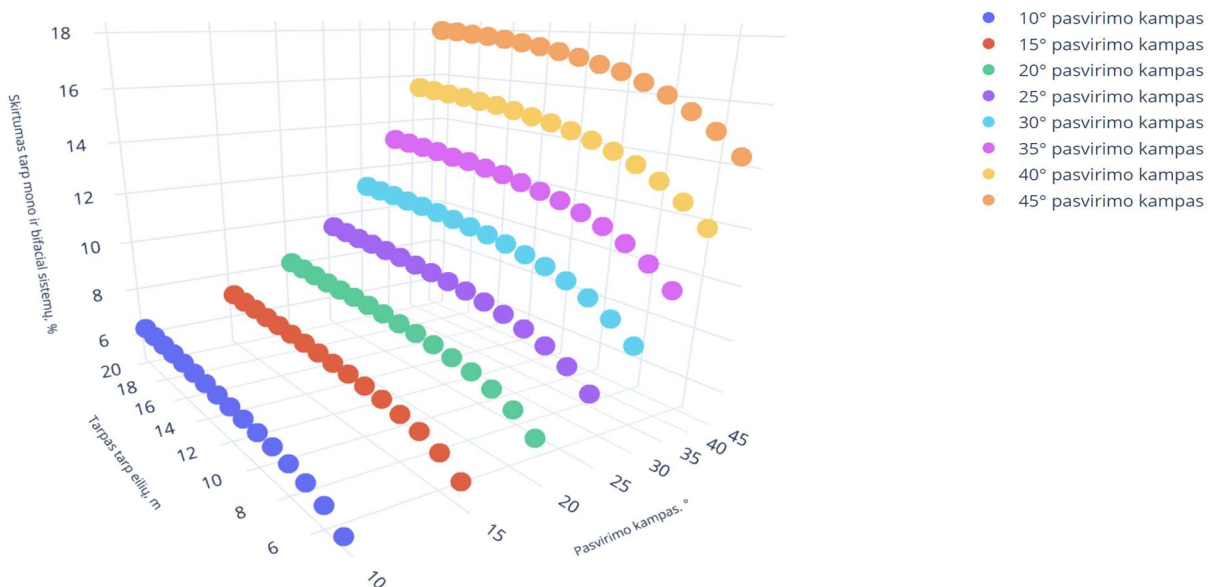


3.8 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus -45° (pietvakariai)

Lyginant „GlobEff“ vertes pietvakarių sistemoms, matomas skirtumo padidėjimas (nuo 4,51 %, kai kampas yra 10° ir atstumas tarp modulių 5 metrai, iki 11,68 % kai kampas yra 45° ir atstumas tarp

modulių eilių 20 metrų. Vidutiniškai – 7,43 % visoms sistemoms pietvakarių kryptimi, 1,27 % padidėjimas nuo pietų.).

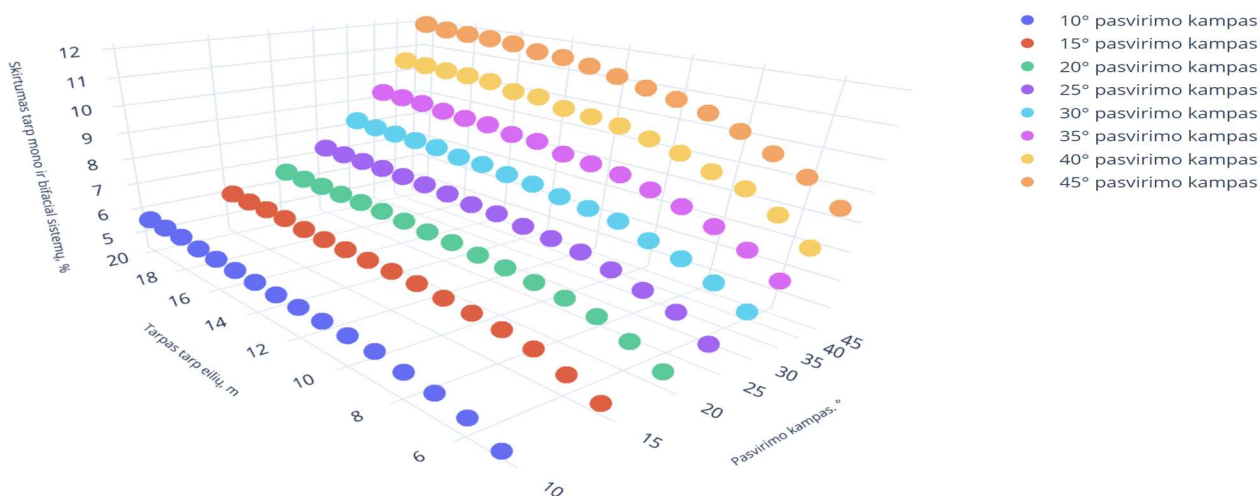
Šis „GlobEff“ padidėjimas kyla iš modulių azimuto pasikeitimo. Kadangi azimutas pakrypo į pietvakarius, padidėjo šviesos, atsispindinčios į antrą modulių pusę, kiekis, dėl ko išaugo apšvietos, sugeneruojamos iš 1 m<sup>2</sup>, kiekis.



3.9 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus -90° (vakarai)

Lyginant „GlobEff“ vertes vakarų sistemoms, matomas dar didesnis skirtumo pasikeitimas (nuo 5,23 %, kai kampas yra 10° ir atstumas tarp modulių 5 metrai, iki 17,96 % kai kampas yra 45° ir atstumas tarp modulių eilių 20 metrų. Vidutiniškai – 10,49 % visoms sistemoms pietvakarių kryptimi, 4,33 % padidėjimas nuo pietų).

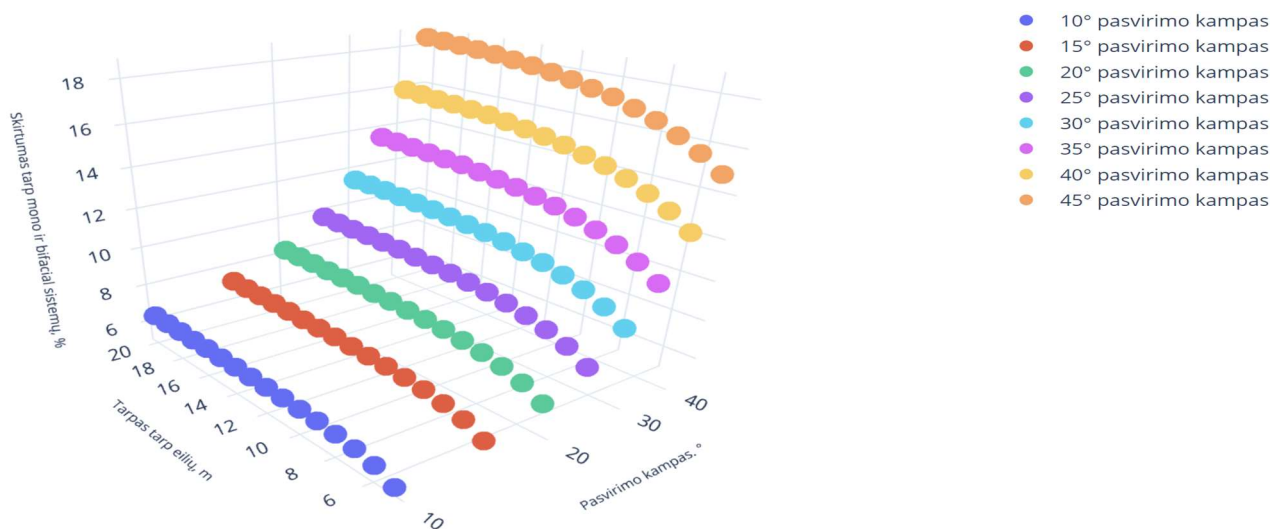
Dar labiau sukant modulių azimutą, dar didinamas apšvietos, tenkančios antrajai modulių pusei, kiekis, dėl ko skirtumas nuo monokristalinių sistemų ženkliai padidėja.



3.10 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus 45° (pietryčiai)

Lyginant „GlobEff“ vertes pietryčių sistemoms, matomas dar didesnis skirtumo pasikeitimas (nuo 4,52 %, kai kampas yra 10° ir atstumas tarp modulių 5 metrai, iki 11,93 % kai kampas yra 45° ir atstumas tarp modulių eilių 20 metrų. Vidutiniškai – 7,55 % visoms sistemoms pietvakarių kryptimi, 1,39 % padidėjimas nuo pietų).

Padidėjimas taip pat, kaip ir pietvakarių sistemoms, kyla iš modulių orientacijos pasikeitimo bei apšvietos į antrąją modulių pusę padidėjimo.



3.11 pav. „GlobEff“ verčių palyginimas tarp monokristalinių ir dvipusių modulių, kai azimutas lygus 90° (rytai)

Lyginant „GlobEff“ vertes rytų sistemoms, matomas dar didesnis skirtumo pasikeitimas (nuo 5,28 %, kai kampas yra 10° ir atstumas tarp modulių 5 metrai, iki 18,43 % kai kampas yra 45° ir atstumas tarp modulių eilių 20 metrų. Vidutiniškai – 10,71 % visoms sistemoms pietvakarių kryptimi, 4,55 % padidėjimas nuo pietų).

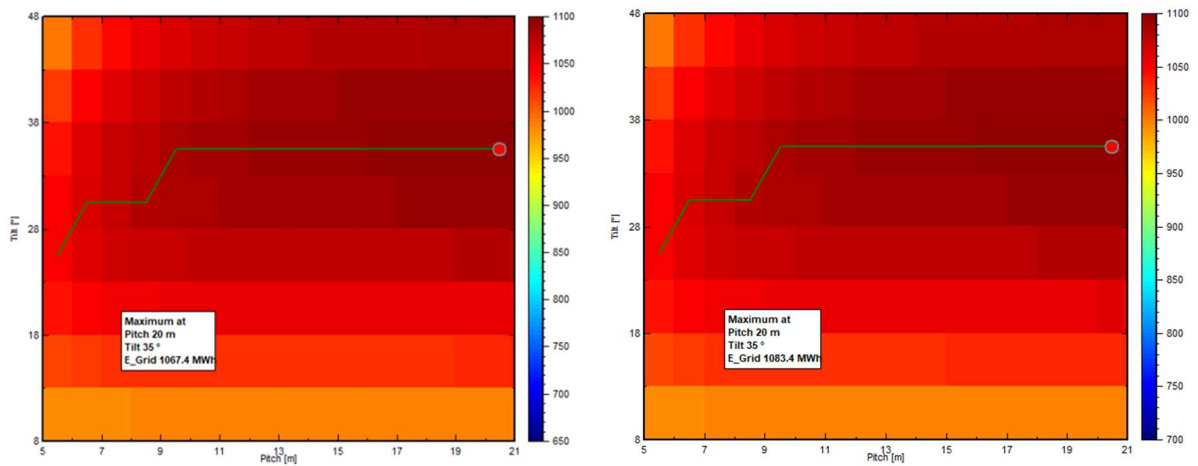
Padidėjimas taip pat, kaip ir vakarų sistemoms, kyla iš dar didesnio modulių orientacijos pasikeitimo nuo pietų bei apšvietos į antrąją modulių pusę padidėjimo.

Vidutiniškai, vertinant visus posvyrio kampus bei atstumus tarp eilių, „GlobEff“ padidėja vidutiniškai 8,47 % lyginant dvipusių ir monokristalinių modulių vertes. Stebima tiesioginė koreliacija tarp modulių azimuto ir apšvietos skirtumo. Iš to galima spręsti, jog neturint galimybės elektrinės montuoti pietų kryptimi, dvipusių modulių nauda didėjant krypties azimutui.

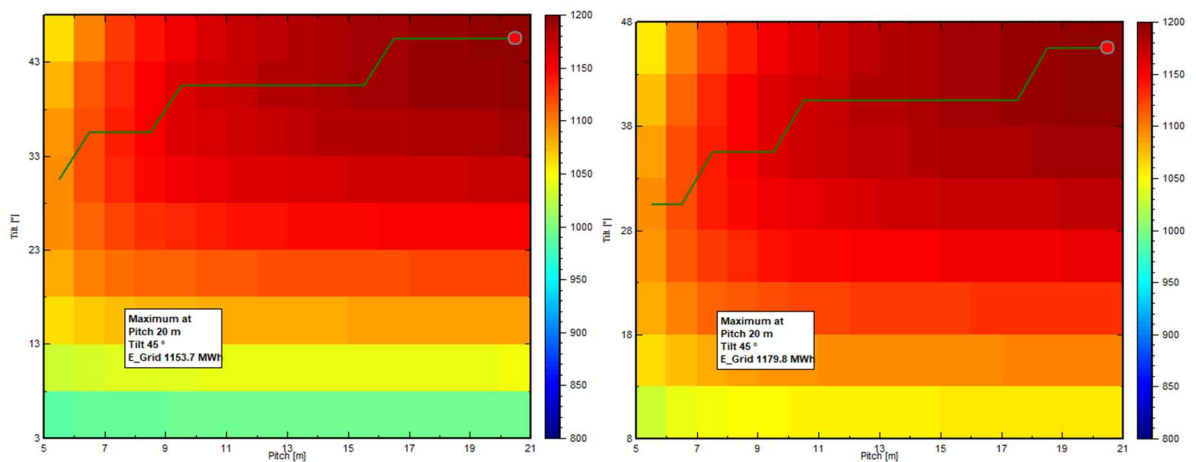
#### 3.1.4. Gauti rezultatai. Elektros energija, atiduodama į tinklą

Toliau nustatytas elektros energijos kiekis, pagaminamas iš simuliacinės 994,5 kW elektrinės. Šis kiekis papildomai įvertina visus likusius nuostolius, tokius kaip elektriniai kabelių, DC/AC konversijos, modulių grupavimo, terminiai ir t.t. (Toliau – „E\_Grid“).

3.12 – 3.13 paveiksluose pateiktos „E\_Grid“ vertės visoms keturioms tyrinėjamos sistemoms, 3.2 lentelėje palyginamos maksimalios kiekvienos sistemos vertės.



3.12 pav. „E\_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 0° (pietūs)



3.13 pav. „E\_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 0° (pietūs)

3.2 lentelė. „E\_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus 0°

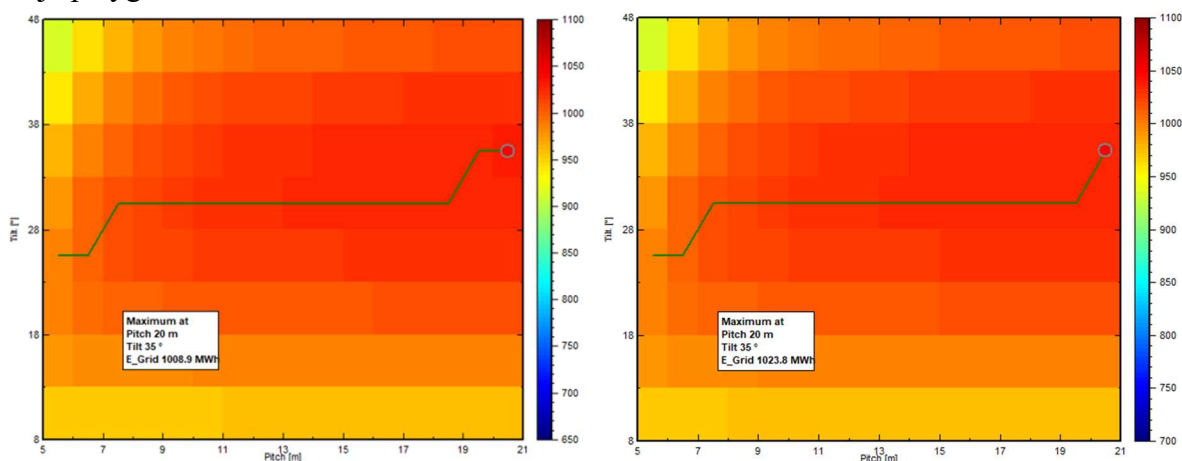
Sistema	Kampas, °	Atstumas tarp mod. eilių, m	„E_Grid“, MWh	„E_Grid“, kWh/kWp	Skirtumas nuo optimalios sistemos, %
Monokristaliniai mod.	35	20	1067,37	1073,81	9,48
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	35	20	1083,41	1089,40	8,17
Dvipusiai mod.	45	20	1153,75	1160,13	2,21
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	45	20	1179,79	1186,32	0

Iš gautų rezultatų matoma, jog optimali sistema, kai azimutas yra atsuktas į pietus, yra optimizuota sistema su dvipusiais moduliais (1186,32 kWh/kWp); mažiausiai optimali – neoptimizuota sistema su monokristaliniiais moduliais (1073,81 kWh/kWp) (žr. 3.2 lentelę).

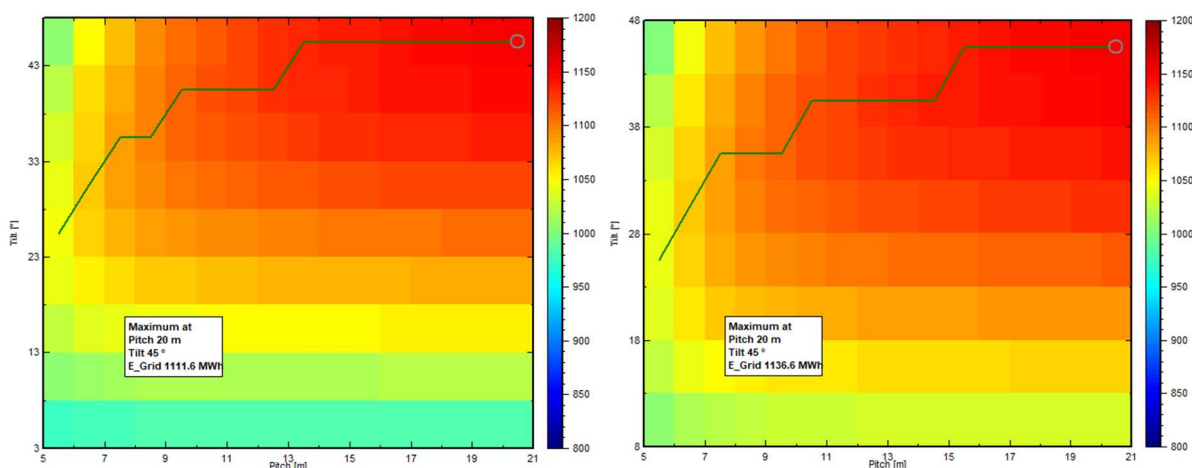
Optimizatoriai monokristalinių modulių saulės elektrinei vertinant visus posvyrio kampus bei atstumus tarp modulių eilių vidutiniškai leidžia sugeneruoti 1,44 % daugiau elektros energijos, dvipusių modulių - 3,68 %.



3.14 – 3.15 paveiksluose pateiktos „E\_Grid“ vertės visoms keturioms tyrinėjamos sistemoms, 3.3 lentelėje palyginamos maksimalios kiekvienos sistemos vertės.



3.14 pav. „E\_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus  $-45^\circ$  (pietvakariai)



3.15 pav. „E\_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus  $-45^\circ$  (pietvakariai)

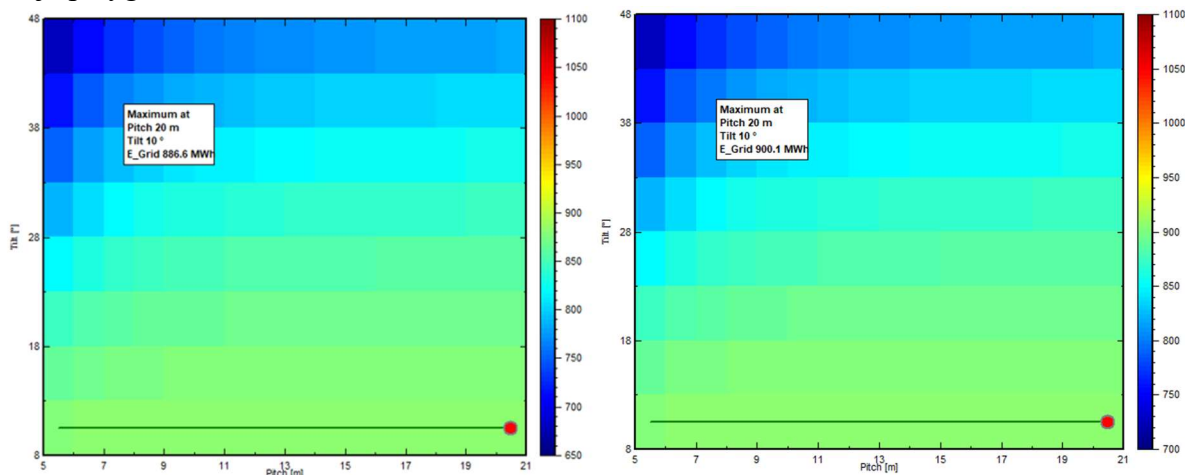
3.3 lentelė. „E\_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus  $-45^\circ$

Sistema	Kampas, $^\circ$	Atstumas tarp mod. eilių, m	„E_Grid“, MWh	„E_Grid“, kWh/kWp	Skirtumas nuo optimalios sistemos, %
Monokristaliniai mod.	35	20	1008,90	1014,99	11,19
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	35	20	1023,83	1029,49	9,93
Dvipusiai mod.	45	20	1111,61	1117,75	2,20
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	45	20	1136,64	1142,93	0

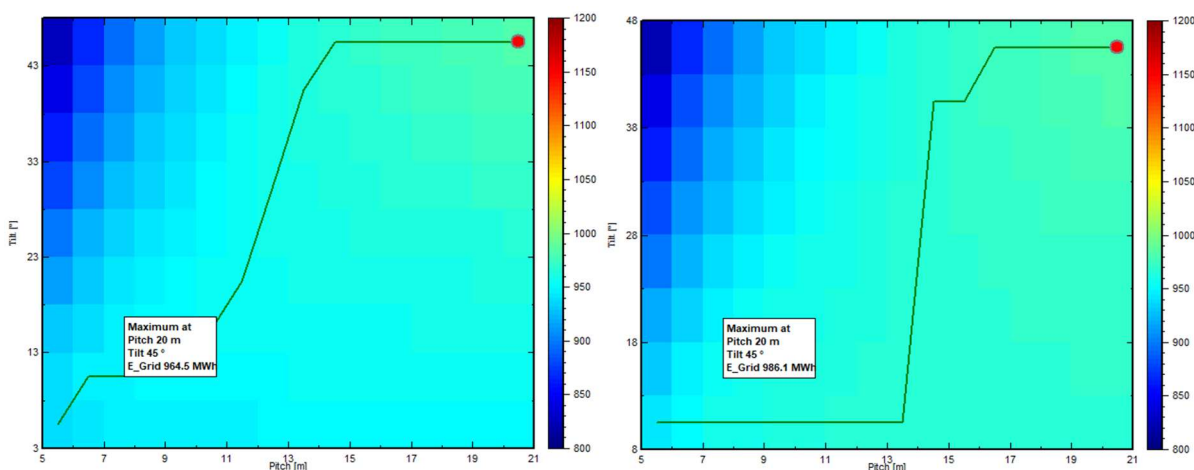
Iš gautų rezultatų matoma, jog optimali sistema, kai azimutas yra atsuktas į pietvakarius, yra optimizuota sistema su dvipusiais moduliais (1142,49 kWh/kWp); mažiausiai optimali – neoptimizuota sistema su monokristaliniams moduliams (1014,99 kWh/kWp) (žr. 3.3 lentelę).

Optimizatoriai monokristalinių modulių saulės elektrinei vertinant visus posvyrio kampus bei atstumus tarp modulių eilių vidutiniškai leidžia sugeneruoti 1,42 % daugiau elektros energijos, dvipusių modulių - 3,43 %.

3.16 – 3.17 paveiksluose pateiktos „E\_Grid“ vertės visoms keturioms tyrinėjamos sistemoms, 3.4 lentelėje palyginamos maksimalios kiekvienos sistemos vertės.



3.16 pav. „E\_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus  $-90^\circ$  (vakarai)



3.17 pav. „E\_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus  $-90^\circ$  (vakarai)

3.4 lentelė. „E\_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus  $-90^\circ$

Sistema	Kampas, °	Atstumas tarp mod. eilių, m	„E_Grid“, MWh	„E_Grid“, kWh/kWp	Skirtumas nuo optimalios sistemos, %
Monokristaliniai mod.	10	20	886,62	891,98	9,54
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	10	20	900,06	905,34	8,19
Dvipusiai mod.	45	20	964,45	969,78	2,19
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	45	20	986,08	991,53	0

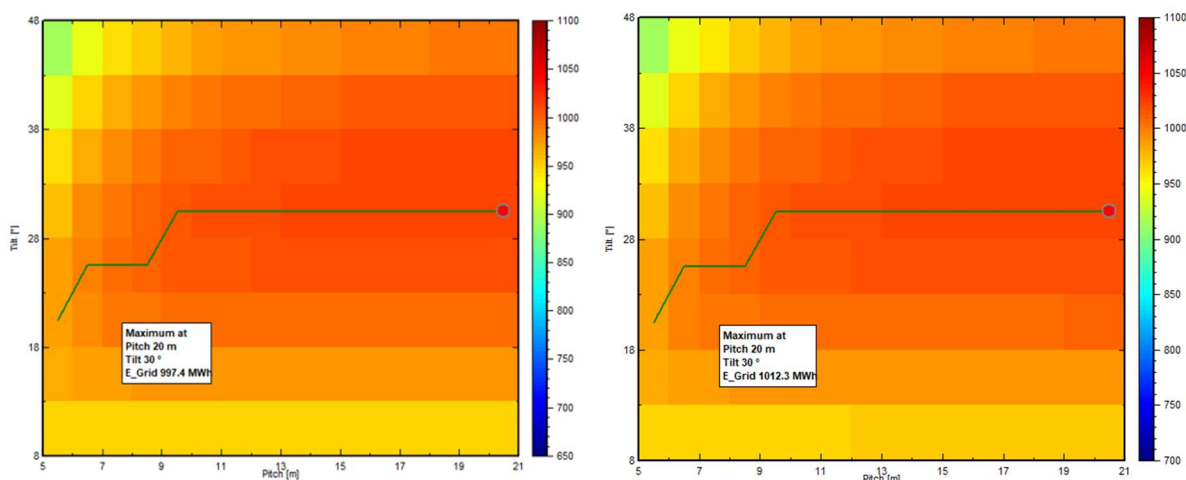
Iš gautų rezultatų matoma, jog optimali sistema, kai azimutas yra atsuktas į vakarus, yra optimizuota sistema su dvipusiais moduliais (991,53 kWh/kWp); mažiausiai optimali – neoptimizuota sistema su monokristaliniais moduliais (891,98 kWh/kWp) (žr. 3.4 lentelę).

Optimizatoriai monokristalinių modulių saulės elektrinei vertinant visus posvyrio kampus bei atstumus tarp modulių eilių vidutiniškai padeda sugeneruoti 1,39 % daugiau elektros energijos, dvipusių modulių - 2,50 %.

Šiai orientacijai taip pat stebimas kampo, prie kurio elektrinė yra efektyviausia, išsiskyrimas. Monokristaliniai moduliai efektyviausiai dirba prie 10°, kai dvipusiai moduliai efektyviausiai dirba prie 45°.

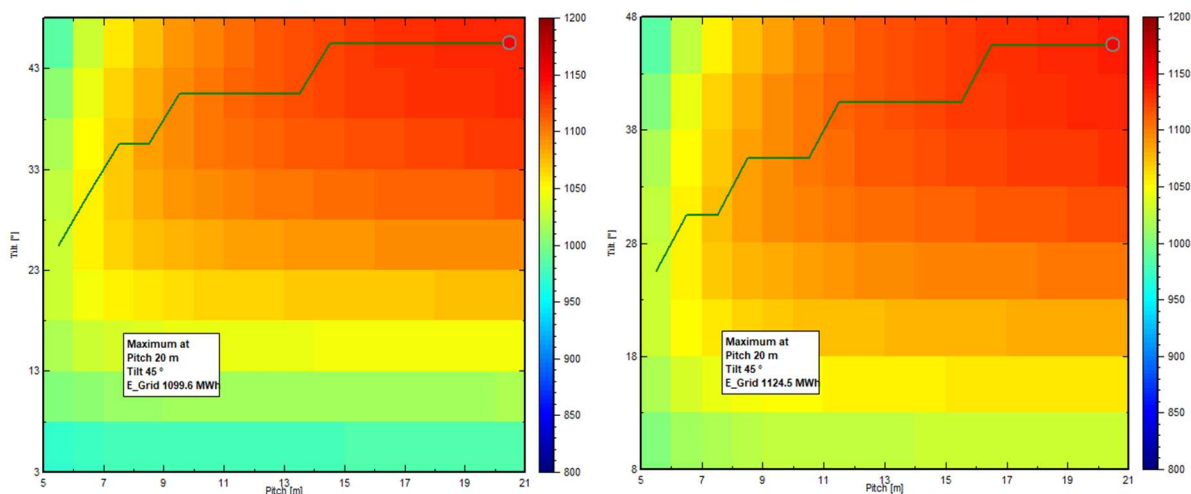
3.1.2 punkte buvo pastebėta, jog ties 70° azimutu monokristaliniai moduliai efektyviau dirba esant mažesniai pasvyrimo kampui, tačiau ši išvada nėra tinkama sistemoms su dvipusiais moduliais ir nukreiptoms į vakarus. Tai įtakoja dvipusių modulių gebėjimas generuoti elektros energiją iš abiejų modulio pusių. Dvipusiai moduliai ir prie didelių azimutų išlaiko optimalią generaciją prie didesnių posvyrio kampų.

3.18 – 3.19 paveiksluose pateiktos „E\_Grid“ vertės visoms keturioms tyrinėjamosioms sistemoms, 3.5 lentelėje palyginamos maksimalios kiekvienos sistemos vertės.



3.18 pav. „E\_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 45° (pietryčiai)





3.19 pav. „E\_Grid“ vertės dvipusiems moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 45° (pietryčiai)

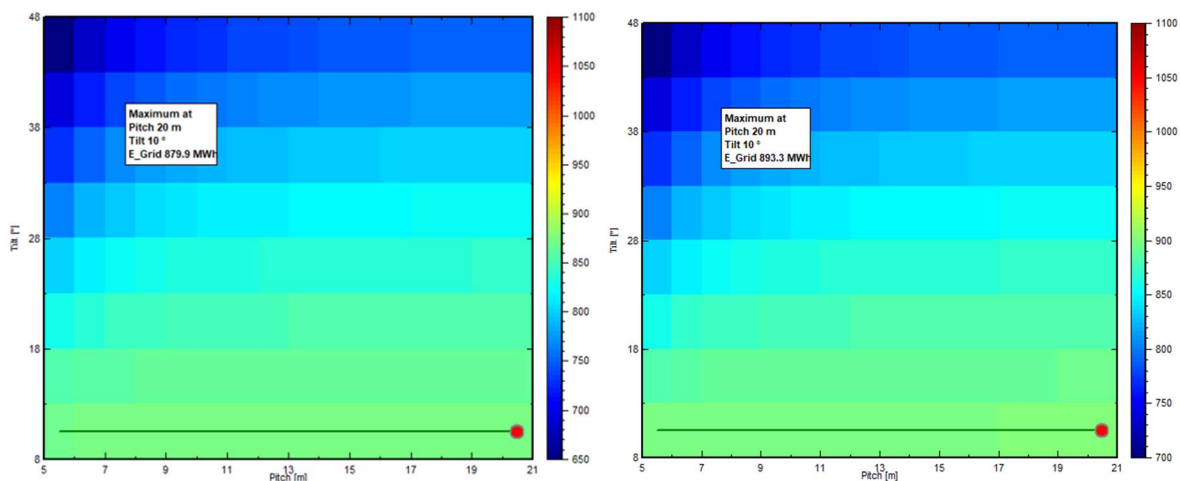
3.5 lentelė. „E\_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus 45°

Sistema	Kampas, °	Atstumas tarp mod. eilių, m	„E_Grid“, MWh	„E_Grid“, kWh/kWp	Skirtumas nuo optimalios sistemos, %
Monokristaliniai mod.	35	20	997,38	1003,40	11,30
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	30	20	1012,28	1017,88	9,98
Dvipusiai mod.	45	20	1099,57	1105,65	2,21
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	45	20	1124,46	1130,68	0

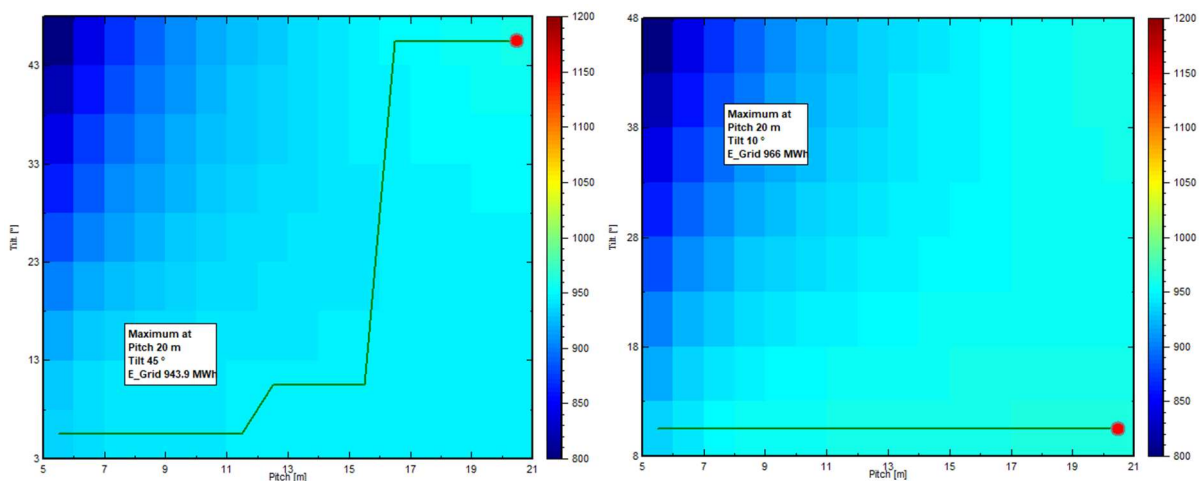
Iš gautų rezultatų matoma, jog optimali sistema, kai azimutas yra atsuktas į pietvakarius, yra optimizuota sistema su dvipusiais moduliais (1130,68 kWh/kWp); mažiausiai optimali – neoptimizuota sistema su monokristaliniais moduliais (1003,40 kWh/kWp) (žr. 3.5 lentelę).

Optimizatoriai monokristalinių modulių saulės elektrinei vertinant visus posvyrio kampus bei atstumus tarp modulių eilių vidutiniškai leidžia sugeneruoti 1,42 % daugiau elektros energijos, dvipusių modulių - 3,37 %.

3.20 – 3.21 paveiksluose pateiktos „E\_Grid“ vertės visoms keturioms tyrinėjamoms sistemoms, 3.6 lentelėje palyginamos maksimalios kiekvienos sistemos vertės.



3.20 pav. „E\_Grid“ vertės monokristaliniams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 90° (rytai)



3.21 pav. „E\_Grid“ vertės dvipusiams moduliams be optimizatorių (kairėje) ir su optimizatoriais (dešinėje), kai azimutas lygus 90° (rytai)

3.6 lentelė. „E\_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų, kai azimutas lygus 90°

Sistema	Kampas, °	Atstumas tarp mod. eilių, m	„E_Grid“, MWh	„E_Grid“, kWh/kWp	Skirtumas nuo optimalios sistemos, %
Monokristaliniai mod.	10	20	879,93	885,20	8,87
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	10	20	893,29	898,23	7,52
Dvipusiai mod.	45	20	943,90	949,12	2,29
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	10	20	965,97	971,32	0

Iš gautų rezultatų matoma, jog optimali sistema, kai azimutas yra atsuktas į vakarus, yra optimizuota sistema su dvipusiais moduliais (965,97 kWh/kWp); mažiausiai optimali – neoptimizuota sistema su monokristaliniiais moduliais (885,2 kWh/kWp) (žr. 3.6 lentelę).

Optimizatoriai monokristalinių modulių saulės elektrinei vertinant visus posvyrio kampus bei atstumus tarp modulių eilių vidutiniškai padeda sugeneruoti 1,39 % daugiau elektros energijos, dvipusių modulių - 2,49 %.

Kaip ir orientacijai į vakarus, kampai tarp monokristalinių ir dvipusių modulių efektyviausios elektrinės išsiskiria. Įdomi išimtis stebima dvipusių modulių su optimizatoriais simuliacijose, kur efektyviausias kampas – toks pat kaip ir monokristalinių modulių.

Tai indikuoja, jog optimizuojant sistemą ir ją montuojant pasirenkant rytų arba vakarų kryptį, efektyviausia opcija būtų mažinti modulių posvyrio kampą. Jei sistema neoptimizuojama – kampą reikėtų didinti.

**3.7 lentelė.** Vidutinių „E\_Grid“ palyginimas tarp skirtingų tyrinėjamų sistemų

Sistema	Vidutinė generacija, kWh/kWp	Skirtumas nuo optimalios sistemos, %
Monokristaliniai mod.	958,09	9,6
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	971,87	8,30
Dvipusiai mod.	1025,50	3,24
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	1059,79	0

Lyginant visas sistemas, vidutiniškai, vertinant visas orientacijas, kampus bei tarpus tarp eilių matoma, jog efektyviausia yra optimizuota dvipusių modulių sistema (1059,79 kWh/kWp), mažiausiai efektyvi – neoptimizuota monokristalinių modulių sistema (958,09 kWh/kWp). Vien įrangos parinkimas leidžia sistemos efektyvumą pakelti beveik 10 %. (žr. 3.7 lentelę).

Optimizatoriai monokristalinių modulių sistemai vidutiniškai leidžia sugeneruoti 1,42 % daugiau elektros energijos; dvipusių modulių sistemai – 3,24 % daugiau. Šie rezultatai indikuoja, jog optimizuoti dvipusių modulių sistemą yra daugiau nei dvigubai naudingiau nei monokristalinių modulių sistemą.

Tai galima paaiškinti tuo, jog dvipusiai moduliai generuoja energiją iš abiejų modulio pusių ir skirtumas tarp individualių modulių grandinėje gali būti ženkliai didesnis. Optimizatoriai suteikia moduliams galimybę dirbti individualiai, todėl šis modulių tarpusavio skirtumas yra minimizuojamas.

### 3.2. Atstumo tarp modulių eilių įtakos generacijai analizė

Iš gautų rezultatų (3.1.2 - 3.1.4 poskyriai) taip pat galima įvertinti, kaip atstumas tarp modulių eilių įtakoja generaciją skirtingoms sistemoms.

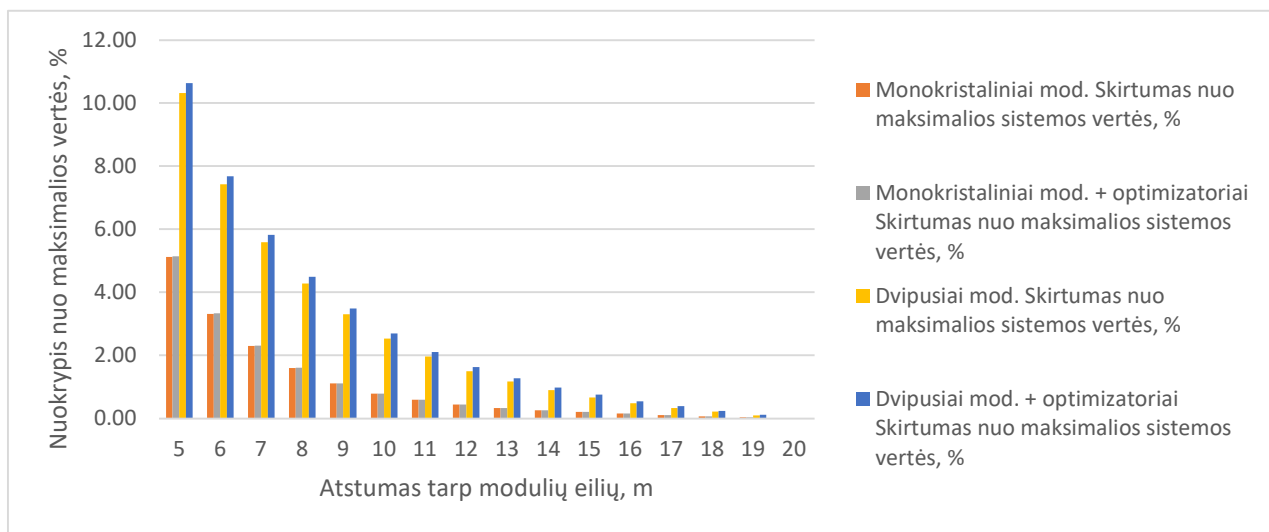
Toliau vertinamos sistemų generacijos prie skirtingų azimutų, lyginant su maksimalia galima sistemos generacija (žr. 3.8 lentelę).

**3.8 lentelė.** Maksimalios skirtingų sistemų generacijos

Sistema	Maksimali generacija, kWh
Monokristaliniai mod.	1067365
Monokristaliniai mod. + optimizatoriai	1083412
Dvipusiai mod.	1153746
Dvipusiai mod. + optimizatoriai	1179794

Vertinant atstumo tarp modulių eilių įtaką generacijai prie 0° azimuto pastebima, jog sistemoms su monokristaliniais moduliais atstumo sukeliama įtaka generacijai yra ženkliai mažesnė (iki 5,12 % ir

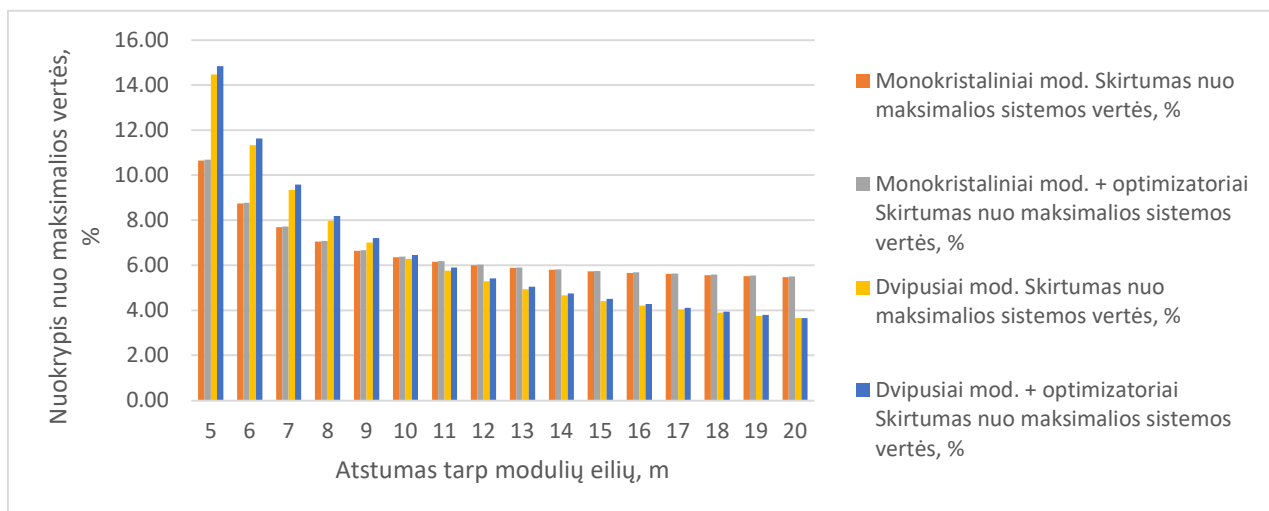
5,14 %) nei sistemoms su dvipusiais moduliais (iki 10,32 % ir 10,63 %) (žr. 3.22 pav.). Tai galima paaiškinti tuo, jog sumažinant atstumą tarp modulių eilių ženkliai sumažėja apšvietos, atsispindinčios nuo žemės į kitą modulio pusę, kiekis. Didžioji dalis prarandamos generacijos dėl sumažėjusio atstumo tarp eilių dvipusiams moduliams atsiranda iš antros modulio pusės generacijos.



3.22 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra 0°

Vertinant atstumo tarp modulių eilių įtaką elektros generacijai prie -45° azimuto matoma, jog sistemoms su monokristaliniais moduliais atstumo sukeliama įtaka elektros generacijai vis dar yra ženkliai mažesnė (iki 10,65 % ir 10,69 %) nei sistemoms su dvipusiais moduliais (iki 14,47 % ir 14,84 %) (žr. 3.23 pav.). Priežastis yra ta pati – mažinant tarpus stipriai mažėja šviesa, pasiekianti antrąją modulio pusę.

Prie šio azimuto taip pat stebimas mažesnis minimalus generacijos kritimas (nuo 5,48 % ir 5,50 % iki 3,65 % ir 3,66 %) dvipusiams moduliams nei monokristaliniams moduliams. Galima teigti, jog priežastis ta pati – didinant atstumą tarp modulių eilių ir azimutą nuo 0°, dvipusių modulių antra pusė surenka daugiau apšvietos.

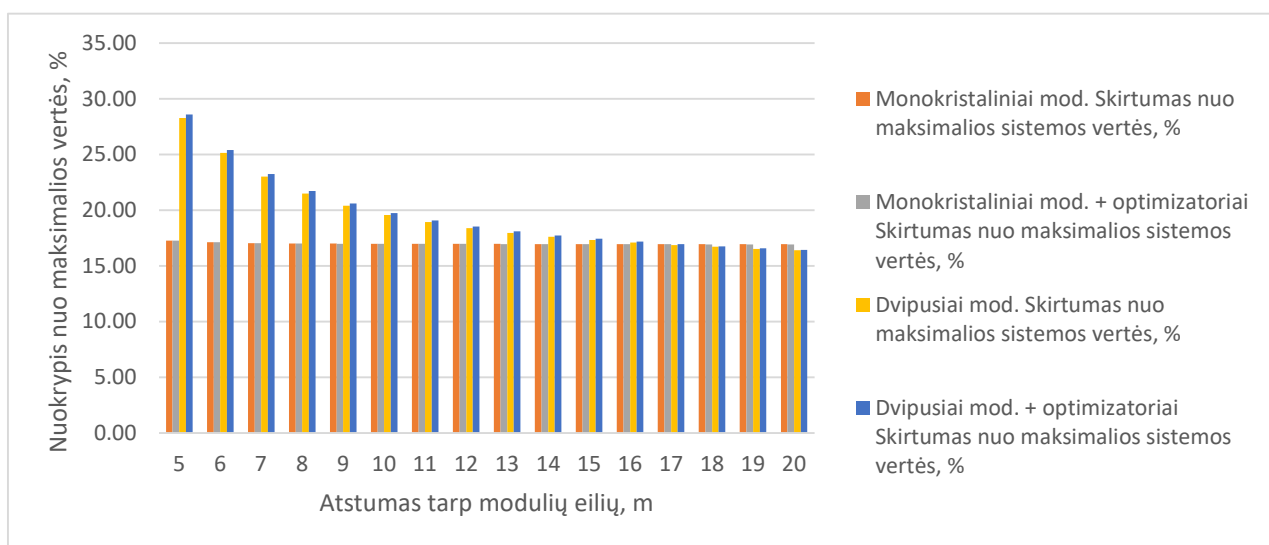


3.23 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra -45°

Vertinant atstumo tarp modulių eilių įtaką generacijai prie  $-90^\circ$  azimuto matoma, jog atstumo įtaka pradeda tapti mažiau aktuali rodikliu monokristaliniams moduliams. Skirtumas yra beveik pastovus visiems atstumams (nuo 16,93 % iki 17,27 % ir nuo 16,92 % iki 17,26 %).

Dvipusiams moduliams skirtumas prie  $-90^\circ$  azimuto, mažėjant atstumui tarp modulių eilių, ženkliai didėja (nuo 16,41 % iki 28,28 % ir nuo 16,42 % iki 28,57 %). Tai galima paaiškinti tuo, jog kampas šioms sistemoms lieka  $45^\circ$ , kai monokristalinių modulių sistemoms kampas tampa  $10^\circ$  (žr. 3.24 pav.).

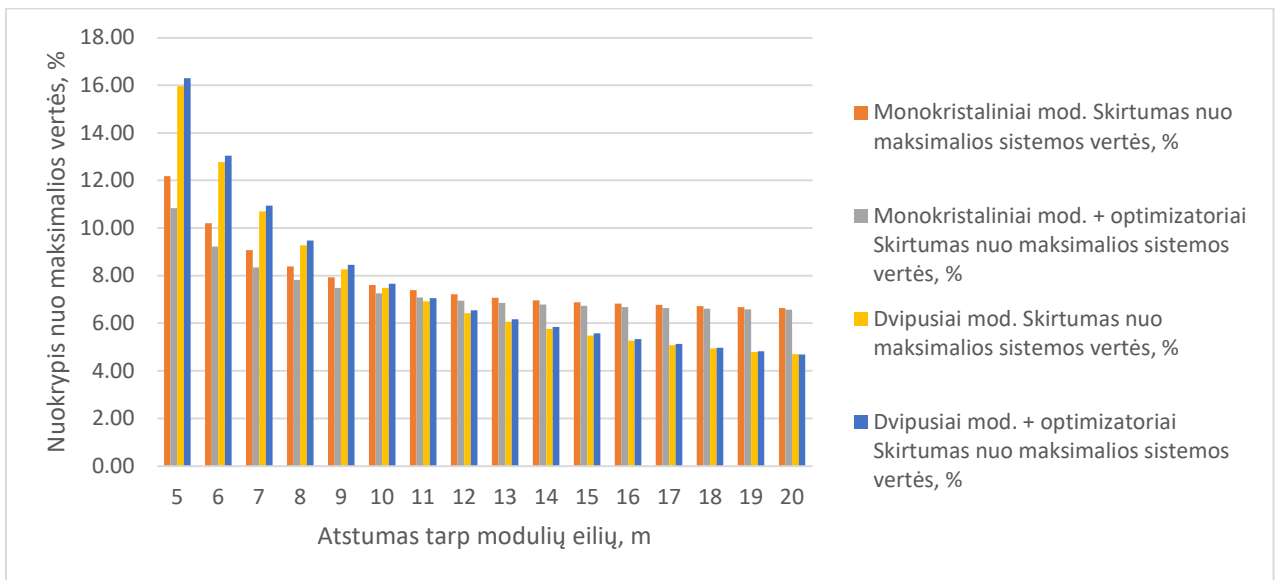
Dvipusiams moduliams tai reiškia didesnę antros pusės apšvietą, kurią jie surenka atspindėtą nuo žemės. Tai šiuos modulius paverčia savotiška „rytai-vakarai“ sistema, kuomet vakare moduliai generuoja tiesiogiai nuo saulės, o ryte daugiausiai generuoja antroji modulių pusė iš tiesiogiai atsispindėjusių saulės spindulių.



3.24 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra  $-90^\circ$

Vertinant atstumo tarp modulių eilių įtaką generacijai prie  $45^\circ$  azimuto pastebima, jog sistemoms su monokristaliniiais moduliais atstumo sukeliama įtaka generacijai vis dar yra ženkliai mažesnė (iki 12,17 % ir 10,83 %) nei sistemoms su dvipusiais moduliais (iki 15,95 % ir 16,30 %) (žr. 3.25 pav.). Priežastis yra ta pati – mažinant tarpus stipriai mažėja šviesa, pasiekianti antrąją modulio pusę.

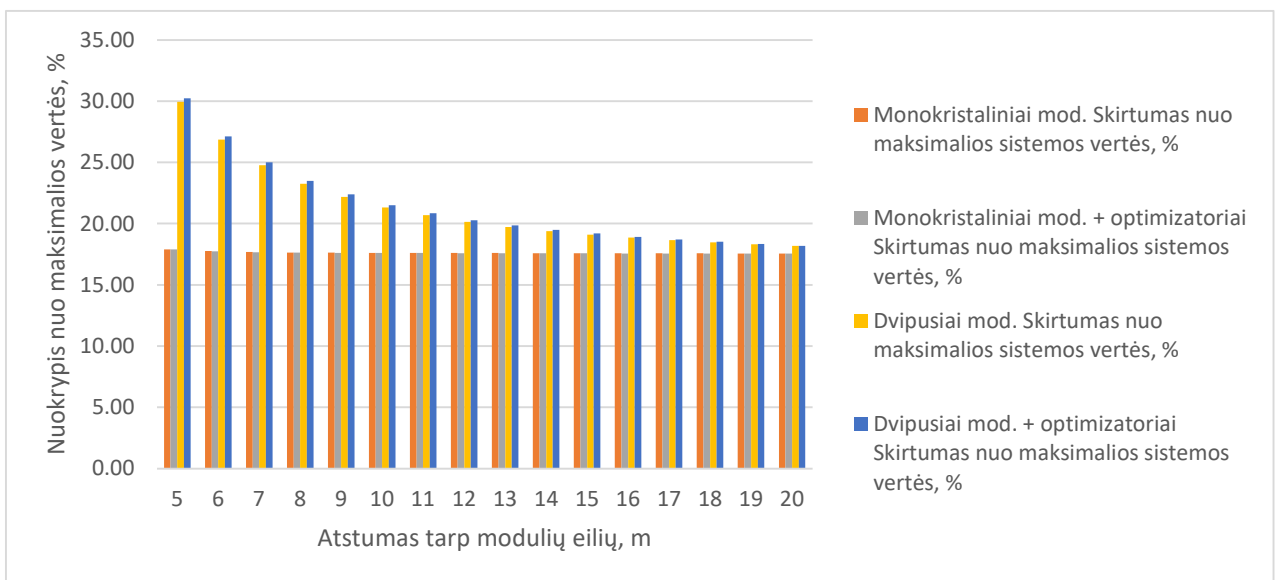
Prie šio azimuto taip pat stebimas mažesnis minimalus generacijos kritimas (nuo 6,64 % ir 6,57 % iki 4,7 % ir 4,69 %) dvipusiams moduliams nei monokristaliniams moduliams. Galima teigti, jog priežastis ta pati – didinant atstumą tarp modulių eilių ir azimutą nuo  $0^\circ$ , dvipusių modulių antra pusė sugeba surinkti daugiau apšvietos.



3.25 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra 45°

Vertinant atstumo tarp modulių eilių įtaką generacijai prie 90° azimuto, matome, jog atstumo įtaka pradeda tapti mažiau aktualiu rodikliu monokristaliniams moduliams. Skirtumas yra beveik pastovus visiems atstumams (nuo 17,56 % iki 17,9 % ir nuo 17,55 % iki 17,89 %). (žr. 3.26 pav.).

Dvipusiams moduliams skirtumas prie 90° azimuto, mažėjant atstumui tarp modulių eilių, ženkliai didėja (nuo 18,19 % iki 29,95 % ir nuo 18,19 % iki 30,23 %). Priežastis išlieka tokia pati, kaip ir sistemoms prie -90° azimuto – sistema tampa savotiška „rytai-vakarai“ ir efektyviau išnaudoja antrosios dvipusių modulių pusės galimybę generuoti elektros energiją.



3.26 pav. Generacijos nuokrypis nuo maksimalios sistemos generacijos mažinant atstumą tarp modulių eilių, kai azimutas yra 90°

### 3.3. Keitiklių perkrovos įtaka saulės elektrinių generacijai

Toliau buvo įvertintas saulės elektrinės generacijos pokytis mažinant instaliuotų keitiklių galią. Didžioji dalis parametrų nesikeitė, tačiau kito keitikliai (dėl tolygaus inverterių galių mažėjimo, naudojami 50 kW galios keitikliai, kurių parametrai šiek tiek skiriasi). Dėl to šiek tiek pamažėjo generuojamos elektros energijos kiekis prie 1100 kW instaliuotos keitiklių galios, tačiau, kadangi pagrindinis tyrimo tikslas yra nustatyti generacijos kritimą tarp skirtingų keitiklių galių priimta, jog šis generacijos kritimas yra priimtinas.

Šis sumažėjimas atsiranda dėl šiek tiek skirtingų keitiklių parametrų ir dėl skirtingų modulių grupavimo variacijų. Mažinant keitiklių galią tai pačiai elektrinei galiai, mažėja ir turimų maksimalios galios sekiklių kiekis, todėl tenka naudoti tokias grupavimo variacijas kaip lygiagrečių jungimą ar modulių grupių ilginimą, kas didina grandinės įtampą virš keitiklio optimalios galios taško ir taip mažina keitiklio efektyvumą.

3.9 lentelė. Simuliacijoje naudojamos prielaidos

DC kabelis	1x6 mm <sup>2</sup>	AC kabelis	Al 3x95 mm <sup>2</sup>
Ilgis (bendras + ir -), m	180	Ilgis, m	49,2
Linijos varža, mΩ	6,27	Linijos varža, Ω	0,33
Nuostoliai prie STC, %	1,54 %	Nuostoliai prie STC, %	1 %
Modulių efektyvumo nuostoliai, %			0,40 %
Galios nuostoliai dėl modulių skirtumų, %			2 % (sistemose su optimizatoriais, 0 %)
Nuostoliai dėl grupių lygiagretinimo, %			0 %
LID nuostoliai, %			2 %
Nuostoliai dėl nešvarumų, %			1 %
<b>Terminis pralaidumas, W/m<sup>2</sup>·K</b>			29,0
Inverterio efektyvumas, %			98,9 %
Instaliuota suminė inverterių galia, kW			1100
Atspindžio albedas (žolės)			0,20
Elektrinėje instaliuota suminė modulių galia, kW			994,5
Globalioji horizontalioji apšvieta, kWh/m <sup>2</sup>			1027
Stadijos simuliacijų kiekis, vnt.			6656
Lokacija (koordinatės)			55,6379, 22,9165

#### 3.3.1. Monokristaliniai moduliai. Vakarai

Vertinant vakarų sistemas, pasitvirtina pirmoje tyrimo dalyje gauti rezultatai – esant visiems tarpams tarp modulių eilių, efektyviausias visada 10° posvyrio kampas (žr. 3.10 lentelę).

Šiuo atveju optimali saulės elektrinė – 10° posvyrio kampo ir 20 metrų tarp modulių eilių tarpo elektrinė su 850 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,17) instaliuotos keitiklių galios – ji generuoja 886550 kWh (891,45 kWh/kWp). Mažiausiai generuosianti saulės elektrinė – 40° posvyrio kampo bei 5 metrų tarp modulių eilių tarpo sistema su 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658) instaliuotų keitiklių galia – ji generuoja 690400 kWh (694,22 kWh/kWp).

Vertinant vidutiniškai visų instaliuotų galių sistemas vakarams taip pat matoma, jog efektyviausiai dirbs sistemos su 850 kW galios keitikliais. Mažiausiai efektyviai – sistemos, su 600 kW galios keitikliais. Jų efektyvumas yra vidutiniškai 7,114 % mažesnis nei sistemų su 850 kW keitiklių galia.

**3.10 lentelė.** Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos vakarų krypties

Sistema	Vidutinė generacija, kWh	Vidutinės generacijos nuokrypis nuo maksimalios vertės, %
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1100 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,904)	846794	0,139
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1050 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,947)	847124	0,100
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1000 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,995)	847423	0,065
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047)	847680	0,034
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 900 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,105)	847888	0,010
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 850 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,17)	847972	0,000
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 800 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,243)	847421	0,065
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 750 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,326)	845553	0,285
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 700 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,421)	825299	2,674
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 650 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,53)	799767	5,685
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658)	787645	7,114

### 3.3.2. Monokristaliniai moduliai. Pietvakariai

Vertinant elektrines pietvakarių kryptimi, optimali saulės elektrinė – 30° posvyrio kampo ir 20 metrų tarp modulių eilių tarpo elektrinė su 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047) instaliuotos keitiklių galios – ji generuoja 1008057 kWh (1013,63 kWh/kWp). Mažiausiai generuosianti saulės elektrinė – 40° posvyrio kampo bei 5 metrų tarp modulių eilių tarpo sistema su 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658) instaliuotų keitiklių galia – ji generuoja 836825 kWh (841,453 kWh/kWp).

Vertinant vidutiniškai visų instaliuotų galių sistemas vakarams taip pat matoma, jog efektyviausiai dirbs sistemos su 950 kW galios keitikliais. Mažiausiai efektyviai – sistemos, su 600 kW galios keitikliais. Jų efektyvumas yra vidutiniškai 9,327 % mažesnis nei sistemų su 950 kW keitiklių galia (žr. 3.11 lentelę).



### 3.11 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos pietvakarių kryptimi

Sistema	Vidutinė generacija, kWh	Vidutinės generacijos nuokrypis nuo maksimalios vertės, %
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1100 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,904)	976842	0,054
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1050 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,947)	977062	0,031
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1000 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,995)	977247	0,012
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047)	977368	0,000
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 900 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,105)	977317	0,005
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 850 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,17)	976623	0,076
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 800 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,243)	974541	0,289
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 750 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,326)	969982	0,756
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 700 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,421)	941542	3,666
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 650 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,53)	904353	7,470
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658)	886211	9,327

#### 3.3.3. Monokristaliniai moduliai. Pietūs

Vertinant elektrines pietų kryptimi, optimali saulės elektrinė – 40° posvyrio kampo ir 20 metrų tarp modulių eilių tarpo elektrinė su 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047) instaliuotos keitiklių galios – ji generuoja 1064453 kWh (1070,34 kWh/kWp). Mažiausiai generuosianti saulės elektrinė – 40° posvyrio kampo bei 5 metrų tarp modulių eilių tarpo sistema su 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658) instaliuotų keitiklių galia – ji generuoja 888810 kWh (893,73 kWh/kWp).

Vertinant vidutiniškai visų instaliuotų galių sistemas vakarams taip pat matoma, jog efektyviausiai dirbs sistemos su 950 kW galios keitikliais. Mažiausiai efektyviai – sistemos, su 600 kW galios keitikliais. Jų efektyvumas yra vidutiniškai 9,766 % mažesnis nei sistemų su 950 kW keitiklių galia. (žr. 3.12 lentelę).

### 3.12 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos pietų krypties

Sistema	Vidutinė generacija, kWh	Vidutinės generacijos nuokrypis nuo maksimalios vertės, %
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1100 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,904)	1022265	0,041
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1050 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,947)	1022449	0,023
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1000 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,995)	1022598	0,009
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047)	1022686	0,000
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 900 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,105)	1022638	0,005
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 850 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,17)	1022129	0,055
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 800 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,243)	1020089	0,254
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 750 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,326)	1014872	0,764
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 700 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,421)	983840	3,798
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 650 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,53)	942734	7,818
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658)	922808	9,766

#### 3.3.4. Monokristaliniai moduliai. Pietryčiai

Vertinant elektrines pietryčių kryptimi, optimali saulės elektrinė – 30° posvyrio kampo ir 20 metrų tarp modulių eilių tarpo elektrinė su 900 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,105) instaliuotos keitiklių galios – ji generuoja 996966 kWh (1002,48 kWh/kWp). Mažiausiai generuojanti saulės elektrinė – 40° posvyrio kampo bei 5 metrų tarp modulių eilių tarpo sistema su 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658) instaliuotų keitiklių galia – ji generuoja 827778 kWh (832,36 kWh/kWp).

Vertinant vidutiniškai visų instaliuotų galių sistemas vakarams taip pat matoma, jog efektyviausiai dirbs sistemos su 900 kW galios keitikliais. Mažiausiai efektyviai – sistemos, su 600 kW galios keitikliais. Jų efektyvumas yra vidutiniškai 8,793 % mažesnis nei sistemų su 950 kW keitiklių galia (žr. 3.13 lentelę).

**3.13 lentelė.** Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos pietryčių kryptimi

Sistema	Vidutinė generacija, kWh	Vidutinės generacijos nuokrypis nuo maksimalios vertės, %
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1100 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,904)	966789	0,070
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1050 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,947)	967023	0,046
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1000 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,995)	967222	0,025
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047)	967372	0,009
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 900 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,105)	967463	0,000
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 850 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,17)	967328	0,014
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 800 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,243)	966177	0,133
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 750 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,326)	962853	0,477
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 700 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,421)	935405	3,314
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 650 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,53)	899440	7,031
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658)	882391	8,793

**3.3.5. Monokristaliniai moduliai. Rytai**

Vertinant elektrines rytų kryptimi, optimali saulės elektrinė – 10° posvyrio kampo ir 20 metrų tarp modulių eilių tarpo elektrinė su 800 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,243) instaliuotos keitiklių galios – ji generuoja 879994 kWh (884,86 kWh/kWp). Mažiausiai generuosianti saulės elektrinė – 40° posvyrio kampo bei 5 metrų tarp modulių eilių tarpo sistema su 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658) instaliuotų keitiklių galia – ji generuoja 678667 kWh (682,42 kWh/kWp).

Vertinant vidutiniškai visų instaliuotų galių sistemas vakarams taip pat matoma, jog efektyviausiai dirbs sistemos su 800 kW galios keitikliais. Mažiausiai efektyviai – sistemos, su 600 kW galios keitikliais. Jų efektyvumas yra vidutiniškai 6,374 % mažesnis nei sistemų su 800 kW keitiklių galia (žr. 3.14 lentelę).

### 3.14 lentelė. Vidutinės monokristalinių modulių sistemų generacijos rytų kryptimi

Sistema	Vidutinė generacija, kWh	Vidutinės generacijos nuokrypis nuo maksimalios vertės, %
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1100 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,904)	831826	0,166
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1050 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,947)	832173	0,124
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 1000 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 0,995)	832490	0,086
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 950 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,047)	832767	0,053
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 900 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,105)	832996	0,026
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 850 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,17)	833171	0,005
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 800 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,243)	833209	0,000
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 750 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,326)	832564	0,077
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 700 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,421)	813905	2,317
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 650 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,53)	790771	5,093
Vidutinė generacija, kai instaliuotų keitiklių galia 600 kW (modulių/keitiklių galios santykis – 1,658)	780099	6,374

Gauti rezultatai parodo, jog inverterių perkrovimas visais atvejais yra sprendimas, leidžiantis generuoti daugiau elektros energijos iš sistemų su monokristaliniais moduliais. Perkrovimas varijuoja pagal orientacijas, tačiau pagal gautus rezultatus stebimas generacijos padidėjimas 4,7 % – 24,3 % perkrovoms.

Šį padidėjimą galima paaiškinti tuo, jog modulių galia duomenų lapuose nurodoma esant standartinėms testavimo sąlygoms. Jos neįvertina fakto, jog moduliai, esant maksimalioms apšvietoms, stipriai įkaista ir jų maksimali pasiekiamą momentinę galią krenta (šiuo atveju 994,5 kW galios monokristalinių modulių sistemos prie 50°C generuos tik 932 kW momentinės galios), todėl saulės elektrinės savo maksimalią teorinę galią pasiekia sąlyginai retai.

Didesnės perkrovos galimos sistemoms, nukrypusioms toliau nuo pietų. Tai galima paaiškinti mažesniu tiesiogine apšvietos į paviršių kiekiu, kas sumažina maksimalių apkrovų periodus, dėl ko nereikia didelės momentinės galios.

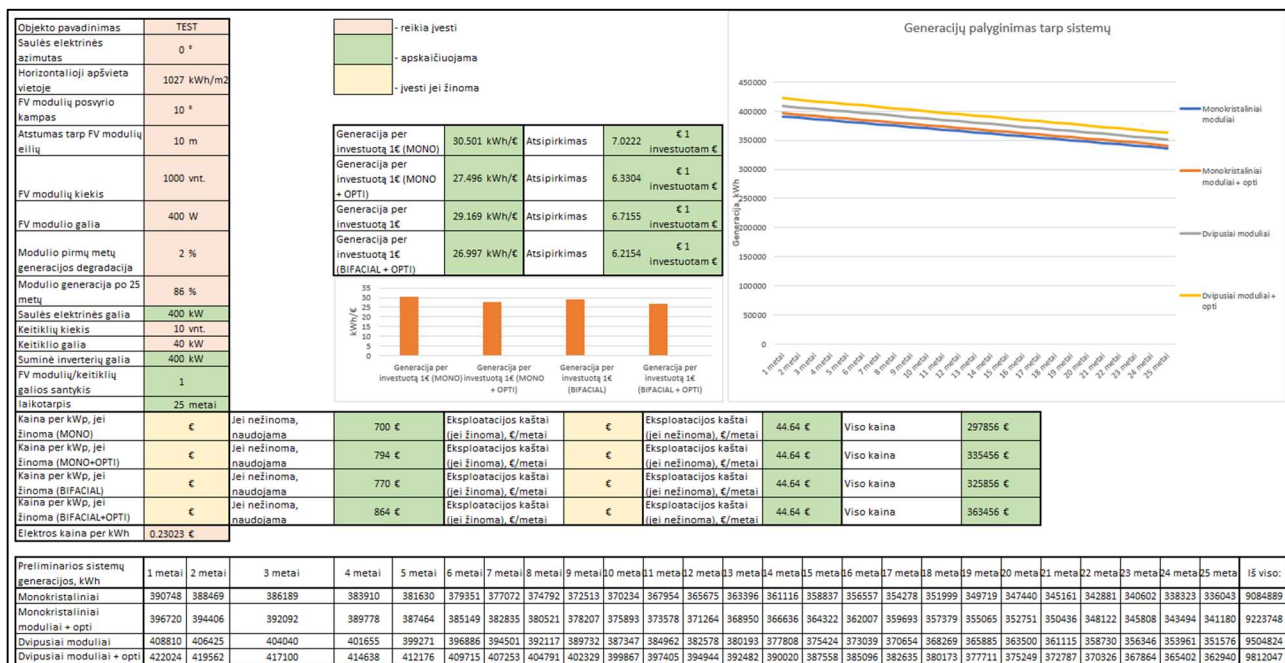
## 3.4. Ekonominė analizė

### 3.4.1. Parengtas įrankis ir jo veikimo analizė

Iš surinktų duomenų sukurtas įrankis, gebantis apdoroti visas keturias galimas sistemas bei nustatyti jų atsiperkamumą. Įrankis rengtas „Microsoft Office“ paketo įskiepiumi „Excel“.

Šio įrankio veikimui reikia suvesti įvestinius duomenis (žr. 3.27 pav., rausva/gelsva spalva pažymėti langeliai):

- objekto pavadinimas;
- saulės elektrinės azimutas;
- horizontalioji apšvieta;
- FV modulių pasvirimo kampas;
- FV modulių kiekis,
- vieno FV modulio galia;
- modulio pirmų metų generacijos degradacija;
- modulio generacijos garantija po 25 metų;
- keitiklių kiekis;
- keitiklio galia;
- jei žinoma, skirtingų sistemų kaina per 1 kW (jei nežinoma, naudojami standartiniai);
- jei žinoma, preliminarūs eksploatacijos kaštai per kW (jei nežinoma, naudojami standartiniai);
- elektros kaina per kWh.



3.27 pav. Sukurto įrankio pagrindinio lango vaizdas

Pagal įvestus pradinis duomenis, apskaičiuojami pagrindiniai parametrai (žr. 3.27 pav. žalia spalva pažymėti langeliai):

- saulės elektrinės galia;
- suminė keitiklių galia;
- FV modulių/keitiklių galios santykis;
- elektrinės eksploatavimo laikotarpis;
- generacija per investuotą 1 € kiekvienai sistemai (per visą eksploatacinį laikotarpį);
- atsipirkimas (kiek € būtų uždirbta kiekvienam investuotam €);
- pateikiamas grafinis generacijų palyginimo kiekvienais metais atvaizdavimas (grafikas „Generacijų palyginimas tarp sistemų“);
- pateikiamas kWh/€ generacijos per investuotą 1€ palyginimo grafikas.

Pagal visus suvestus bei standartiškai parenkamus duomenis, įrankis apskaičiuoja kiekvienų metų saulės elektrinių generacijas bei bendras sumines generacijas. Eksploatacijos kaštai įvertinti pasitelkiant Olafo Maierio (ang. Olaf Maier) atliktą eksploatacinių kaštų lentelę skirtingų galių FV parkams (žr. 3.15 lentelę) [33]. Taip pat skaičiavimuose naudojama fiksuota elektros kaina (0,23023 €/kWh) visiems skaičiavimams, visi kaštai bei investicijos vertinamos dabartine pinigų verte [34].

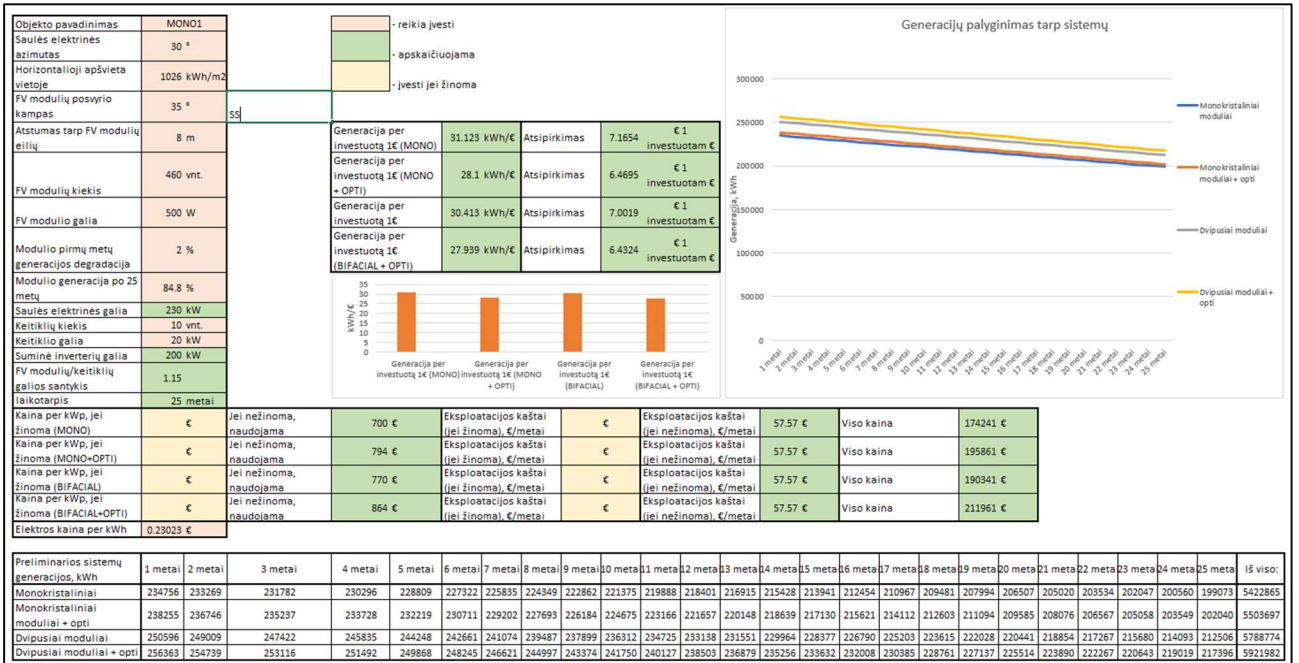
**3.15 lentelė.** Skirtingų galių FV sistemų eksploatacijos kaštai per 1 kW

Galia, kW	<10	<30	<100	<300	<1000	>1000
Kaštai, €/kW	181,54	115,76	74,61	57,57	44,64	49,16

Įrankiui validuoti buvo atliktos dviejų atsitiktinių elektrinių kiekvienai sistemai generacijų ataskaitos (1-8 priedai), taip įvertinant įrankio generacijų atitikimą realioms, „PVsyst“ programine įranga susimuliuotoms vertėms.

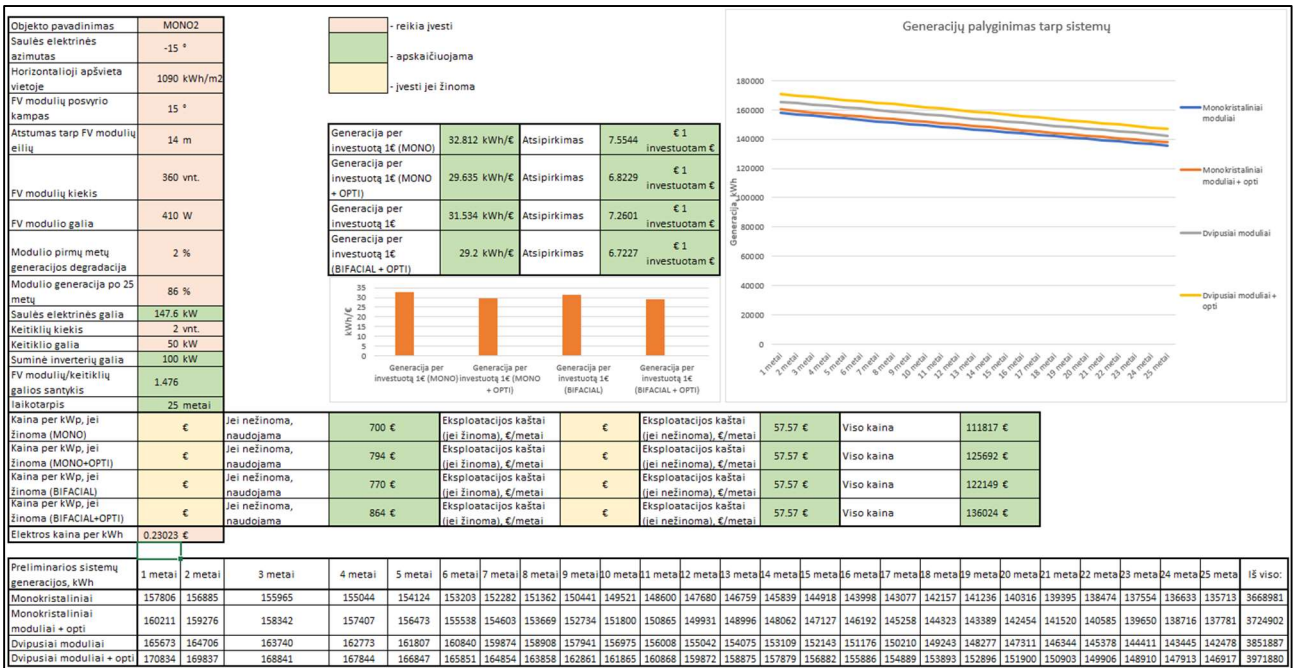
#### **3.4.2. Įrankio validacija. Monokristaliniai moduliai**

Pirmoji elektrinė, skirta monokristalinių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 460 vnt. 500 W galios modulių (230 kW) ir 10 vnt. 20 kW keitiklių (200 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 1,15). Elektrinės lokacija – Kelmės rajonas (55.69, 22.51). Visi naudojami parametrai pateikti 3.28 pav. bei 1 priede.



3.28 pav. Pirmosios monokristalinių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

Antroji elektrinė, skirta monokristalinių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 360 vnt. 410 W galios modulių (100 kW) ir 2 vnt. 50 kW keitiklių (100 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 1,476). Elektrinės lokacija – Šventosios rajonas (56.04 21.08). Visi naudojami parametrai pateikti 3.29 pav. bei 2 priede.



3.29 pav. Antrosios monokristalinių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai



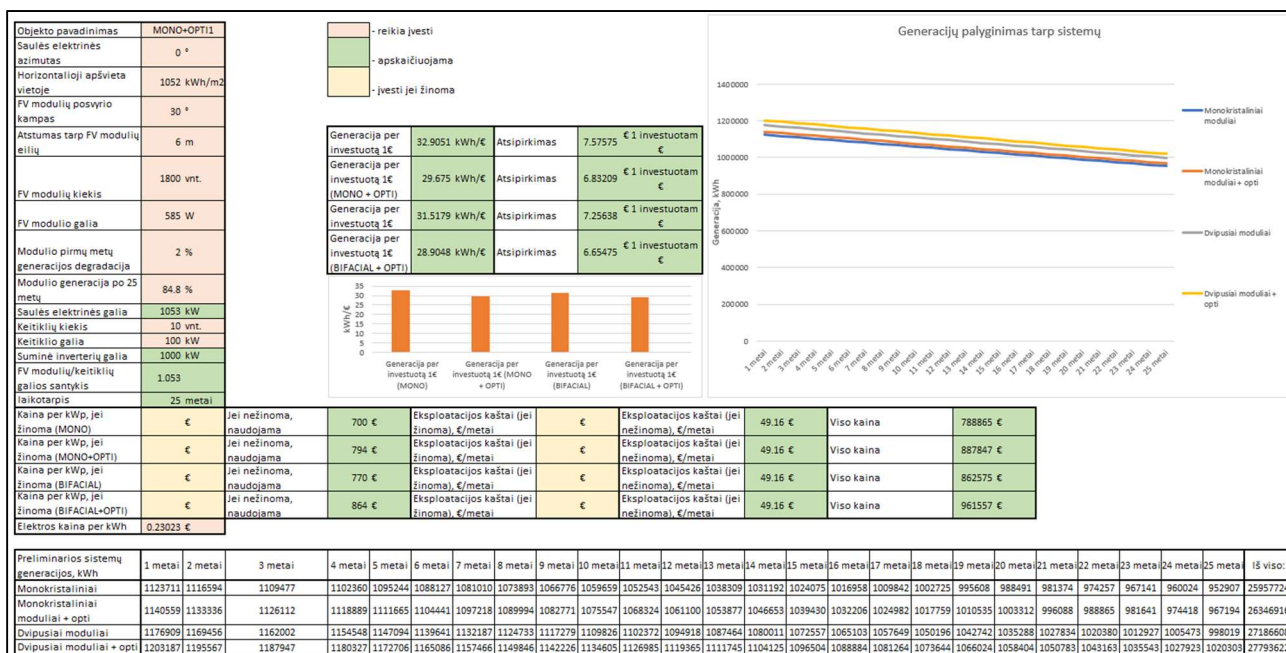
Simuliacijų „PVsyst“ programine įranga ir parengtu įrankiu generacijos rezultatai skiriasi nežymiai (nuo 0,75 % iki 1,59 %) (žr. 3.16 lentelę). Tai laikoma leistina tolerancija dėl skirtingų modulių/keitiklių elektrinių parametru ir dėl grupavimo atsirandančių efektyvumo nuostolių.

**3.16 lentelė.** Monokristalinių sistemų įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas

Sistema	Generacija, kWh	Skirtumas nuo „PVsyst“, %
MONO1 „PVsyst“	236532	-
MONO1 įrankis	234756	0,75
MONO2 „PVsyst“	157701	-
MONO2 įrankis	160211	-1,59

### 3.4.3. Įrankio validacija. Monokristaliniai moduliai su optimizatoriais

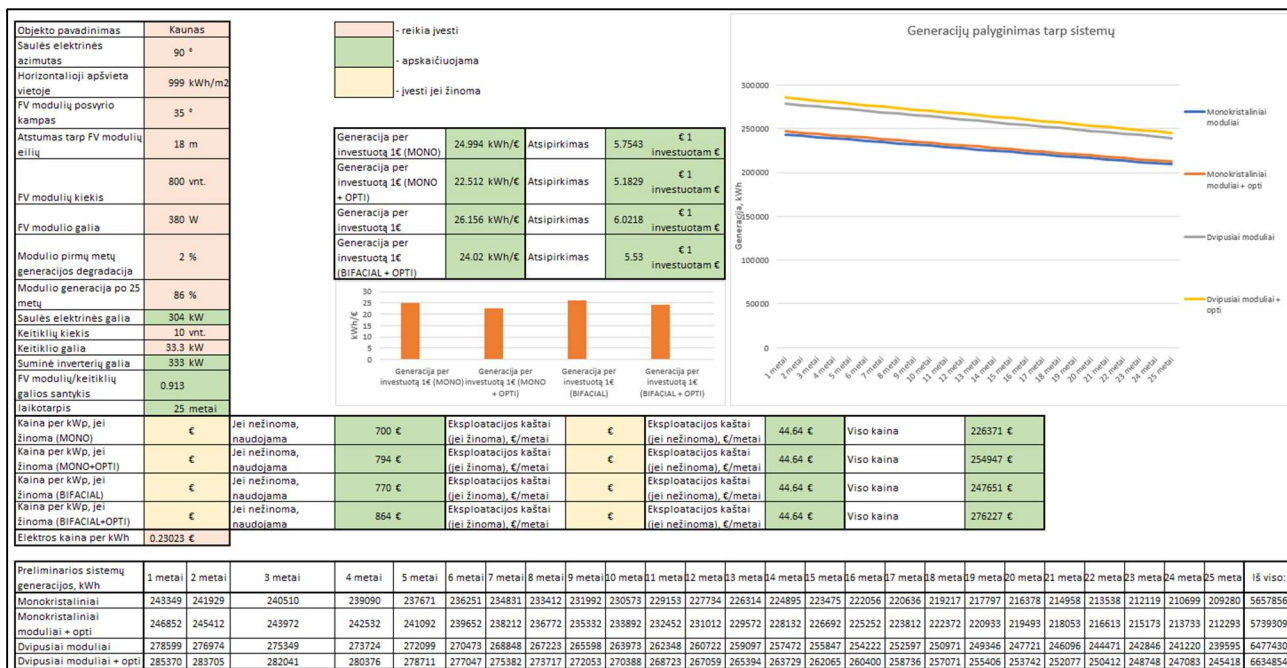
Pirmoji elektrinė, skirta monokristalinių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 1800 vnt. 585 W galios modulių (1053 kW) ir 10 vnt. 100 kW keitiklių (1000 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 1,053). Elektrinės lokacija – Druskininkų rajonas (54.08, 23.90). Visi naudojami parametrai pateikti 3.30 pav. bei 3 priede.



3.30 pav. Pirmosios monokristalinių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

Antroji elektrinė, skirta monokristalinių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 800 vnt. 380 W galios modulių (304 kW) ir 10 vnt. 33,3 kW keitiklių (333,3 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 0,913). Elektrinės lokacija – Biržų rajonas (56.43, 24.90). Visi naudojami parametrai pateikti 3.31 pav. bei 4 priede.





3.31 pav. Antrosios monokristalinių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

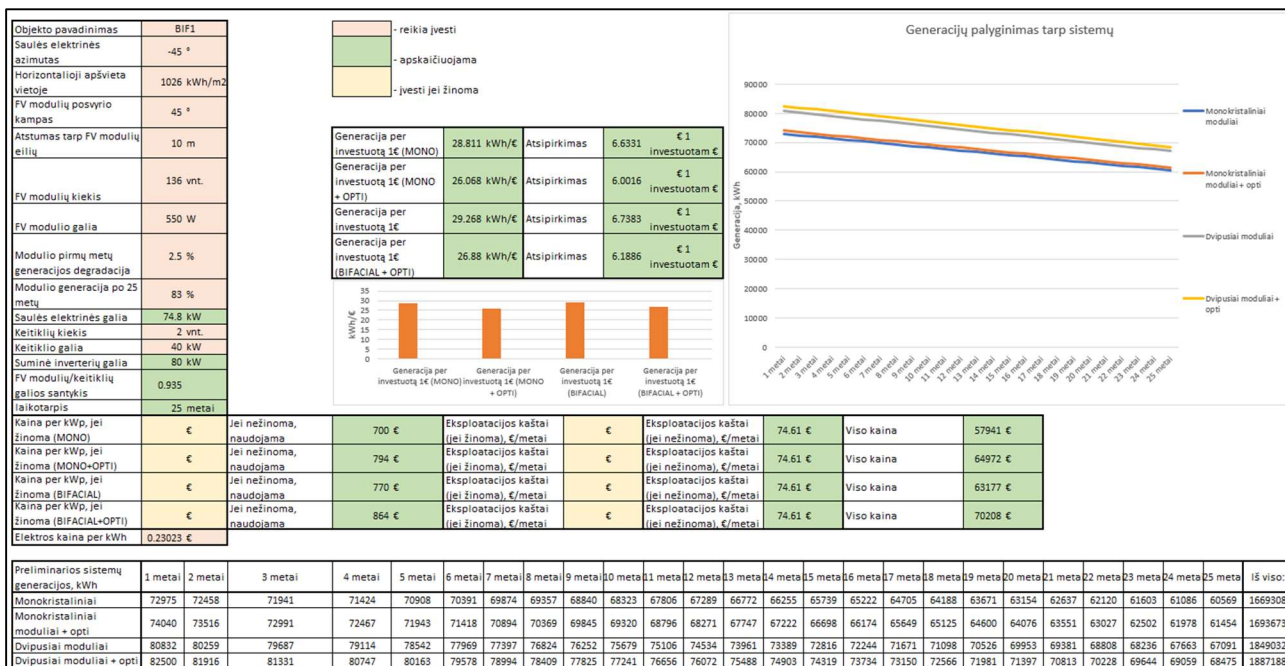
Simuliacijų „PVsyst“ programine įranga ir parengtu įrankiu generacijos rezultatai skiriasi nežymiai (nuo 0,26 % iki 1,69 %) (žr. 3.17 lentelę). Tai laikoma leistina tolerancija dėl skirtingų modulių/keitiklių elektrinių parametru ir dėl grupavimo atsirandančių efektyvumo nuostolių.

3.17 lentelė. Monokristalinių sistemų su optimizatoriais įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas

Sistema	Generacija, kWh	Skirtumas nuo „PVsyst“, %
MONO+OPTI1 „PVsyst“	1121590	-
MONO+OPTI1 įrankis	1140559	-1,69
MONO+OPTI2 „PVsyst“	247502	-
MONO+OPTI2 įrankis	246852	0,26

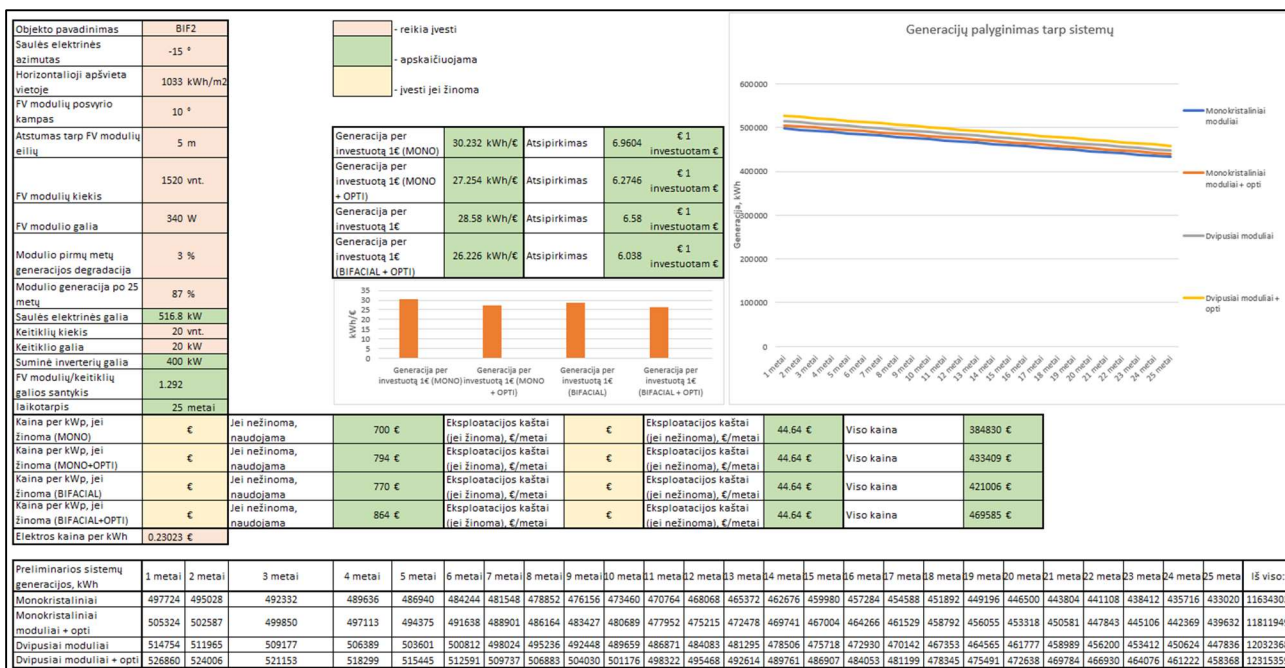
### 3.4.4. Įrankio validacija. Dvipusiai moduliai

Pirmoji elektrinė, skirta dvipusių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 136 vnt. 550 W galios modulių (74,8 kW) ir 2 vnt. 40 kW keitiklių (80 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 0,935). Elektrinės lokacija – Šiauliai (55.94, 23.28). Visi naudojami parametrai pateikti 3.32 pav. bei 5 priede.



3.32 pav. Pirmosios dvipusių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

Antroji elektrinė, skirta dvipusių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 1520 vnt. 340 W galios modulių (516,8 kW) ir 20 vnt. 20 kW keitiklių (400 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 1,292). Elektrinės lokacija – Pagegių rajonas (55.10, 22.09). Visi naudojami parametrai pateikti 3.33 pav. bei 6 priede.



3.33 pav. Antrosios dvipusių modulių sistemoms validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

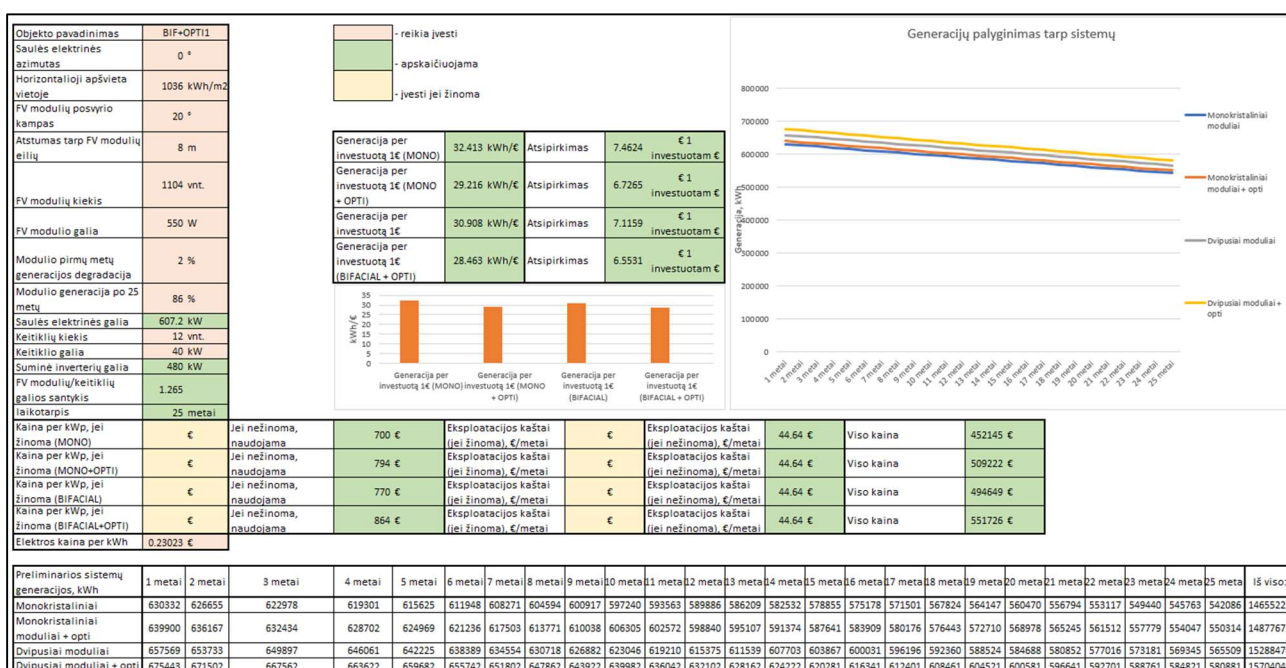
Simuliacijų „PVsyst“ programine įranga ir parengtu įrankiu generacijos rezultatai skiriasi nežymiai (nuo 0,6 % iki 1,6 %) (žr. 3.18 lentelę). Tai laikoma leistina tolerancija dėl skirtingų modulių/keitiklių elektrinių parametru ir dėl grupavimo atsirandančių efektyvumo nuostolių.

### 3.18 lentelė. Dvipusių sistemų įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas

Sistema	Generacija, kWh	Skirtumas nuo „PVsyst“, %
BIF1 „PVsyst“	79556	-
BIF1 įrankis	80832	-1,6
BIF2 „PVsyst“	511704	-
BIF2 įrankis	514754	-0,6

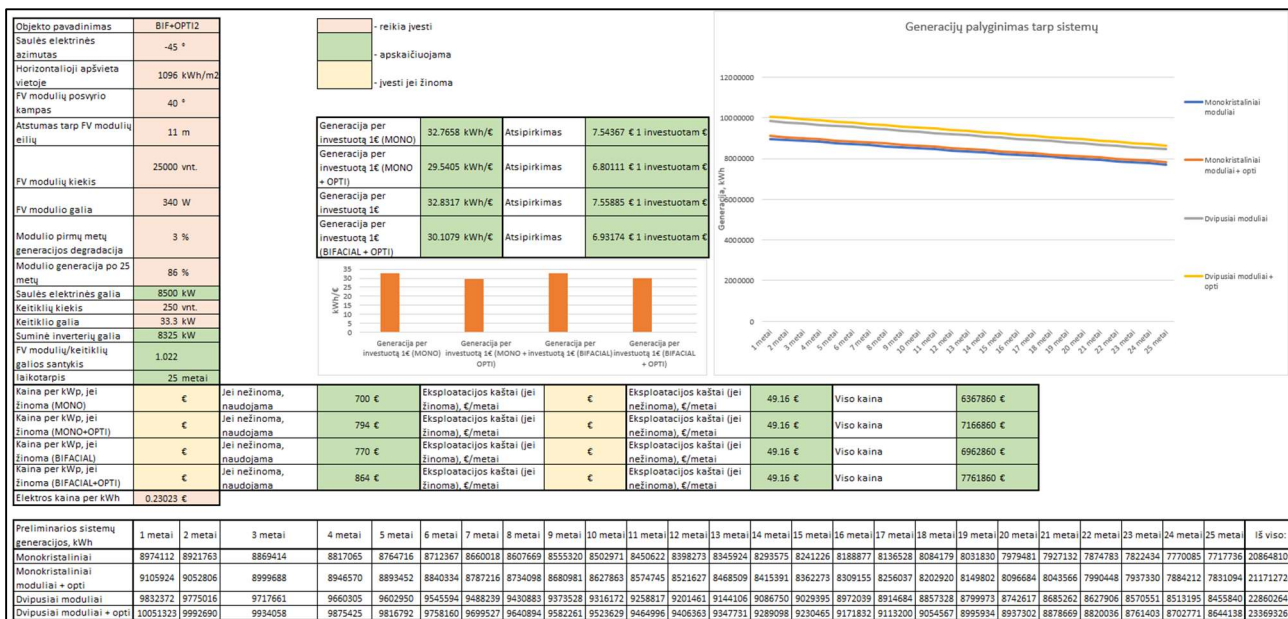
### 3.4.5. Įrankio validacija. Dvipusiai moduliai su optimizatoriais

Pirmoji elektrinė, skirta dvipusių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti, yra sudaryta iš 1104 vnt. 550 W galios modulių (607,2 kW) ir 12 vnt. 40 kW keitiklių (480 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 1,265). Elektrinės lokacija – Dievėniškės (54.19, 25.62). Visi naudojami parametrai pateikti 3.34 pav. bei 7 priede.



3.34 pav. Pirmosios dvipusių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

Antroji elektrinė, skirta dvipusių modulių sistemoms validuoti, yra sudaryta iš 25000 vnt. 340 W galios modulių (8500 kW) ir 250 vnt. 33,3 kW keitiklių (8325 kW, modulių/keitiklių galios santykis – 1,022). Elektrinės lokacija – Skuodo rajonas (56.16, 21.24). Visi naudojami parametrai pateikti 3.35 pav. bei 8 priede.



3.35 pav. Antrosios dvipusių modulių sistemoms su optimizatoriais validuoti naudojamos elektrinės duomenys bei rezultatai

Simuliacijų „PVsyst“ programine įranga ir parengtu įrankiu generacijos rezultatai skiriasi nežymiai (nuo 1,16 % iki 1,19 %) (žr. 3.19 lentelę). Tai laikoma leistina tolerancija dėl skirtingų modulių/keitiklių elektrinių parametrų ir dėl grupavimo atsirandančių efektyvumo nuostolių.

3.19 lentelė. Dvipusių sistemų įrankio ir „PVsyst“ simuliacijų generacijų palyginimas

Sistema	Generacija, kWh	Skirtumas nuo „PVsyst“, %
BIF+OPTI1 „PVsyst“	665488	-
BIF+OPTI1 įrankis	657569	1,19
BIF+OPTI2 „PVsyst“	10168897	-
BIF+OPTI2 įrankis	10051323	1,16



## Išvados

1. Buvo apžvelgti saulės elektrinių efektyvumą lemiantys faktoriai, tokie kaip tinkamas įrangos parinkimas bei šešėliavimo įtaka. Visi tyrimai buvo orientuoti į keturių sistemų – monokristalinių ir dvipusių modulių su ir be optimizatorių palyginimą skirtingomis orientacijomis (nuo rytų iki vakarų) nuo tiesiog dėl apšvietos atsirandančių skirtumų iki konkrečių generuojamos elektros skirtumų įvertinant visus nuostolius.
2. Atlikta apšvietos į modulių pasvirimo kampą („GlobInc“) analizė FV sistemoms, kurių azimutas nuo  $-90^{\circ}$  iki  $90^{\circ}$ . Vertės varijuoja nuo  $1017 \text{ kWh/m}^2$  rytų kryptimi ir  $1022 \text{ kWh/m}^2$  vakarų kryptimi iki  $1232 \text{ kWh/m}^2$  pietų kryptimi. Pastebėta, jog ties  $70^{\circ}$  ir didesniu azimutu sistemos tampa efektyvesnės mažinant konstrukcijos posvyrio kampą.
3. Atlikta efektyvios apšvietos įvertinus optinius nuostolius („GlobEff“) analizė FV sistemoms, kurių azimutas nuo  $-90^{\circ}$  iki  $90^{\circ}$ . Nustatyta, jog dvipusių modulių „GlobEff“ vertė vidutiniškai padidėja nuo  $6,16 \%$  pietų kryptimi orientuotoms sistemoms iki  $10,71 \%$  į rytus orientuotoms sistemoms lyginant su monokristaliniais vienpusiais moduliais. Taip pat nustatyta, jog „GlobEff“ vertės tiesiškai priklauso nuo modulių posvyrio kampo visoms sistemoms.
4. Atliktos  $994,5 \text{ kW}$  FV sistemos generacijų simuliacijos generacijai įvertinti, atsižvelgiant į visus elektrinius bei konversijos nuostolius („E\_Grid“). Nustatyta, jog efektyviausia sistema – dvipusių modulių sistema į pietus, generuosianti  $1186,32 \text{ kWh/kWp}$ . Mažiausiai efektyvi sistema – rytų kryptimi orientuota monokristalinių modulių sistema, generuosianti  $885,2 \text{ kWh/kWp}$ . Vertinant visų sistemų generuojamą elektros kiekį visomis kryptimis, daugiausiai generuojančios sistemos sudarytos iš dvipusių modulių su optimizatoriais ( $1059,79 \text{ kWh/kWp}$ ), mažiausiai generuojančios sistemos sudarytos iš monokristalinių modulių ( $958,09 \text{ kWh/kWp}$ ,  $9,6 \%$  sumažėjimas nuo efektyviausios sistemos).
5. Nustatytas optimizatorių padidintas generuojamas elektros kiekis visoms sistemoms. Monokristalinių modulių sistemoms optimizatoriai generaciją padidina nuo  $1,39 \%$  iki  $1,44 \%$ , dvipusių modulių sistemoms – nuo  $2,49 \%$  iki  $3,68 \%$ .
6. Nustatyta atstumo tarp modulių eilių įtaka elektrinių generacijai. Apskaičiuota, jog atstumo įtaka yra ženkliai didesnė dvipusių modulių sistemoms (nuo  $10,32 \%$  ir  $10,63 \%$  pietų krypties sistemoms iki  $29,95 \%$  ir  $30,23 \%$  rytų krypties sistemoms) nei monokristalinių modulių sistemoms (nuo  $5,12 \%$  ir  $5,14 \%$  pietų krypties sistemoms iki  $17,9 \%$  ir  $17,89 \%$  rytų krypties sistemoms).
7. Atlikta keitiklių ir modulių galių koreliacijos analizė. Nustatyta, jog efektyviausiai generuos sistemos, kurių keitiklių/modulių galios santykis yra  $1,17$  (vakarai),  $1,047$  (pietvakariai ir pietūs),  $1,105$  (pietryčiai),  $1,243$  (rytai). Mažiausiai efektyviai – kai santykis  $1,658$  (visoms sistemoms), šios sistemos generuoja nuo  $6,374 \%$  rytų sistemoms iki  $9,766 \%$  pietų sistemoms.
8. Sukurtas įrankis, gebantis pagal surinktus (orientacija, posvyrio kampas, azimutas, horizontalioji apšvieta, modulių/keitiklių galios santykis ir kt.) duomenis preliminariai nustatyti įvairių sistemų generacijas bei jų preliminarų atsiperkamumą. Įrankio tikslumas įvertintas apskaičiuotas vertes lyginant su „PVsyst“ programinės įrangos paketo gautomis vertėmis įvairioms (atsitiktinėms) sistemoms. Gautos paklaidos siekia nuo  $0,26 \%$  iki  $1,69 \%$ , todėl buvo priimta, jog įrankio patikimumas yra tinkamas.

## Literatūros sąrašas

1. EnerData „Electricity domestic consumption“ (2020) Prieiga per internetą: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>. [žiūrėta 2022-05-13]
2. EnerData „Global Energy & Climate Outlook 2050“ (2021) Prieiga per internetą: <https://eneroutlook.enerdata.net/forecast-world-electricity-consumption.html>. [žiūrėta 2022-05-14]
3. United States Environmental Protection Agency „Sources of Greenhouse Gas Emissions“ Prieiga per internetą: <https://climatechange.chicago.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>. [žiūrėta 2022-05-13]
4. Center for Climate and Energy Solutions „Renewable Energy“ Prieiga per internetą: <https://www.c2es.org/content/renewable-energy/>. [žiūrėta 2022-05-14]
5. IEA (2021), Solar PV, IEA, Paris. Prieiga per internetą: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>. [žiūrėta 2022-05-13]
6. Lumb, M. P., Mack, S., Schmieder, K. J., González, M., Bennett, M. F., Scheiman, D., Meitl, M., Fisher, B., Burroughs, S., Lee, K.-T., Rogers, J. A., Walters, R. J., Adv. Energy Mater. 2017, 7, 1700345. Prieiga per internetą: <https://onlinelibrary.wiley.com/action/showCitFormats?doi=10.1002%2Faenm.201700345>. [žiūrėta 2022-05-14]
7. Petrauskas, Gytis, & Adomavičius, Vytautas. (2012). Saulės energijos naudojimas elektrai gaminti: mokomoji knyga (p. 120). Technologija.
8. S. Kouro, J. I. Leon, D. Vinnikov and L. G. Franquelo, "Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology," in IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 9, no. 1, pp. 47-61, March 2015, doi: 10.1109/MIE.2014.2376976. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7063884>. [žiūrėta 2022-05-13]
9. Engineering.com „Photovoltaics“ Prieiga per internetą: <https://www2.engineering.com/SustainableEngineering/RenewableEnergyEngineering/SolarEnergyEngineering/Photovoltaics/tabid/3890/Default.aspx>. [žiūrėta 2022-05-14]
10. Boxwell, M. (2010). Solar electricity handbook: A simple, practical guide to solar energy-designing and installing photovoltaic solar electric systems. Greenstream publishing., ISBN 978-1907670718. [žiūrėta 2022-05-14]
11. Kai Wang, Dong Yang, Congcong Wu, Joe Shapter, Shashank Priya, Mono-crystalline Perovskite Photovoltaics toward Ultrahigh Efficiency?, Joule, Volume 3, Issue 2, (2019), ISSN 2542-4351. [žiūrėta 2022-05-14]
12. Jason Svarc „Most Efficient solar panels 2022“ Prieiga per internetą: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>. [žiūrėta 2022-05-14]
13. EnergySage „Monocrystalline and polycrystalline solar panels: what you need to know“ (2020-07) Prieiga per internetą: <https://www.energysage.com/solar/101/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>
14. SolarReviews „What are thin film solar panels, how do they work and why aren't they used for residential solar systems?“ Prieiga per internetą: <https://www.solarreviews.com/blog/thin-film-solar-panels>. [žiūrėta 2022-05-14]
15. Nick Lusson „Bifacial modules: The challenges and advantages“ (2020-09) Prieiga per internetą:

- <https://www.pv-magazine.com/2020/08/19/bifacial-modules-the-challenges-and-advantages/> [žiūrēta 2022-05-14]
16. Priyanka Roy, Numeshwar Kumar Sinha, Sanjay Tiwari, Ayush Khare, „A review on perovskite solar cells: Evolution of architecture, fabrication techniques, commercialization issues and status“, *Solar Energy*, Volume 198,2020., ISSN 0038-092X. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X20300888> [žiūrēta 2022-05-14]
  17. ScienceNews „perovskite power up the solar industry“ Prieiga per internetą <https://www.sciencenews.org/article/perovskites-power-solar-industry> [žiūrēta 2022-05-15]
  18. Zekry, Abdelhalim & Abdalrahman, Ahmed. (2013). Digital Control Techniques for Grid-Connected Inverters. Prieiga per internetą: [https://www.researchgate.net/publication/259373981\\_Digital\\_Control\\_Techniques\\_for\\_Grid-Connected\\_Inverters](https://www.researchgate.net/publication/259373981_Digital_Control_Techniques_for_Grid-Connected_Inverters) [žiūrēta 2022-05-14]
  19. P. M. Bhagwat and V. R. Stefanovic, "Generalized Structure of a Multilevel PWM Inverter," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-19, no. 6, pp. 1057-1069, Nov. 1983, doi: 10.1109/TIA.1983.4504335. [žiūrēta 2022-05-14]
  20. S. Mekhilef, M. E. Ahmed and M. A. A. Younis, "Performance of grid connected photovoltaic inverter with maximum power point tracker and power factor control," 2008 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2008, pp. 001129-001134, doi: 10.1109/CCECE.2008.4564714. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4564714> [žiūrēta 2022-05-15]
  21. S.K.Soonee, Vineeta Agrawal, Suruchi Jain „Reactive power and system frequency relationship: a case study“ (2009-02) [žiūrēta 2022-05-15]
  22. Corba, Zoltan & Katic, Vladimir & Dumnic, Boris & Milicevic, Dragan. (2012). In-grid solar-to-electrical energy conversion system modeling and testing. *Thermal Science*. 16. 10.2298/TSCI120224069C. Prieiga per internetą: [https://www.researchgate.net/publication/260350341\\_In-grid\\_solar-to-electrical\\_energy\\_conversion\\_system\\_modeling\\_and\\_testing](https://www.researchgate.net/publication/260350341_In-grid_solar-to-electrical_energy_conversion_system_modeling_and_testing) [žiūrēta 2022-05-15]
  23. Özgür Çelik, Ahmet Teke, Adnan Tan, Overview of micro-inverters as a challenging technology in photovoltaic applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 3 (2018), ISSN 1364-0321. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com.ezproxy.ktu.edu/science/article/pii/S1364032117313850?via%3Dihub> [žiūrēta 2022-05-15]
  24. Corba, Zoltan & Katic, Vladimir & Dumnic, Boris & Milicevic, Dragan. (2012). In-grid solar-to-electrical energy conversion system modeling and testing. *Thermal Science*. 16. 10.2298/TSCI120224069C. Prieiga per internetą: [https://www.researchgate.net/publication/260350341\\_In-grid\\_solar-to-electrical\\_energy\\_conversion\\_system\\_modeling\\_and\\_testing](https://www.researchgate.net/publication/260350341_In-grid_solar-to-electrical_energy_conversion_system_modeling_and_testing) [žiūrēta 2022-05-15]
  25. P. Tsao, "Simulation of PV systems with power optimizers and distributed power electronics," (2010) 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, doi: 10.1109/PVSC.2010.5616814. Prieiga per internetą: [Simulation of PV systems with power optimizers and distributed power electronics | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore](#) [žiūrēta 2022-05-15]
  26. Kathie Zipp „How do power optimizers help harvest more energy from solar projects?“ (2015) Prieiga per internetą: <https://www.solarpowerworldonline.com/2015/11/23495/> [žiūrēta 2022-05-15]

27. Lucas de Souza Silva, João & Moreira, Hugo & Mesquita, Daniel & Villalva, Marcelo. (2019). Analysis of Power Optimizers in Photovoltaic Power Plant. Prieiga per internetą: [\(PDF\) Analysis of Power Optimizers in Photovoltaic Power Plant \(researchgate.net\)](#) [žiūrėta 2022-05-15]
28. Scott Partlin „SMA Module Level Optimization – Make More Energy & Money“ Prieiga per internetą: [SMA Module Level Optimization - Make More Energy & Money - Sunny. SMA Corporate Blog \(sma-sunny.com\)](#). [žiūrėta 2022-05-15]
29. SolarEdge „Technical Note Bypass Diode Effects in Shaded Conditions“ Prieiga per internetą: [se\\_technical\\_bypass\\_diode\\_effect\\_in\\_shading.pdf \(solaredge.com\)](#). [žiūrėta 2022-05-15]
30. Finn Peacock „Solar Panel Optimisation: Micro inverters, DC Optimisers, AC Solar Panels & Maxim Explained.“. Prieiga per internetą: <https://www.solarquotes.com.au/blog/solar-panel-optimisation/>. [žiūrėta 2022-05-15]
31. Baik, Sungsun & Baek, Seungyup & Jung, Tae-Wook & Cho, Jin-Hyng. (2013). A Study on Validity of Anti-PID Technology of Solar Cell for the High Reliability of Photovoltaics System. Journal of Society of Korea Industrial and Systems Engineering, DOI:10.11627/jkise.2013.36.2.32. Prieiga per internetą: [A Study on Validity of Anti-PID Technology of Solar Cell for the High Reliability of Photovoltaics System | Request PDF \(researchgate.net\)](#). [žiūrėta 2022-05-15]
32. Arian Bahrami, Chiemeka Onyeka Okoye, The performance and ranking pattern of PV systems incorporated with solar trackers in the northern hemisphere, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 97, 2018. ISSN 1364-0321. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118306191>. [žiūrėta 2022-05-15]
33. Maier, Olaf. (2015). Operation & Maintenance Costs of Photovoltaic Power Plants: a Swiss Benchmark and Outlook. 10.13140/RG.2.1.4644.8164. Prieiga per internetą: [https://www.researchgate.net/publication/275097313\\_Operation\\_Maintenance\\_Costs\\_of\\_Photovoltaiic\\_Power\\_Plants\\_a\\_Swiss\\_Benchmark\\_and\\_Outlook](https://www.researchgate.net/publication/275097313_Operation_Maintenance_Costs_of_Photovoltaiic_Power_Plants_a_Swiss_Benchmark_and_Outlook) [žiūrėta 2023-05-06]
34. Nord Pool biržos duomenys (2022) Prieiga per internetą: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data/1/Dayahead/Area-Prices/LT/Yearly/?view=table> [žiūrėta 2023-05-06]



## **Priedai**

- 1 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO1“;
- 2 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO2“;
- 3 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO+OPTI1“;
- 4 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „MONO+OPTI2“;
- 5 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF1“;
- 6 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF2“;
- 7 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF+OPTI1“;
- 8 priedas. Įrankio patikrinimo generacijos ataskaita „BIF+OPTI2“.

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: MONO 1

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 230 kWp

Pagirgždūtė - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)



# Project: MONO 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:30  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Pagirgždūtė	Latitude 55.69 °N	Albedo 0.20
Lithuania	Longitude 22.51 °E	
	Altitude 186 m	
	Time zone UTC+2	
<b>Meteo data</b>		
Pagirgždūtė		
Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	Unlimited load (grid)
Sheds	Mutual shadings of sheds	
Tilt 35 °		
Azimuth 30 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 460 units	Nb. of units 10 units	
Pnom total 230 kWp	Pnom total 200 kWac	
	Pnom ratio 1.150	

### Results summary

Produced Energy	236532 kWh/year	Specific production	1028 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.27 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



# Project: MONO 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:30  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of sheds</b>		Transposition Perez	
Sheds		10 units		Diffuse Perez, Meteonorm	
Tilt	35 °	Unlimited sheds		Circumsolar separate	
Azimuth	30 °	<b>Sizes</b>			
		Sheds spacing 8.00 m			
		Collector width 3.00 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR) 37.5 %			
		Top inactive band 0.02 m			
		Bottom inactive band 0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle 17.4 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Fronius International
Model	LR5-66HPH-500M G2	Model	Symo 20.0-3-M
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	500 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	460 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	230 kWp	Total power	200 kWac
<b>Array #1 - PV Array</b>		<b>Array #1 - PV Array</b>	
Number of PV modules	280 units	Number of inverters	10 * MPPT 0.55 5.5 units
Nominal (STC)	140 kWp	Total power	122 kWac
Modules	20 Strings x 14 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	128 kWp	Operating voltage	200-800 V
U mpp	483 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	266 A		
<b>Array #2 - Sub-array #2</b>		<b>Array #2 - Sub-array #2</b>	
Number of PV modules	180 units	Number of inverters	10 * MPPT 0.45 4.5 units
Nominal (STC)	90.0 kWp	Total power	78.3 kWac
Modules	10 Strings x 18 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		<b>At operating cond. (50°C)</b>	
Pmpp	82.5 kWp	Operating voltage	200-800 V
U mpp	620 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	133 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	230 kWp	Total power	200 kWac
Total	460 modules	Number of inverters	10 units
Module area	1092 m²	Pnom ratio	1.15
Cell area	1011 m²		



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:30  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 1.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

**Array #1 - PV Array**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Array #2 - Sub-array #2**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 10 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - PV Array**

Global array res. 30 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Sub-array #2**

Global array res. 77 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 1.00 % at STC

**Global System**

Wire section Alu 3 x 300 mm²

Wires length 68 m



# Project: MONO 1

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:30  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

## Main results

### System Production

Produced Energy

236532 kWh/year

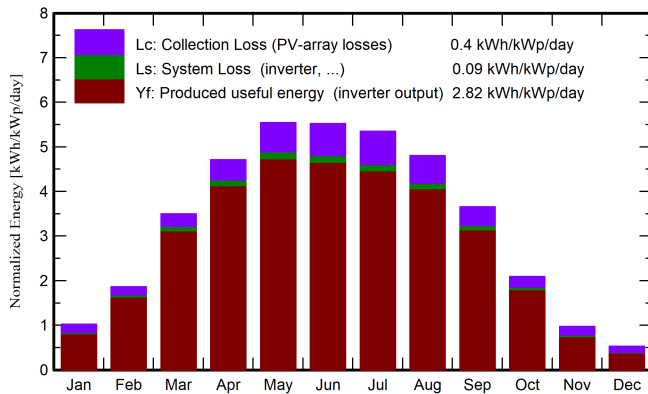
Specific production

1028 kWh/kWp/year

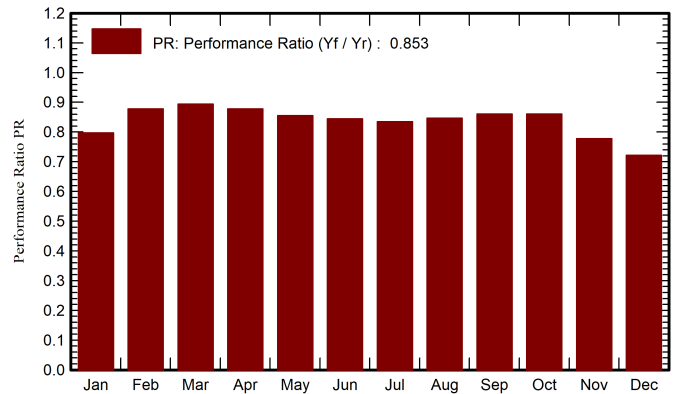
Perf. Ratio PR

85.27 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
January	14.7	8.13	-3.83	31.6	26.1	6009	5800	0.797
February	30.8	16.92	-3.60	52.2	47.2	10884	10548	0.878
March	78.8	38.28	0.16	108.4	101.9	22983	22294	0.894
April	118.7	57.80	6.31	141.3	133.6	29425	28536	0.878
May	162.9	73.82	11.82	171.9	162.0	34900	33823	0.855
June	165.5	81.23	14.64	165.6	155.7	33193	32152	0.844
July	165.7	79.61	17.63	165.9	155.7	32899	31874	0.835
August	132.3	67.43	16.70	149.0	140.5	29925	29005	0.846
September	87.1	43.91	11.95	109.6	103.4	22403	21715	0.861
October	44.6	25.31	6.53	65.0	60.1	13288	12861	0.861
November	15.8	10.52	2.69	29.1	24.1	5406	5199	0.778
December	8.9	6.70	-0.73	16.4	12.6	2860	2725	0.721
Year	1025.9	509.67	6.75	1206.1	1122.7	244175	236532	0.853

### Legends

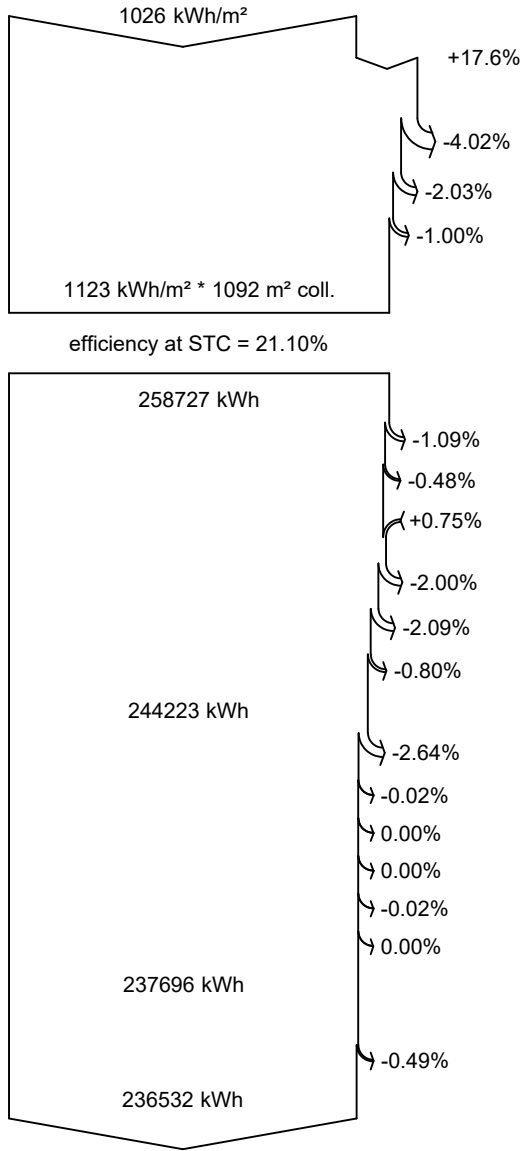
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:30  
with v7.3.4

Loss diagram



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

**Available Energy at Inverter Output**

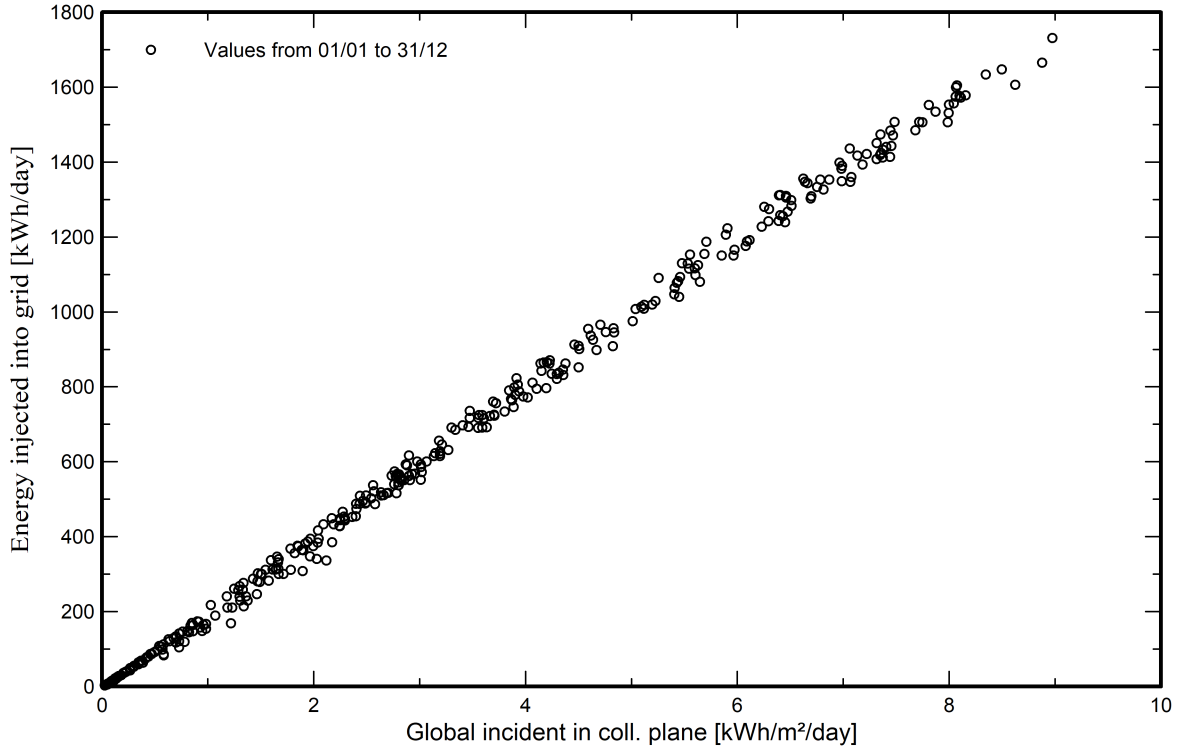
AC ohmic loss

**Energy injected into grid**

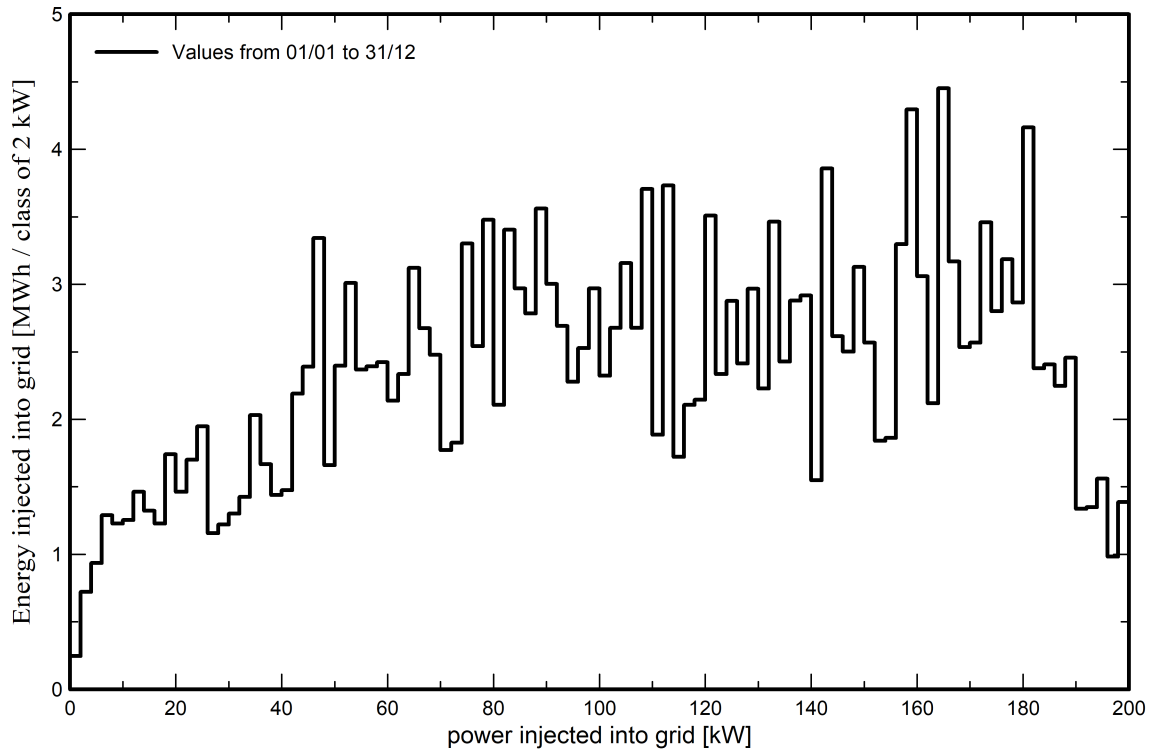


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



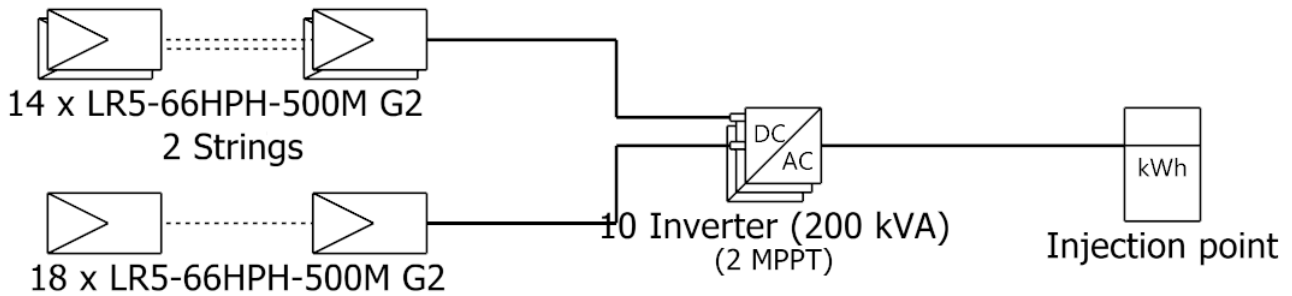




**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:30  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	LR5-66HPH-500M G2
Inverter	Symo 20.0-3-M
String 1	14 x LR5-66HPH-500M G2
String 2	18 x LR5-66HPH-500M G2

MONO 1

UAB Energia futura (Lithuanian)

VC0 : New simulation variant

14/05/23

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: MONO 2

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 148 kWp

Šventoji - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)



# Project: MONO 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:43  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Šventoji Lithuania	<b>Situation</b> Latitude 56.04 °N Longitude 21.08 °E Altitude 11 m Time zone UTC+2	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Šventoji Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=17% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>PV Field Orientation</b> Sheds Tilt 15 ° Azimuth -15 °	<b>Near Shadings</b> Mutual shadings of sheds	
<b>System information</b>	<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>
Nb. of modules	360 units	Nb. of units 2 units
Pnom total	148 kWp	Pnom total 100 kWac
		Pnom ratio 1.476

### Results summary

Produced Energy	157701 kWh/year	Specific production	1068 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	87.12 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



# Project: MONO 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:43  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		10 units		Perez	
Tilt		Unlimited sheds		Diffuse	
15 °				Perez, Meteororm	
Azimuth		<b>Sizes</b>		Circumsolar	
-15 °		Sheds spacing		separate	
		Collector width			
		3.00 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		21.4 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
		4.0 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Sharp	Manufacturer	Growatt New Energy
Model	NU-JC410	Model	MAX 50KTL3 LV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	410 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	360 units	Number of inverters	12 * MPPT 17% 2 units
Nominal (STC)	148 kWp	Total power	100 kWac
Modules	24 Strings x 15 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.48
Pmpp	135 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	427 V		
I mpp	316 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	148 kWp	Total power	100 kWac
Total	360 modules	Number of inverters	2 units
Module area	703 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.48

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	22 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-1.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.2 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:43  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.65 % at STC

**Global System**

Wire section	Alu 3 x 300 mm <sup>2</sup>
Wires length	68 m



# Project: MONO 2

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:43  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

## Main results

### System Production

Produced Energy 157701 kWh/year

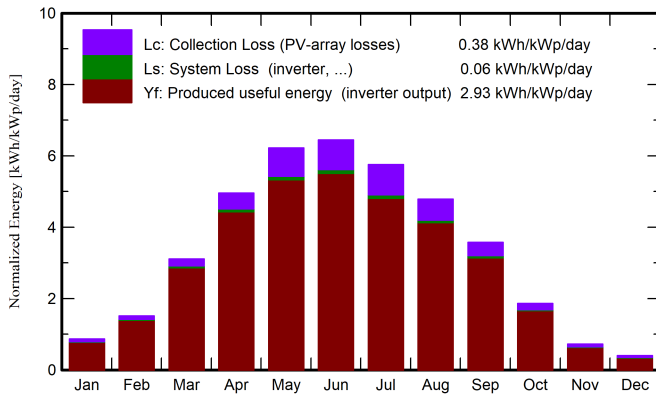
Specific production

1068 kWh/kWp/year

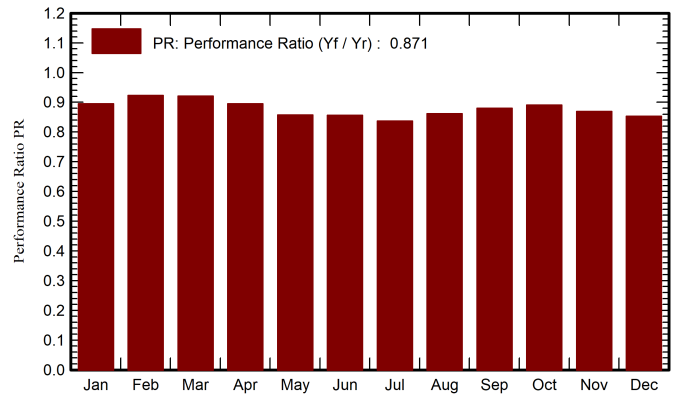
Perf. Ratio PR

87.12 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	16.1	8.51	-1.88	26.8	24.8	3624	3535	0.895
February	31.6	19.95	-1.63	42.3	39.9	5883	5769	0.923
March	78.1	37.60	1.33	96.4	91.8	13345	13105	0.921
April	131.8	58.99	6.57	148.7	142.2	20018	19657	0.895
May	179.9	70.85	12.10	192.8	184.9	24865	24406	0.858
June	185.8	84.26	15.42	193.3	185.2	24883	24419	0.856
July	170.9	72.63	19.31	178.5	171.0	22464	22042	0.837
August	135.9	71.29	19.22	148.4	142.2	19234	18886	0.862
September	89.9	41.73	14.06	107.3	102.2	14198	13941	0.880
October	45.6	26.74	8.44	57.8	54.7	7756	7605	0.891
November	16.1	11.55	4.42	21.7	20.2	2867	2785	0.869
December	8.5	6.47	1.21	12.3	11.4	1617	1551	0.853
Year	1090.3	510.56	8.27	1226.4	1170.4	160756	157701	0.871

### Legends

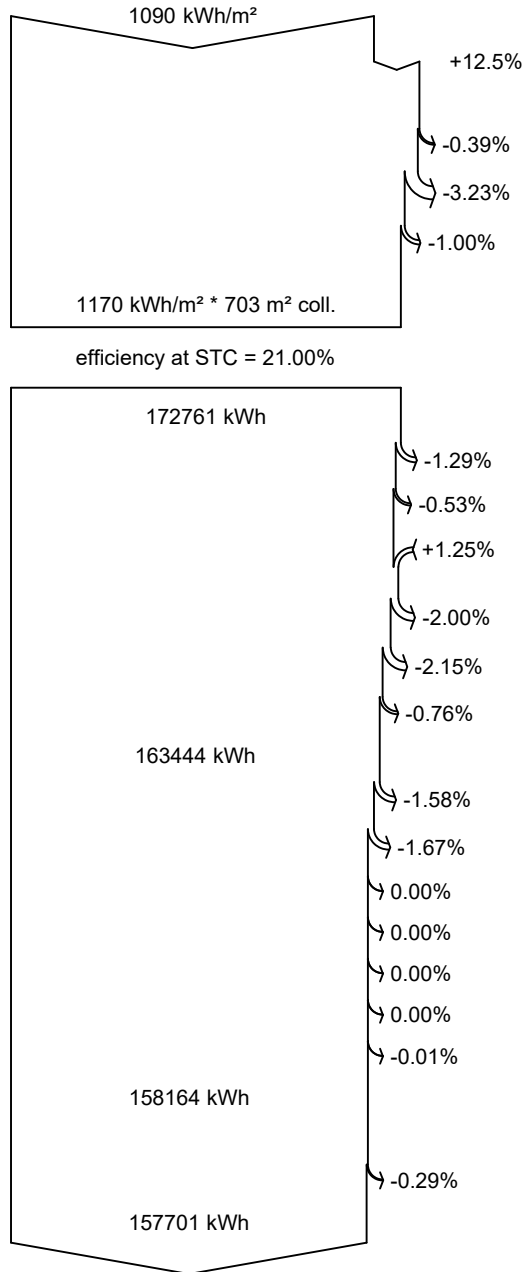
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:43  
with v7.3.4

Loss diagram



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

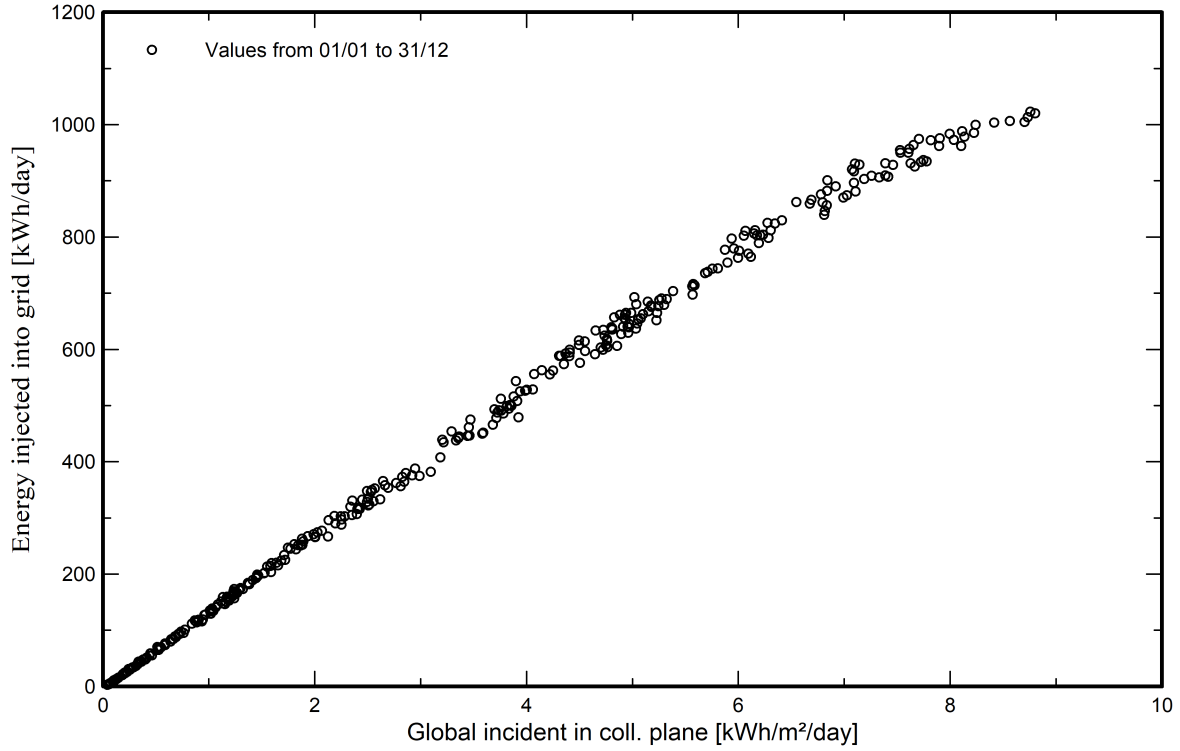
AC ohmic loss

**Energy injected into grid**

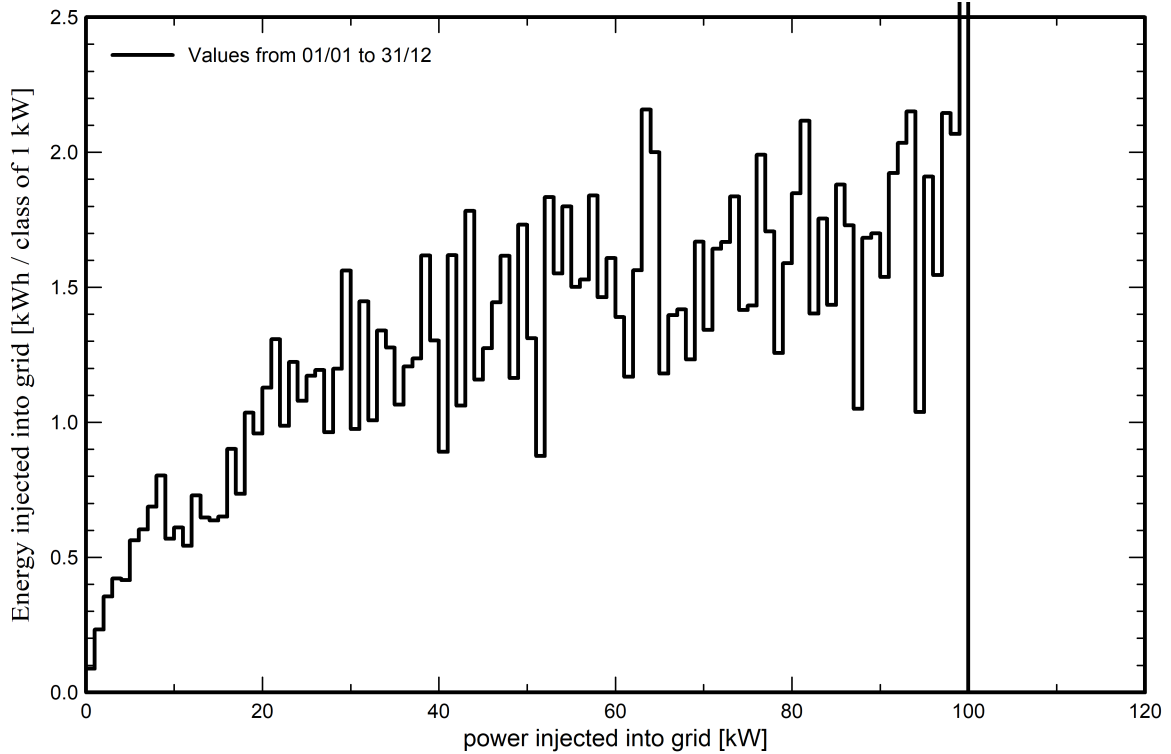


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



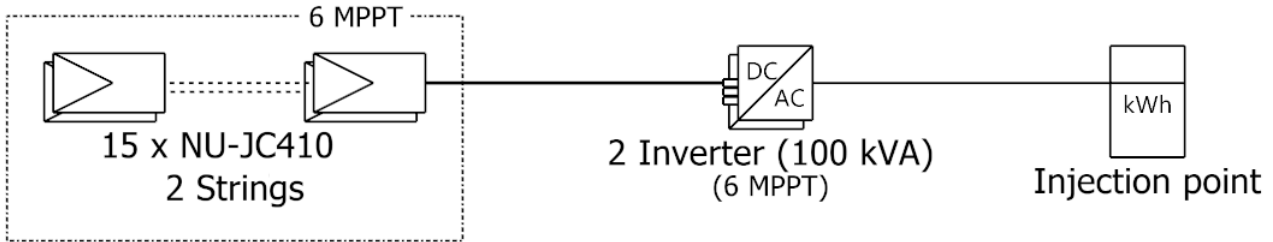




**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:43  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	NU-JC410
Inverter	MAX 50KTL3 LV
String	15 x NU-JC410

**MONO 2**

**UAB Energia futura  
(Lithuania)**

VC0 : New simulation variant

14/05/23

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: MONO + OPTI 1

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 1053 kWp

Veršiai - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)



# Project: MONO + OPTI 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:53  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Veršiai		Latitude	54.08 °N	Albedo	0.20
Lithuania		Longitude	23.90 °E		
		Altitude	113 m		
		Time zone	UTC+2		
<b>Meteo data</b>					
Veršiai					
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>		<b>User's needs</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)	
Sheds		Mutual shadings of sheds			
Tilt	30 °				
Azimuth	0 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	1800 units	<b>Inverters</b>		10 units	
Pnom total	1053 kWp	Nb. of units		1000 kWac	
		Pnom total		1.053	
		Pnom ratio			

### Results summary

Produced Energy	1121590 kWh/year	Specific production	1065 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.58 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



# Project: MONO + OPTI 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:53  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		10 units		Perez	
Tilt	30 °	Unlimited sheds		Diffuse	
Azimuth	0 °	<b>Sizes</b>		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM585M-7RL4-V	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	585 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	1800 units	Number of inverters	100 * MPPT 10% 10 units
Nominal (STC)	1053 kWp	Total power	1000 kWac
Optimizer Array	100 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	961 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
U mpp	725 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	1325 A		
<b>Huawei Optimizer</b>		<b>Total inverter power</b>	
Model	SUN2000-600W-P	Total power	1000 kWac
Unit Nom. Power	600 W	Number of inverters	10 units
Input modules	One module	Pnom ratio	1.05
<b>Total PV power</b>			
Nominal (STC)	1053 kWp		
Total	1800 modules		
Module area	4921 m²		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	
		Uc (const)		Loss Fraction	
		Uv (wind)		1.5 % at STC	
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction		Loss Fraction	
		-0.8 %		0.0 % at MPP	



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:53  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

**Array losses**

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 1.00 % at STC

**Inverter: SUN2000-100KTL-M1-400Vac**

Wire section (10 Inv.) Alu 10 x 3 x 70 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 34 m



**Main results**

**System Production**

Produced Energy 1121590 kWh/year

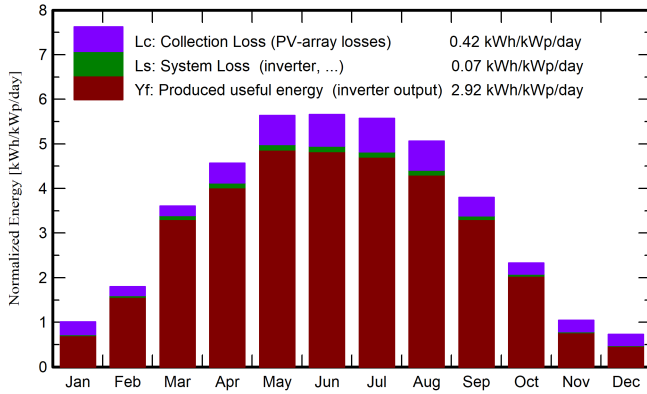
Specific production

1065 kWh/kWp/year

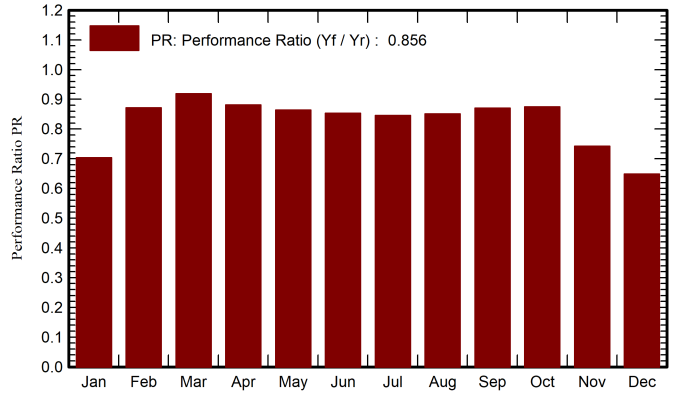
Perf. Ratio PR

85.58 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
<b>January</b>	17.1	11.52	-3.75	31.3	22.7	23810	23194	0.704
<b>February</b>	32.4	19.82	-3.23	50.3	44.7	47340	46198	0.871
<b>March</b>	79.5	38.71	1.15	111.8	105.8	110901	108165	0.919
<b>April</b>	116.6	55.55	7.79	137.1	129.3	130414	127125	0.881
<b>May</b>	163.6	76.35	13.38	174.7	164.2	163013	158949	0.864
<b>June</b>	167.7	82.57	15.96	169.8	159.3	156496	152638	0.854
<b>July</b>	166.6	86.23	19.27	172.7	162.0	157540	153779	0.845
<b>August</b>	139.0	64.22	17.98	156.9	147.8	144198	140670	0.851
<b>September</b>	89.9	46.06	12.47	114.0	107.5	107105	104518	0.871
<b>October</b>	49.0	30.36	7.02	72.2	66.3	68142	66557	0.875
<b>November</b>	18.7	12.90	2.97	31.2	24.5	25086	24420	0.743
<b>December</b>	12.0	8.52	-1.41	22.5	15.4	15857	15377	0.649
<b>Year</b>	1052.1	532.82	7.53	1244.6	1149.4	1149903	1121590	0.856

**Legends**

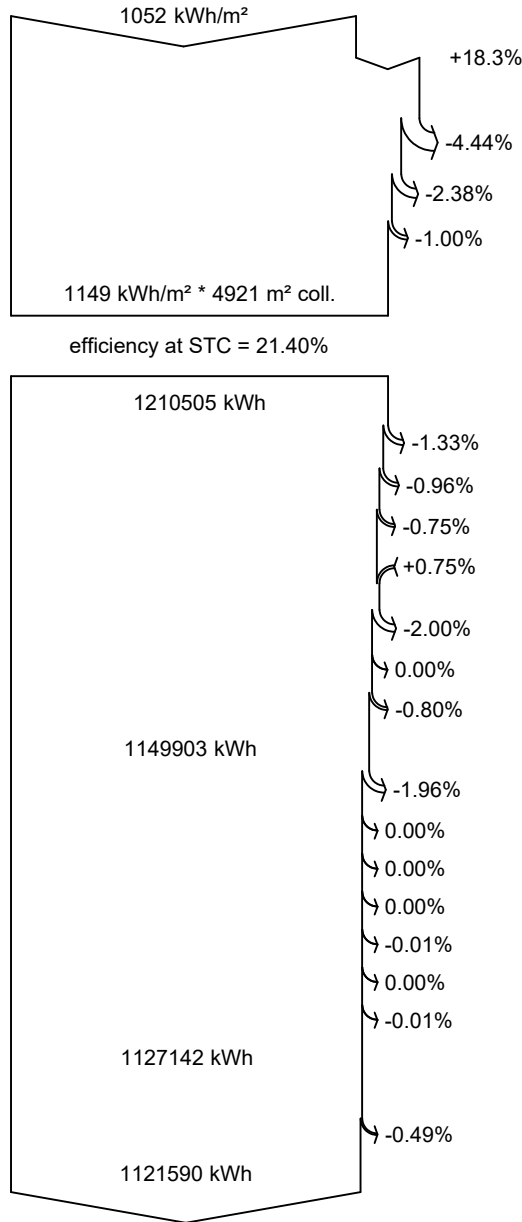
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:53  
with v7.3.4

Loss diagram

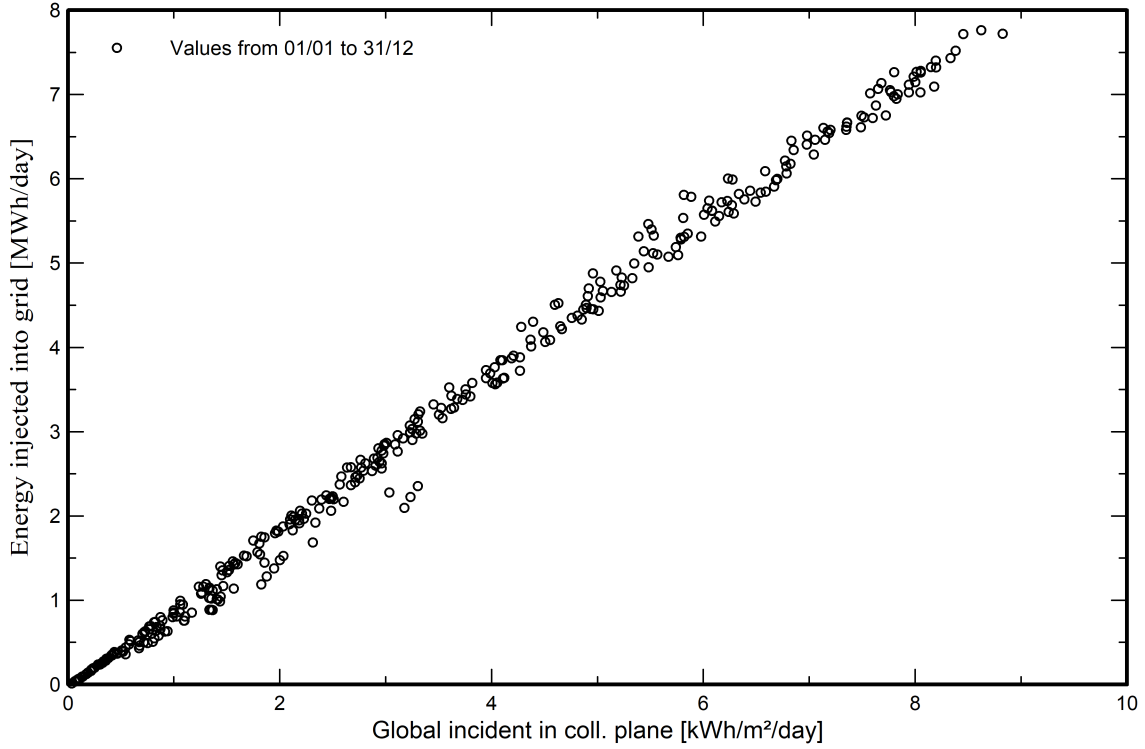


- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Optimizer efficiency loss
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Module array mismatch loss
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- AC ohmic loss
- Energy injected into grid**

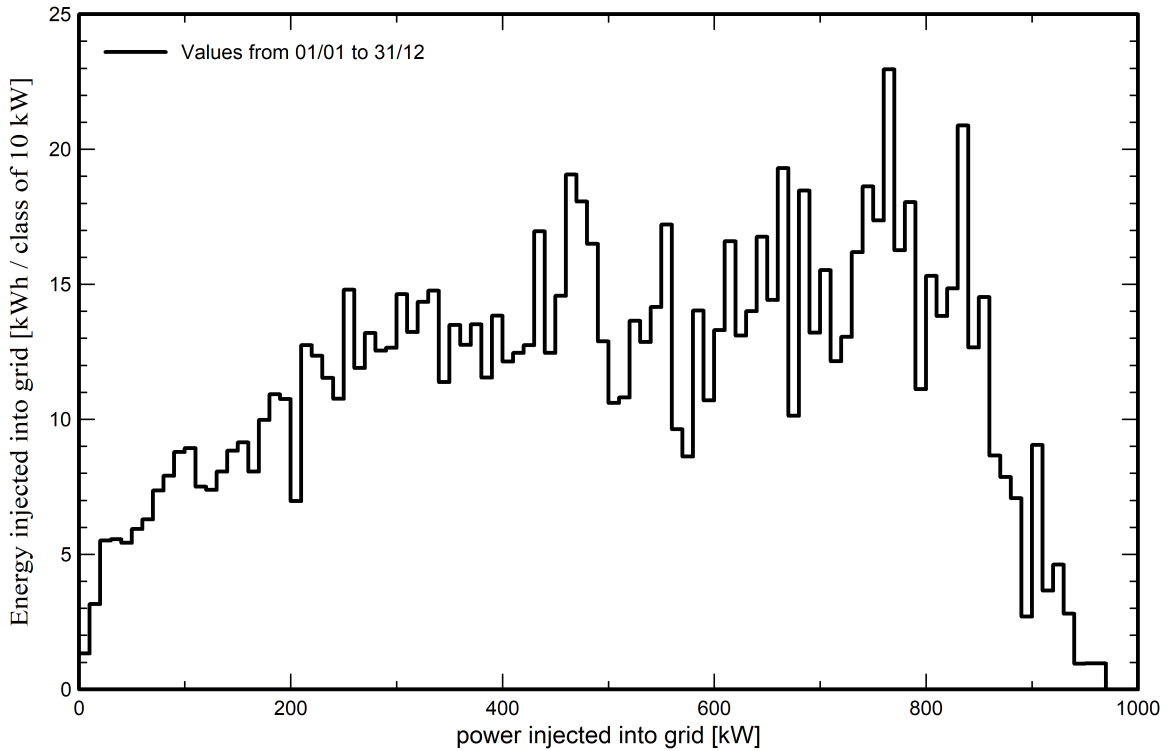


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



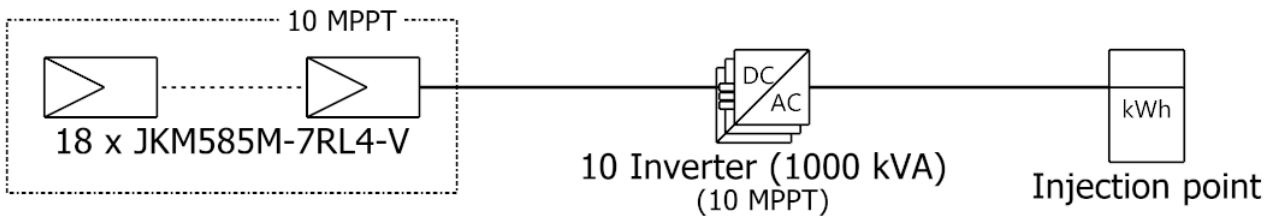




**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:53  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	JKM585M-7RL4-V
Inverter	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
String	18 x JKM585M-7RL4-V

MONO + OPTI 1

UAB Energia futura  
(Lithuania)

VC0 : New simulation variant

14/05/23

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: MONO + OPTI 2

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 304 kWp

Totorkalnis - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)



# Project: MONO + OPTI 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:59  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
<b>Totorkalnis</b>		Latitude	56.43 °N	Albedo	0.20
Lithuania		Longitude	24.90 °E		
		Altitude	69 m		
		Time zone	UTC+2		
<b>Meteo data</b>					
Totorkalnis					
Meteonorm 8.1 (1994-2017), Sat=100% - Synthetic					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>		<b>User's needs</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)	
Sheds		Mutual shadings of sheds			
Tilt	35 °				
Azimuth	90 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	800 units	<b>Inverters</b>		Nb. of units	
Pnom total	304 kWp			10 units	
				Pnom total	
				333 kWac	
				Pnom ratio	
				0.913	

### Results summary

Produced Energy	247502 kWh/year	Specific production	814 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.86 %
-----------------	-----------------	---------------------	------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7



# Project: MONO + OPTI 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 18:59  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		10 units		Perez	
Tilt	35 °	Unlimited sheds		Diffuse	
Azimuth	90 °	<b>Sizes</b>		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Recom	Manufacturer	SolarEdge
Model	RCM-380-6MA	Model	SE33.3K-EU-APAC/AUS (400V)
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	380 Wp	Unit Nom. Power	33.3 kWac
Number of PV modules	800 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	304 kWp	Total power	333 kWac
Optimizer Array	20 Strings x 20 In series	Operating voltage	750 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.76
Pmpp	273 kWp		
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	365 A		
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>			
Model	P850 Worldwide		
Unit Nom. Power	850 W		
Input modules	2 in series		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	304 kWp	Total power	333 kWac
Total	800 modules	Number of inverters	10 units
Module area	1552 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.91
Cell area	1395 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	
		Uc (const)		Loss Fraction	
		Uv (wind)		28 mΩ	
				1.5 % at STC	
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction		Loss Fraction	
		-0.5 %		0.6 % at MPP	



**PVsyst V7.3.4**

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:59  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

**Array losses**

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 1.00 % at STC

**Inverter: SE33.3K-EU-APAC/AUS (400V)**

Wire section (10 Inv.) Alu 10 x 3 x 25 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 43 m



**Main results**

**System Production**

Produced Energy 247502 kWh/year

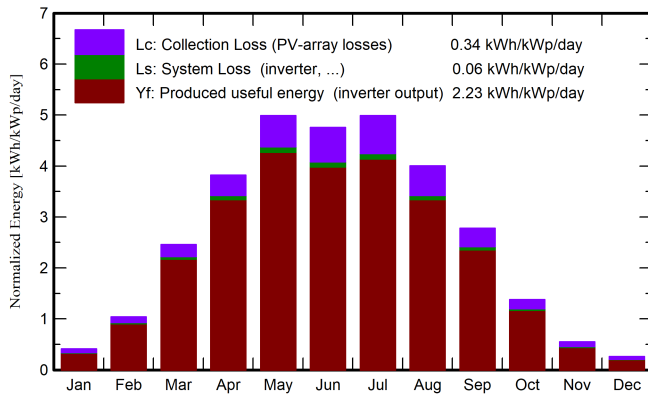
Specific production

814 kWh/kWp/year

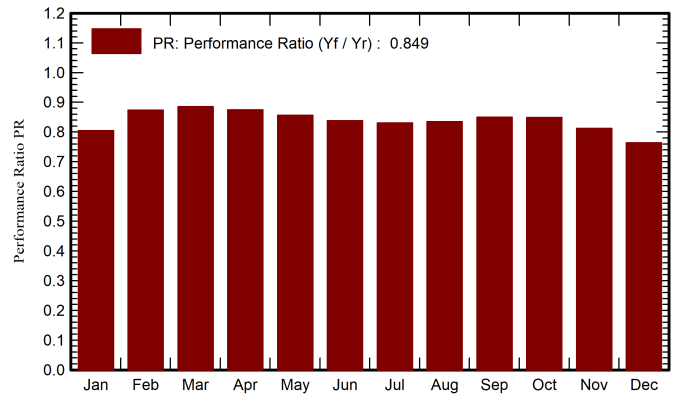
Perf. Ratio PR

84.86 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
<b>January</b>	12.6	8.95	-4.09	12.7	11.0	3219	3103	0.804
<b>February</b>	28.8	19.35	-3.55	29.1	26.2	7940	7728	0.873
<b>March</b>	75.7	37.03	0.49	76.1	70.1	21007	20500	0.886
<b>April</b>	115.2	55.52	7.08	114.6	107.1	31259	30499	0.875
<b>May</b>	159.0	82.28	13.01	154.8	145.1	41288	40288	0.856
<b>June</b>	164.8	81.49	15.74	142.7	132.8	37269	36351	0.838
<b>July</b>	166.5	77.16	18.80	154.6	144.8	40038	39047	0.831
<b>August</b>	130.1	61.84	17.62	124.2	115.9	32295	31503	0.834
<b>September</b>	82.0	38.70	12.42	83.3	77.2	22064	21522	0.850
<b>October</b>	41.5	25.03	6.69	42.7	39.0	11315	11016	0.849
<b>November</b>	15.1	11.34	2.87	16.4	14.5	4187	4050	0.812
<b>December</b>	8.1	6.55	-0.99	8.2	7.1	1984	1895	0.764
<b>Year</b>	999.5	505.23	7.24	959.4	890.7	253866	247502	0.849

**Legends**

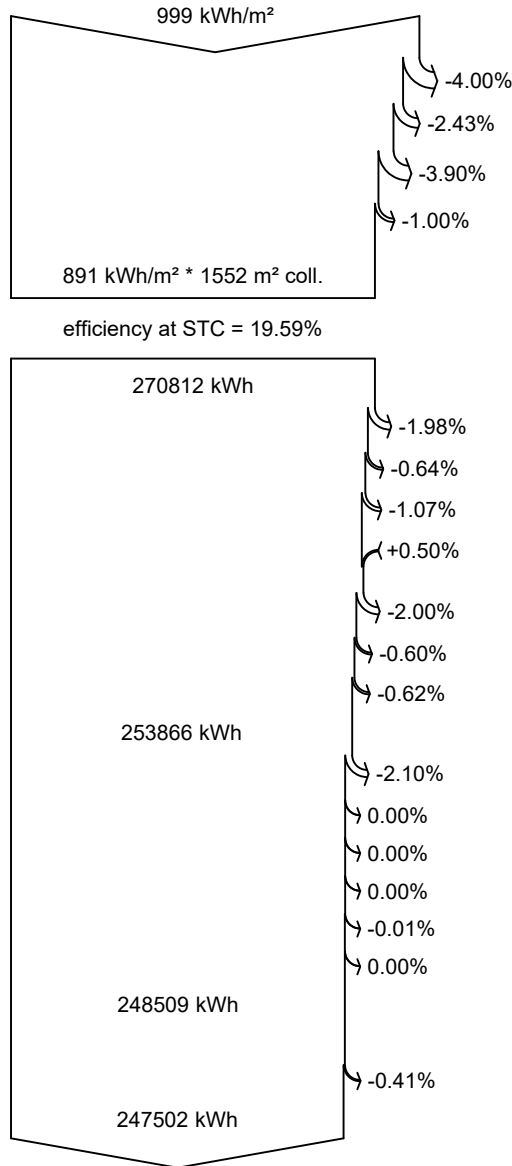
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 18:59  
with v7.3.4

### Loss diagram



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Optimizer efficiency loss

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

**Available Energy at Inverter Output**

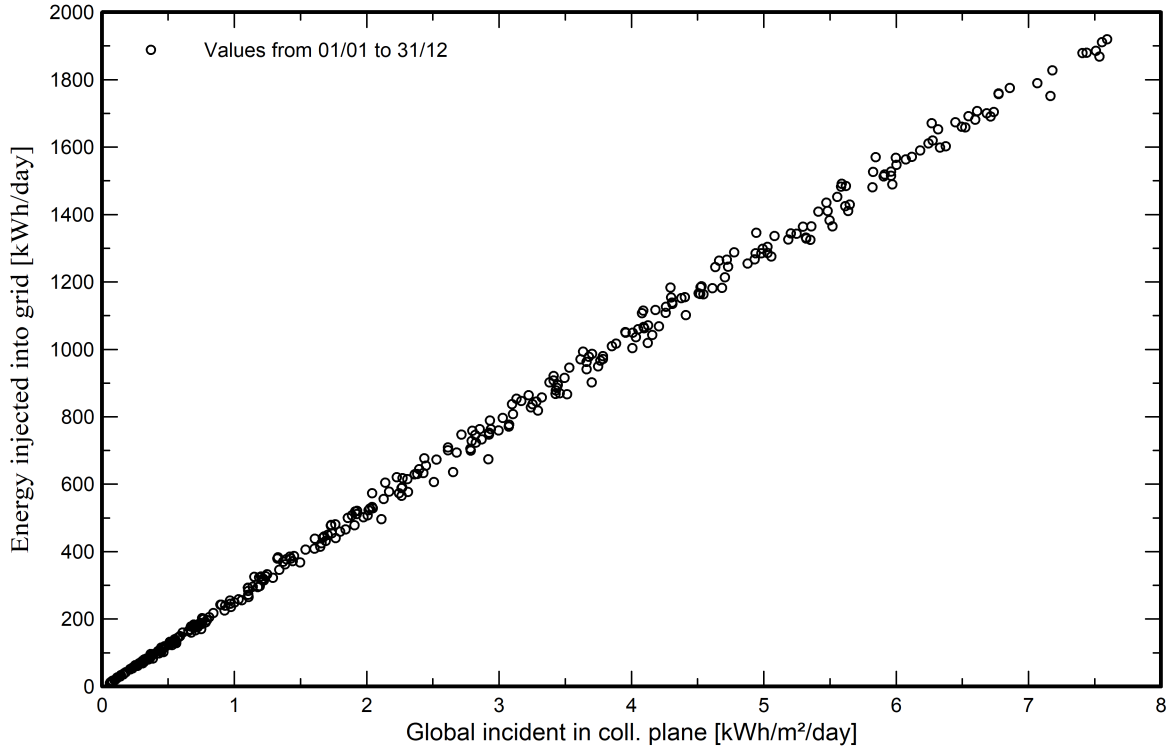
AC ohmic loss

**Energy injected into grid**

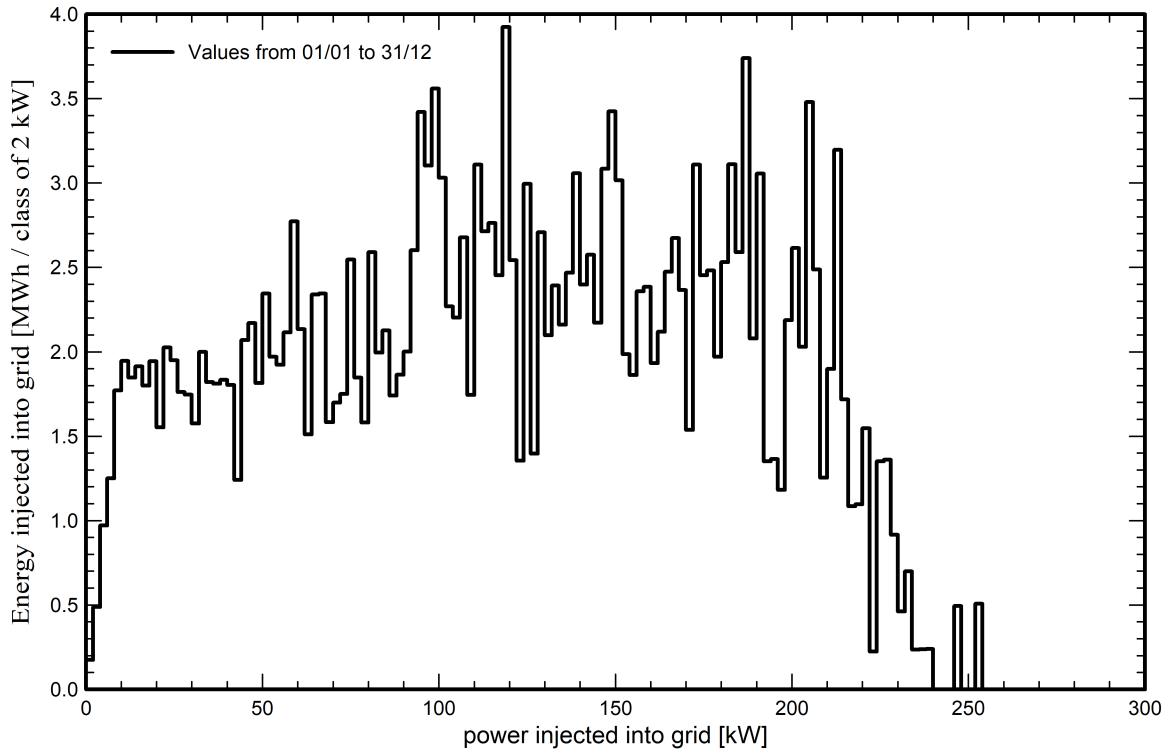


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: BIF 1

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 74.8 kWp

Andrijava - Lithuania

**Author**

UAB Enerģia futura (Lithuania)



# Project: BIF 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 19:09  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Andrijava</b>	Latitude	Albedo
Lithuania	55.94 °N	0.20
	Longitude	
	23.28 °E	
	Altitude	
	115 m	
	Time zone	
	UTC+2	
<b>Meteo data</b>		
Andrijava		
Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	Unlimited load (grid)
Sheds	Mutual shadings of sheds	
Tilt		
45 °		
Azimuth		
-45 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules	Nb. of units	2 units
136 units	Pnom total	80.0 kWac
74.8 kWp	Pnom ratio	0.935

### Results summary

Produced Energy	79556 kWh/year	Specific production	1064 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	92.73 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



# Project: BIF 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:09  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		10 units		Perez	
Tilt		Unlimited sheds		Diffuse	
45 °				Perez, Meteororm	
Azimuth		<b>Sizes</b>		Circumsolar	
-45 °		Sheds spacing		separate	
		10.00 m			
		Collector width			
		3.00 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		30.0 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
		15.2 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing		10.00 m		Ground albedo	
				0.20	
Sheds width		3.04 m		Bifaciality factor	
				70 %	
Limit profile angle		15.3 °		Rear shading factor	
				5.0 %	
GCR		30.4 %		Rear mismatch loss	
				10.0 %	
Height above ground		1.50 m		Shed transparent fraction	
				0.0 %	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer		Manufacturer	
ZNshine Solar		Sungrow	
Model		Model	
ZXM7-SHLDD-144-550		SG40CX-P2	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power		Unit Nom. Power	
550 Wp		40.0 kWac	
Number of PV modules		Number of inverters	
136 units		8 * MPPT 25% 2 units	
Nominal (STC)		Total power	
74.8 kWp		80.0 kWac	
Modules		Operating voltage	
8 Strings x 17 In series		160-1000 V	
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>40°C)	
Pmpp		44.0 kWac	
68.2 kWp		Pnom ratio (DC:AC)	
U mpp		0.94	
644 V		No power sharing between MPPTs	
I mpp			
106 A			
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)		Total power	
75 kWp		80 kWac	
Total		Number of inverters	
136 modules		2 units	
Module area		Pnom ratio	
351 m²		0.94	



# Project: BIF 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:09  
with v7.3.4

### Array losses

#### Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

#### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### DC wiring losses

Global array res. 101 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

#### LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.5 %

#### Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

#### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

#### IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

### AC wiring losses

#### Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 1.00 % at STC

#### Inverter: SG40CX-P2

Wire section (2 Inv.) Alu 2 x 3 x 16 mm<sup>2</sup>

Average wires length 22 m



# Project: BIF 1

Variant: New simulation variant

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:09  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

### Main results

#### System Production

Produced Energy 79556 kWh/year

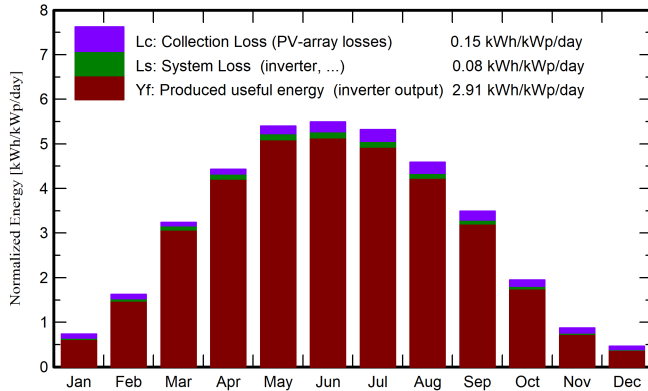
Specific production

1064 kWh/kWp/year

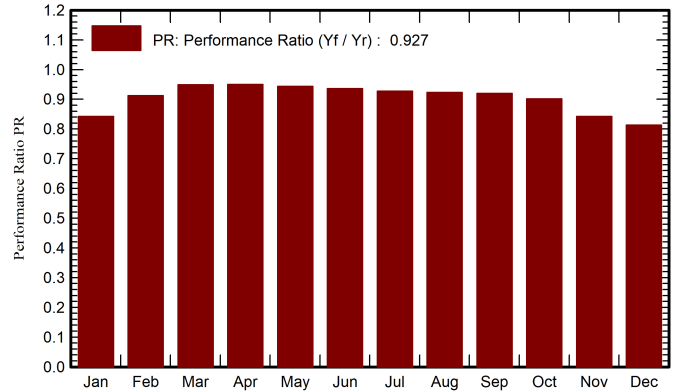
Perf. Ratio PR

92.73 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	14.0	10.60	-3.70	22.8	19.2	1502	1436	0.843
February	30.1	19.44	-3.67	45.6	40.9	3215	3110	0.912
March	78.0	41.70	0.33	100.5	93.7	7341	7134	0.949
April	118.0	54.26	6.89	133.0	125.4	9717	9454	0.951
May	163.6	69.00	12.59	167.5	158.0	12143	11823	0.944
June	165.5	79.58	15.28	164.9	155.0	11851	11542	0.936
July	165.8	74.71	18.90	164.9	155.2	11740	11440	0.927
August	133.1	62.76	17.46	142.3	134.1	10081	9819	0.923
September	87.8	42.77	12.29	104.7	98.1	7406	7204	0.920
October	45.3	27.07	7.05	60.3	54.9	4200	4070	0.902
November	15.8	10.53	2.98	26.2	22.6	1721	1654	0.843
December	8.9	7.12	-1.13	14.3	11.9	915	868	0.813
Year	1025.9	499.53	7.17	1147.0	1069.1	81832	79556	0.927

#### Legends

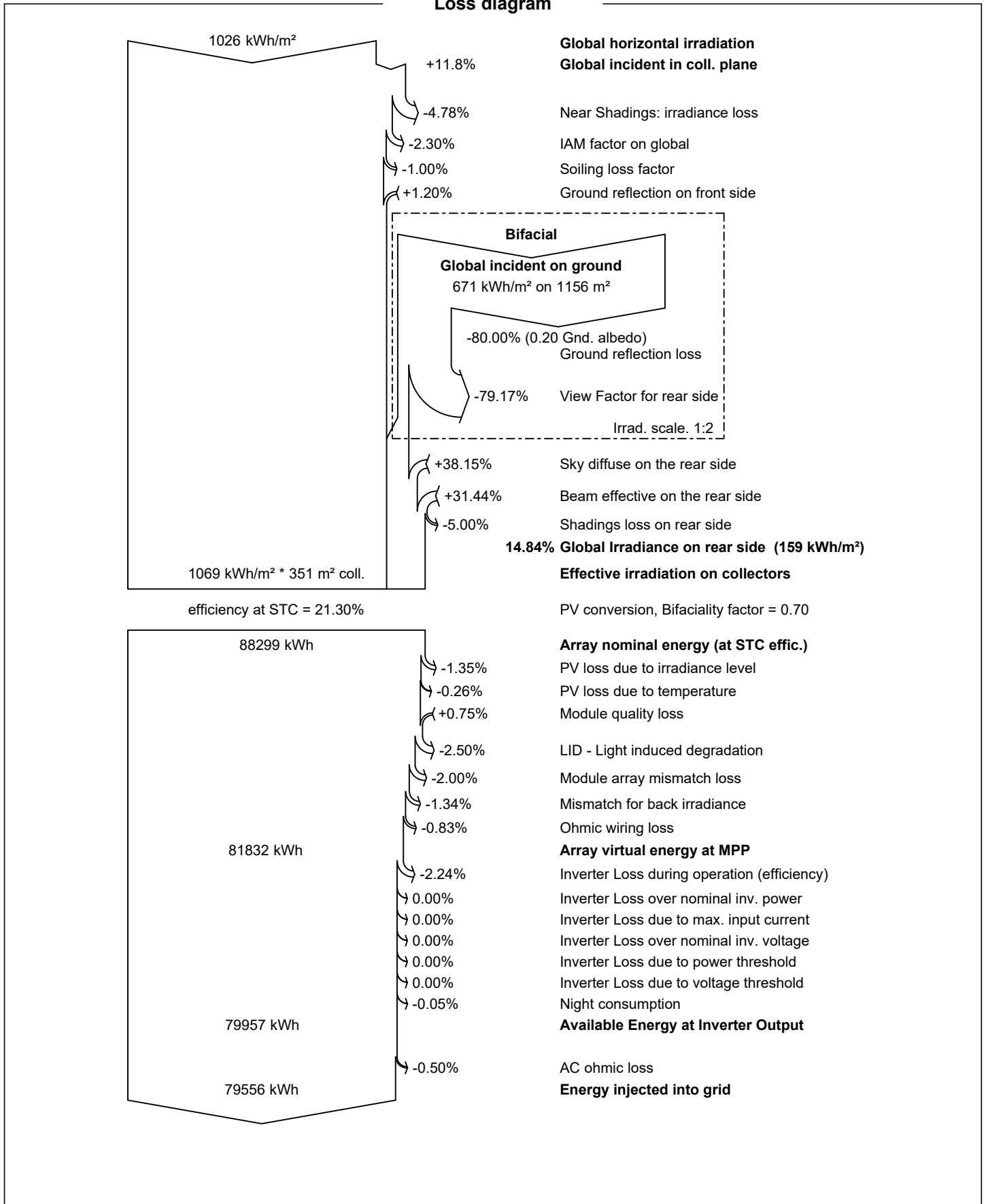
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 19:09  
with v7.3.4

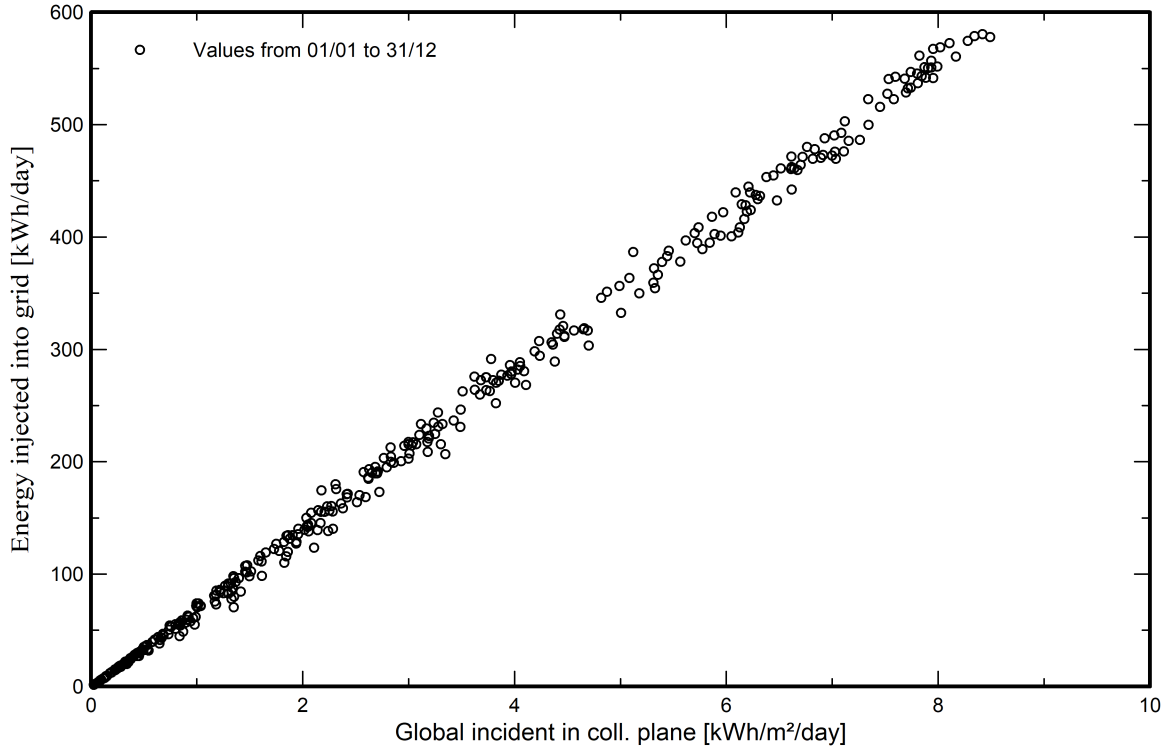
Loss diagram



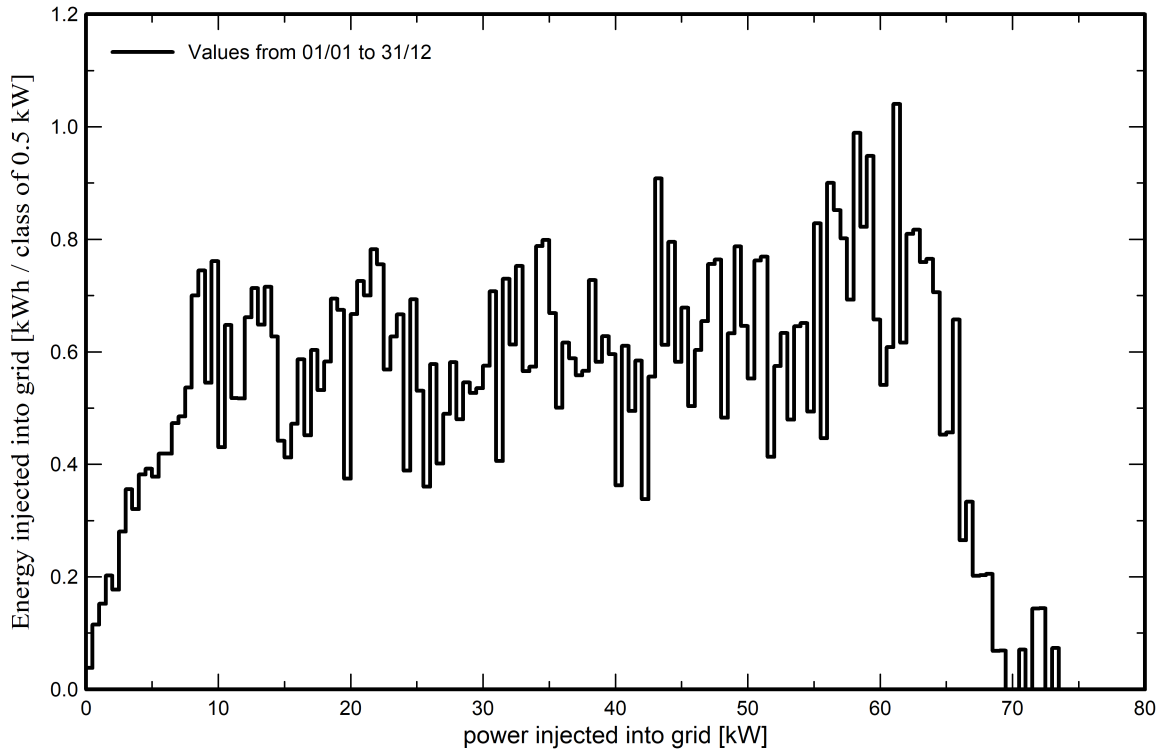


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

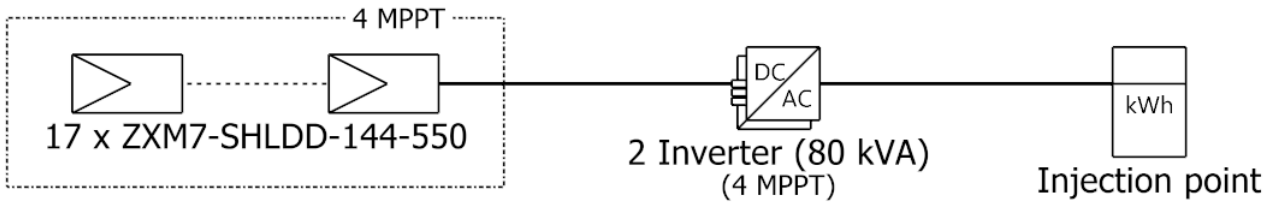




**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:09  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	ZXM7-SHLDD-144-550
Inverter	SG40CX-P2
String	17 x ZXM7-SHLDD-144-550

**BIF 1**

**UAB Energia futura  
(Lithuania)**

VC0 : New simulation variant

14/05/23



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: BIF 2

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 517 kWp

Opstainėliai - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)



# Project: BIF 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:16  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Opstainėliai		Latitude	55.10 °N	Albedo	0.20
Lithuania		Longitude	22.09 °E		
		Altitude	21 m		
		Time zone	UTC+2		
<b>Meteo data</b>					
Opstainėliai					
Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=100% - Synthetic					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>		<b>User's needs</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)	
Sheds		Mutual shadings of sheds			
Tilt	10 °				
Azimuth	-15 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	1520 units	<b>Inverters</b>		20 units	
Pnom total	517 kWp	Nb. of units		400 kWac	
		Pnom total		1.292	
		Pnom ratio			

### Results summary

Produced Energy	511704 kWh/year	Specific production	990 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.77 %
-----------------	-----------------	---------------------	------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



# Project: BIF 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:16  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		5 units		Perez	
Tilt	10 °	Unlimited sheds		Diffuse Perez, Meteororm	
Azimuth	-15 °	<b>Sizes</b>		Circumsolar separate	
		Sheds spacing			
		3.00 m			
		Collector width			
		3.00 m			
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		60.0 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
		14.5 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing		5.00 m		Ground albedo	
				0.20	
Sheds width		3.04 m		Bifaciality factor	
				80 %	
Limit profile angle		14.7 °		Rear shading factor	
				5.0 %	
GCR		60.8 %		Rear mismatch loss	
				10.0 %	
Height above ground		1.50 m		Shed transparent fraction	
				0.0 %	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer		Manufacturer	
Luxor		SMA	
Model		Model	
LX-340-GG		Sunny Tripower 20000TL-30	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power		Unit Nom. Power	
340 Wp		20.0 kWac	
Number of PV modules		Number of inverters	
1520 units		40 * MPPT 50% 20 units	
Nominal (STC)		Total power	
517 kWp		400 kWac	
Modules		Operating voltage	
80 Strings x 19 In series		320-800 V	
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	
Pmpp		1.29	
465 kWp		No power sharing between MPPTs	
U mpp			
581 V			
I mpp			
801 A			
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)		Total power	
517 kWp		400 kWac	
Total		Number of inverters	
1520 modules		20 units	
Module area		Pnom ratio	
2610 m²		1.29	
Cell area			
2278 m²			



# Project: BIF 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:16  
with v7.3.4

### Array losses

#### Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

#### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

#### DC wiring losses

Global array res. 12 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

#### LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 3.0 %

#### Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

#### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

#### Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

#### IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

### AC wiring losses

#### Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 1.00 % at STC

#### Inverter: Sunny Tripower 20000TL-30

Wire section (20 Inv.) Alu 20 x 3 x 10 mm<sup>2</sup>

Average wires length 20 m



# Project: BIF 2

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:16  
with v7.3.4

UAB Energia futura (Lithuania)

## Main results

### System Production

Produced Energy 511704 kWh/year

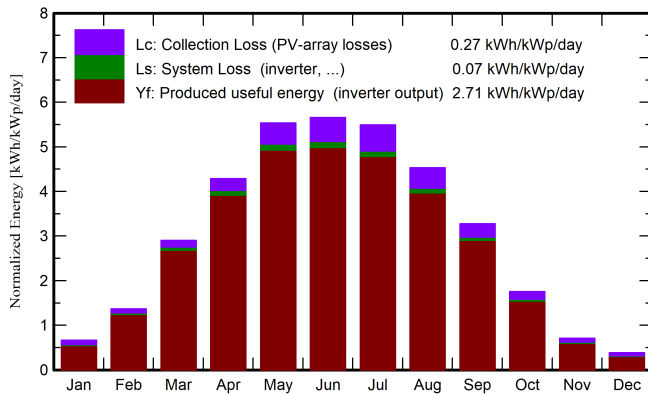
Specific production

990 kWh/kWp/year

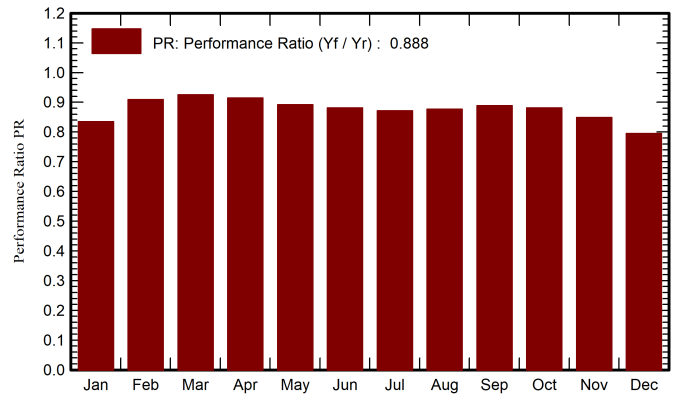
Perf. Ratio PR

88.77 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
<b>January</b>	15.5	10.47	-3.12	20.5	17.5	9190	8837	0.835
<b>February</b>	31.5	18.87	-2.72	38.4	35.0	18569	18034	0.910
<b>March</b>	78.8	39.70	0.99	90.0	84.1	44185	43041	0.926
<b>April</b>	118.0	52.09	6.97	128.7	121.3	62502	60850	0.915
<b>May</b>	164.4	75.63	12.63	171.6	163.0	81238	79090	0.892
<b>June</b>	166.2	84.31	15.61	169.9	161.2	79484	77393	0.882
<b>July</b>	164.4	82.38	18.87	170.2	161.5	78753	76705	0.872
<b>August</b>	132.4	71.73	18.06	140.5	133.2	65342	63689	0.877
<b>September</b>	88.4	47.94	12.92	98.2	92.0	46243	45110	0.889
<b>October</b>	46.1	24.93	7.31	54.4	49.9	25467	24771	0.881
<b>November</b>	17.3	12.32	3.31	21.2	18.9	9682	9315	0.849
<b>December</b>	9.6	7.69	-0.16	11.9	10.0	5151	4871	0.795
<b>Year</b>	1032.5	528.07	7.62	1115.4	1047.7	525806	511704	0.888

### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



# Project: BIF 2

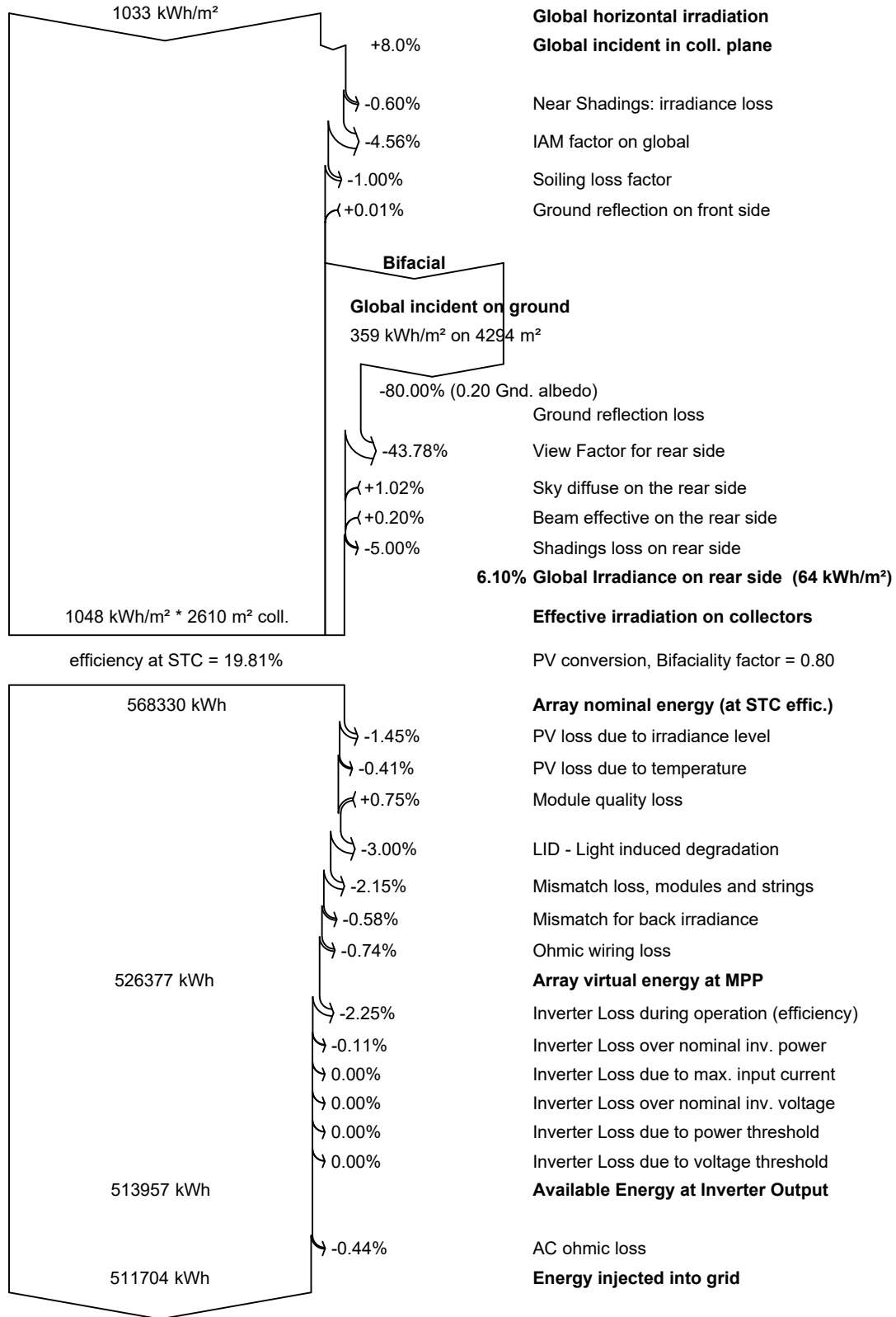
Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:16  
with v7.3.4

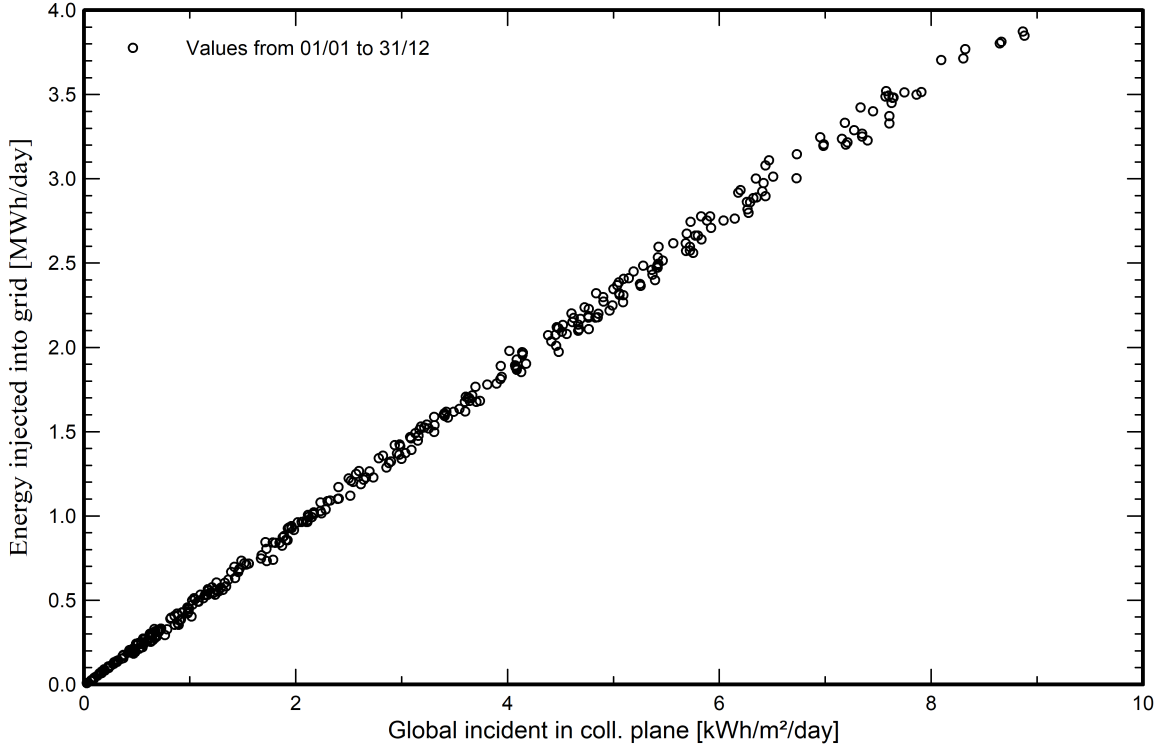
### Loss diagram



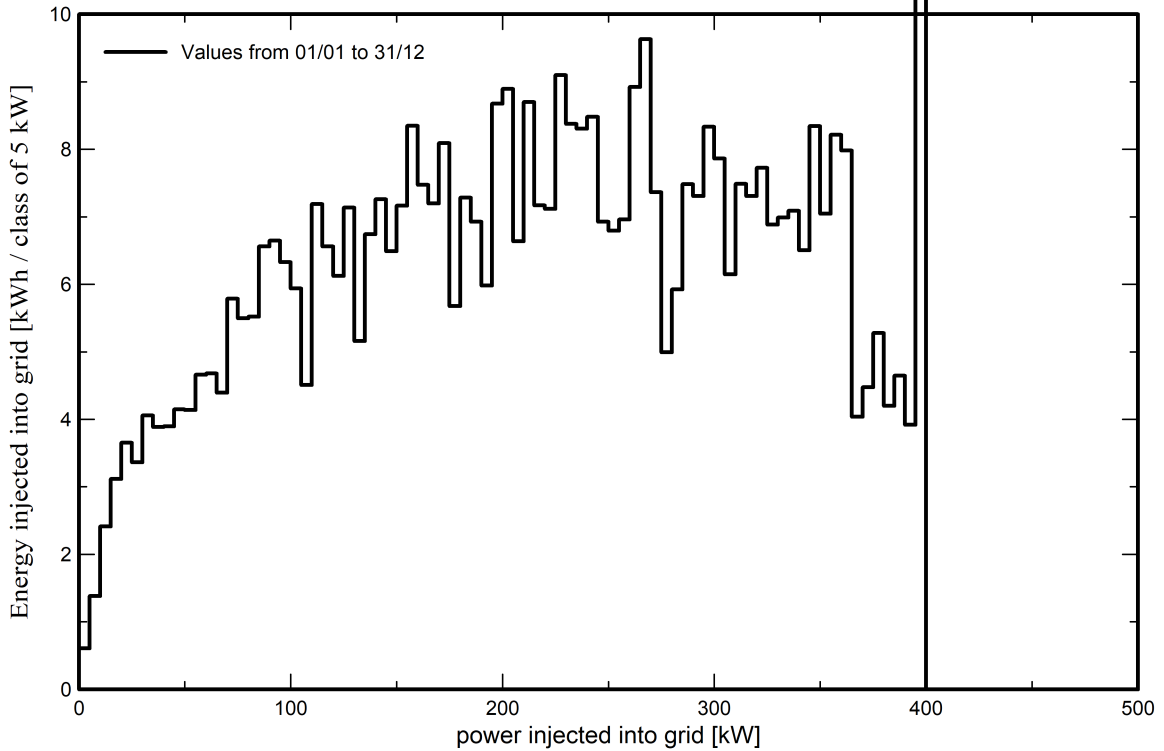


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

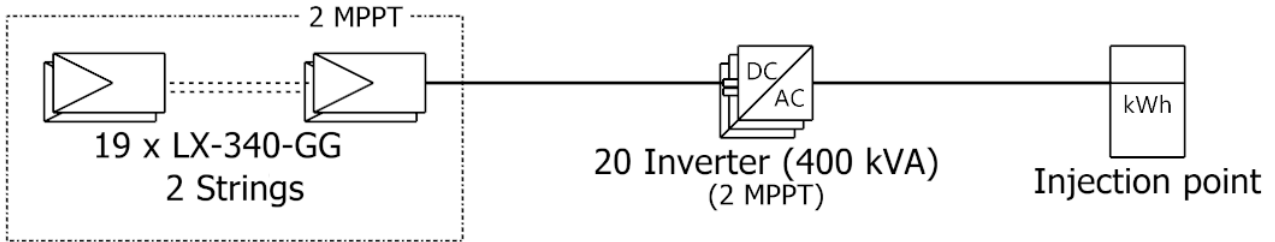




**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:16  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	LX-340-GG
Inverter	Sunny Tripower 20000TL-30
String	19 x LX-340-GG

**BIF 2**

**UAB Energia futura  
(Lithuania)**

VC0 : New simulation variant

14/05/23



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: BIF + OPTI 2

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 8500 kWp

Margininkai - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)



# Project: BIF + OPTI 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:40  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
<b>Margininkai</b>		Latitude	56.16 °N	Albedo	0.20
Lithuania		Longitude	21.24 °E		
		Altitude	33 m		
		Time zone	UTC+2		
<b>Meteo data</b>					
Margininkai					
Meteonorm 8.1 (2007-2017) - Synthetic					

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>		<b>User's needs</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)	
Sheds		Mutual shadings of sheds			
Tilt	40 °				
Azimuth	-45 °				
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	25000 units	<b>Inverters</b>		250 units	
Pnom total	8500 kWp	Nb. of units		8325 kWac	
		Pnom total		1.021	
		Pnom ratio			

### Results summary

Produced Energy	10168897 kWh/year	Specific production	1196 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	94.91 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7



# Project: BIF + OPTI 2

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:40  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		5 units		Perez	
Tilt	40 °	Unlimited sheds		Diffuse	
Azimuth	-45 °	<b>Sizes</b>		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing	11.00 m	Ground albedo		0.20	
Sheds width	3.04 m	Bifaciality factor		80 %	
Limit profile angle	12.7 °	Rear shading factor		5.0 %	
GCR	27.6 %	Rear mismatch loss		10.0 %	
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction		0.0 %	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Luxor	Manufacturer	SolarEdge
Model	LX-340-GG	Model	SE33.3K-EU-APAC/AUS (400V)
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	340 Wp	Unit Nom. Power	33.3 kWac
Number of PV modules	25000 units	Number of inverters	250 units
Nominal (STC)	8500 kWp	Total power	8325 kWac
Optimizer Array	1000 Strings x 25 In series	Operating voltage	750 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	0.94
Pmpp	7652 kWp		
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	10202 A		
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>			
Model	P401 WorldWide		
Unit Nom. Power	400 W		
Input modules	One module		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	8500 kWp	Total power	8325 kWac
Total	25000 modules	Number of inverters	250 units
Module area	42936 m²	Pnom ratio	1.02
Cell area	37470 m²		



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:40  
with v7.3.4

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 1.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 0.99 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 3.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 0.0 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 1.00 % at STC

**Inverter: SE33.3K-EU-APAC/AUS (400V)**

Wire section (250 Inv.) Alu 250 x 3 x 16 mm<sup>2</sup>

Average wires length 24 m



**Main results**

**System Production**

Produced Energy 10168897 kWh/year

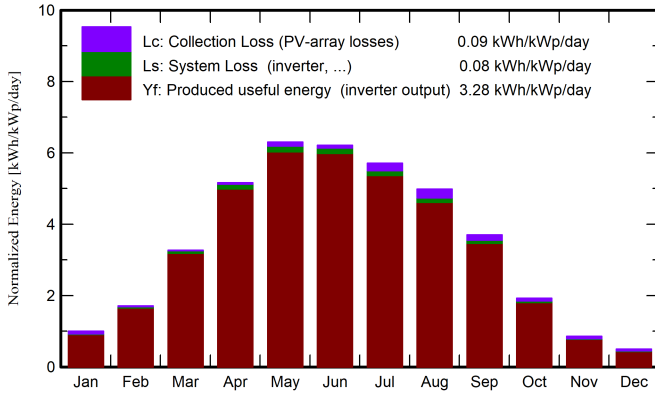
Specific production

1196 kWh/kWp/year

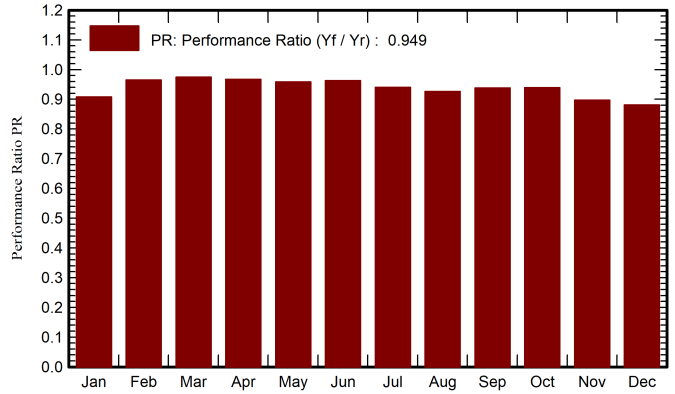
Perf. Ratio PR

94.91 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	16.6	10.20	-1.95	31.0	27.3	245261	239307	0.908
February	31.8	19.48	-1.70	47.9	44.3	403086	393366	0.965
March	77.7	36.85	1.35	101.3	95.1	860236	839212	0.974
April	133.2	54.17	6.63	154.9	147.2	1306537	1273583	0.967
May	181.4	60.77	12.19	195.2	185.8	1632013	1590415	0.958
June	187.6	86.19	15.41	186.4	176.4	1565056	1526235	0.963
July	171.2	82.28	18.98	177.0	167.7	1451115	1415138	0.941
August	136.3	57.87	18.80	154.6	146.9	1248384	1217173	0.926
September	90.0	48.93	13.79	111.0	104.8	907058	885147	0.938
October	45.7	26.34	8.36	59.7	55.1	488595	476683	0.939
November	16.1	10.18	4.32	25.8	23.1	202297	196782	0.897
December	8.5	6.01	1.01	15.5	13.5	119170	115855	0.881
<b>Year</b>	<b>1096.2</b>	<b>499.26</b>	<b>8.16</b>	<b>1260.4</b>	<b>1187.1</b>	<b>10428808</b>	<b>10168897</b>	<b>0.949</b>

**Legends**

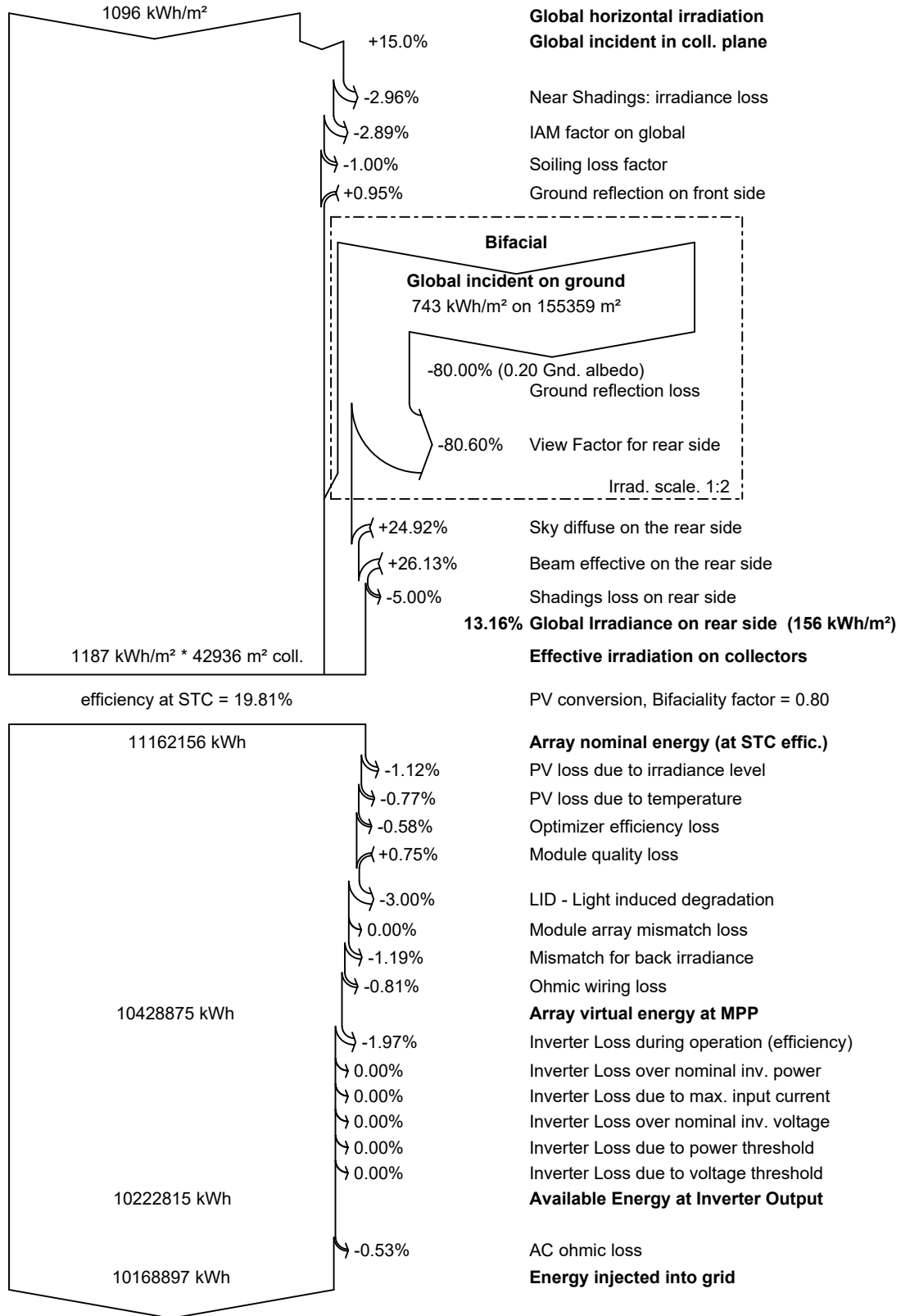
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 19:40  
with v7.3.4

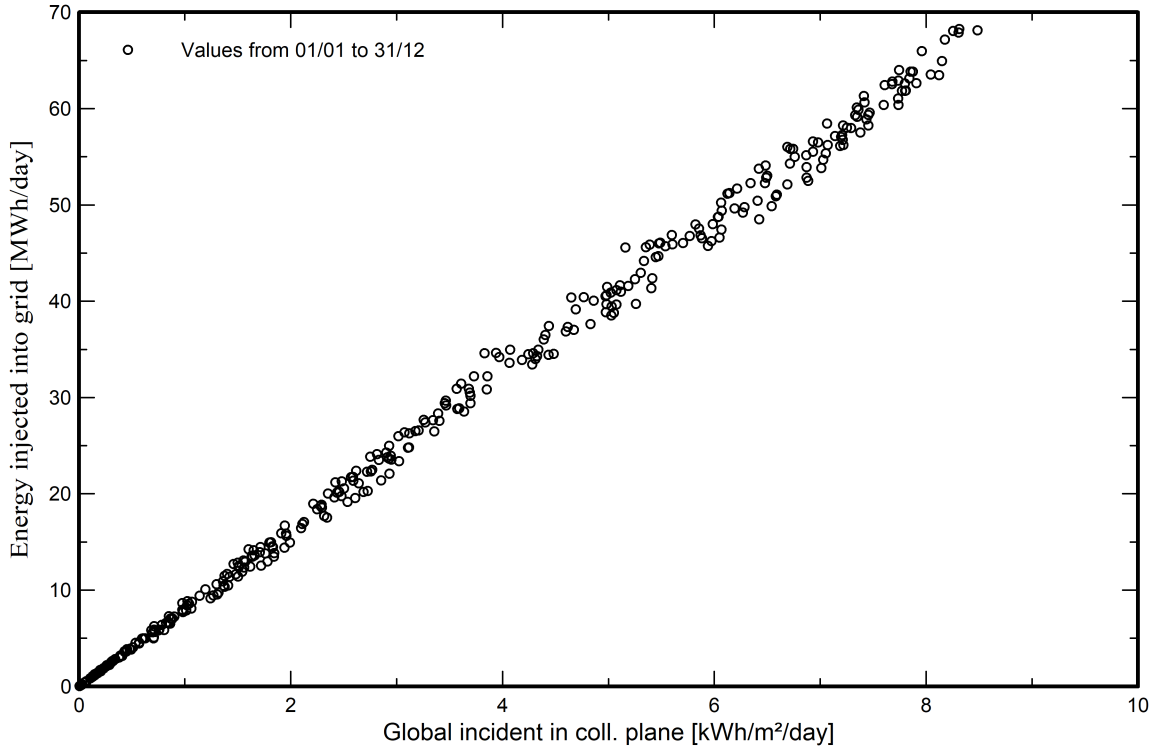
Loss diagram



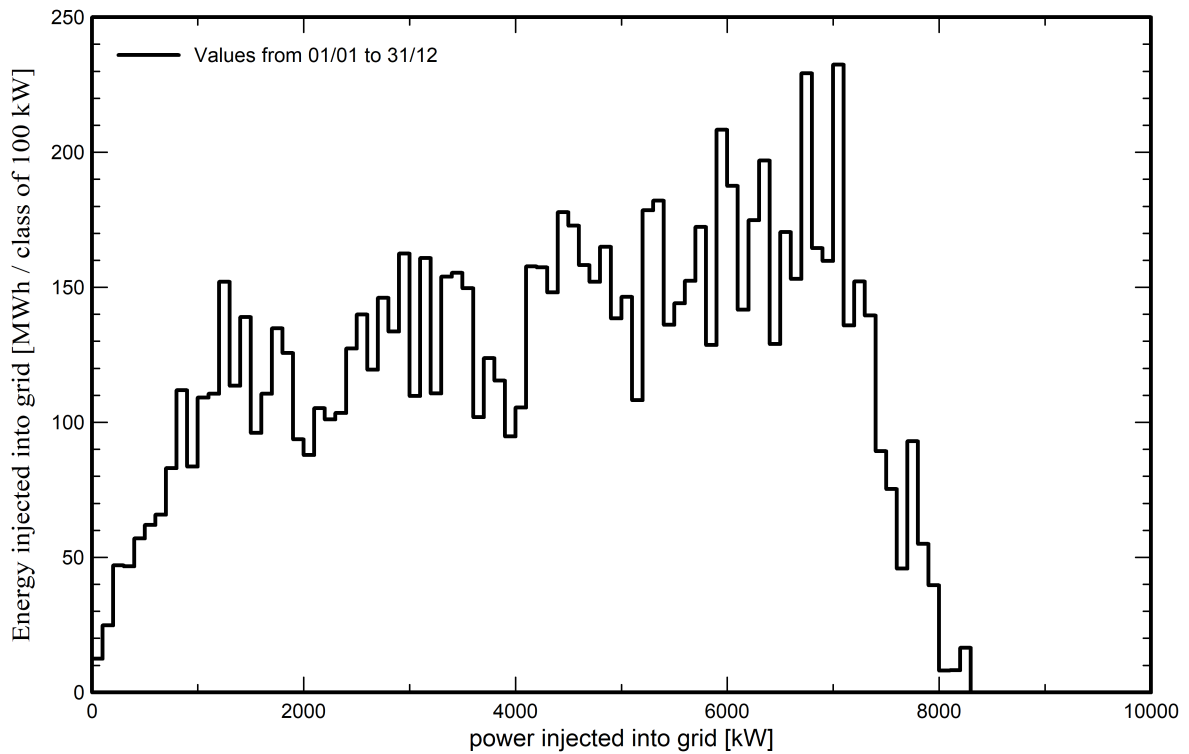


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: BIF + OPTI 1

Variant: New simulation variant

Unlimited sheds

System power: 607 kWp

Dieveniškės - Lithuania

**Author**

UAB Energia futura (Lithuania)





# Project: BIF + OPTI 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:  
14/05/23 19:31  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b>	<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
<b>Dieveniškės</b>	Latitude 54.19 °N	Albedo 0.20
Lithuania	Longitude 25.62 °E	
	Altitude 197 m	
	Time zone UTC+2	
<b>Meteo data</b>		
Dieveniškės		
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Unlimited sheds</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Near Shadings</b>	Unlimited load (grid)
Sheds	Mutual shadings of sheds	
Tilt 20 °		
Azimuth 0 °		
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b>	<b>Inverters</b>	
Nb. of modules 1104 units	Nb. of units 12 units	
Pnom total 607 kWp	Pnom total 480 kWac	
	Pnom ratio 1.265	

### Results summary

Produced Energy 665488 kWh/year	Specific production 1096 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 92.01 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8



# Project: BIF + OPTI 1

Variant: New simulation variant

UAB Energia futura (Lithuania)

## PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:31  
with v7.3.4

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited sheds</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		Nb. of sheds		Transposition	
Sheds		10 units		Perez	
Tilt	20 °	Unlimited sheds		Diffuse	
Azimuth	0 °	<b>Sizes</b>		Perez, Meteonorm	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		Top inactive band			
		Bottom inactive band			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing	8.00 m	Ground albedo		0.20	
Sheds width	3.04 m	Bifaciality factor		70 %	
Limit profile angle	11.4 °	Rear shading factor		5.0 %	
GCR	38.0 %	Rear mismatch loss		10.0 %	
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction		0.0 %	

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	ZNshine Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	ZXM7-SHLDD-144-550	Model	SUN2000-40KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	1104 units	Number of inverters	48 * MPPT 25% 12 units
Nominal (STC)	607 kWp	Total power	480 kWac
Optimizer Array	48 Strings x 23 In series	Operating voltage	200-1000 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>40°C)	44.0 kWac
Pmpp	554 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.27
U mpp	871 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	636 A		
<b>Huawei Optimizer</b>		<b>Total inverter power</b>	
Model	SUN2000-600W-P	Total power	480 kWac
Unit Nom. Power	600 W	Number of inverters	12 units
Input modules	One module	Pnom ratio	1.27
<b>Total PV power</b>			
Nominal (STC)	607 kWp		
Total	1104 modules		
Module area	2852 m²		



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:31  
with v7.3.4

**Array losses**

**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 1.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**DC wiring losses**

Global array res. 23 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.5 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 0.0 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 1.00 % at STC

**Inverter: SUN2000-40KTL-M3-400V**

Wire section (12 Inv.) Alu 12 x 3 x 25 mm<sup>2</sup>

Average wires length 26 m



**Main results**

**System Production**

Produced Energy 665488 kWh/year

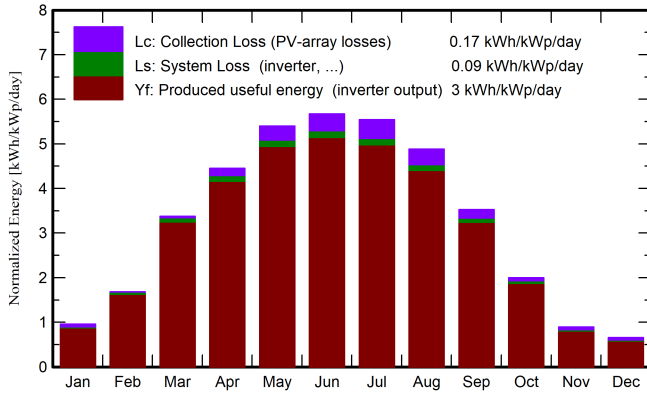
Specific production

1096 kWh/kWp/year

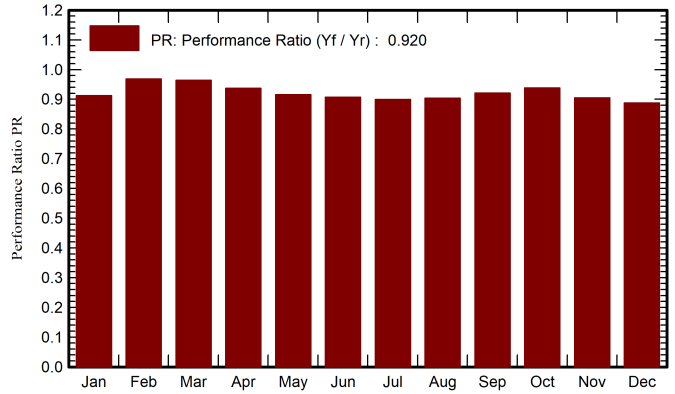
Perf. Ratio PR

92.01 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

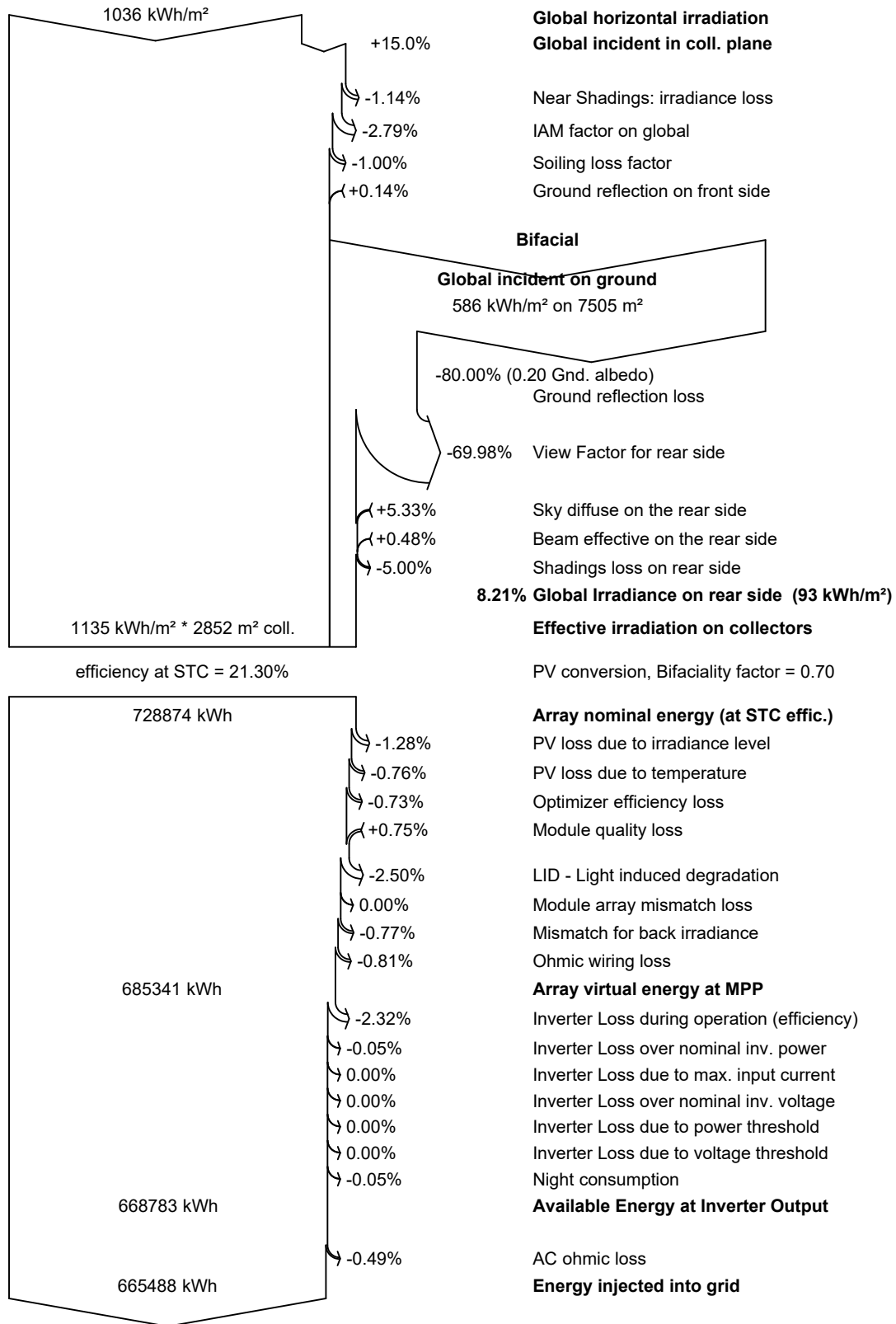
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	17.8	11.62	-4.24	29.8	27.2	17009	16483	0.912
February	32.8	19.09	-3.40	47.2	44.7	28569	27762	0.969
March	79.6	36.09	0.99	104.7	100.0	62999	61251	0.964
April	115.2	52.01	7.60	133.5	127.7	78183	75950	0.937
May	159.2	79.98	13.77	167.4	159.8	95813	93119	0.916
June	165.5	74.09	16.49	170.3	162.9	96593	93811	0.907
July	165.1	78.37	19.45	171.9	164.4	96576	93843	0.899
August	136.7	73.16	18.10	151.4	144.8	85442	83079	0.904
September	87.1	43.58	12.29	105.8	100.8	60852	59152	0.921
October	46.8	28.03	6.57	62.0	58.9	36355	35338	0.938
November	18.0	12.17	2.47	26.9	25.0	15257	14746	0.904
December	11.9	7.74	-1.41	20.3	18.4	11355	10954	0.888
Year	1035.6	515.94	7.45	1191.1	1134.8	685002	665488	0.920

**Legends**

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



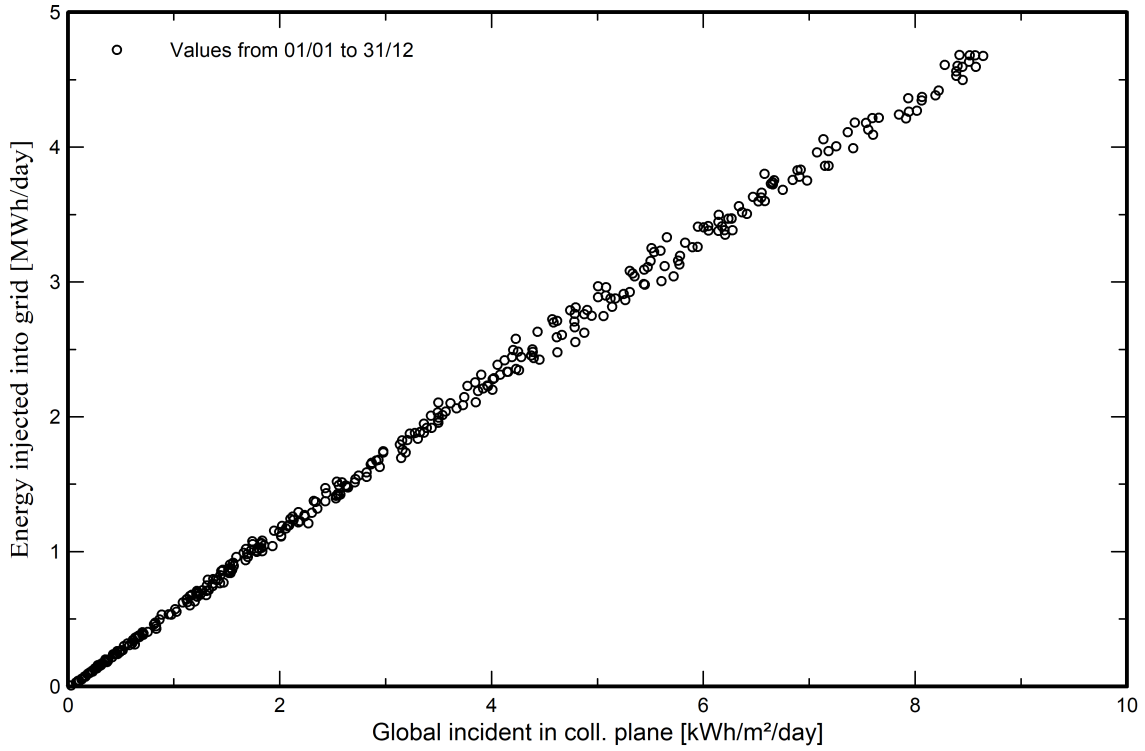
**Loss diagram**



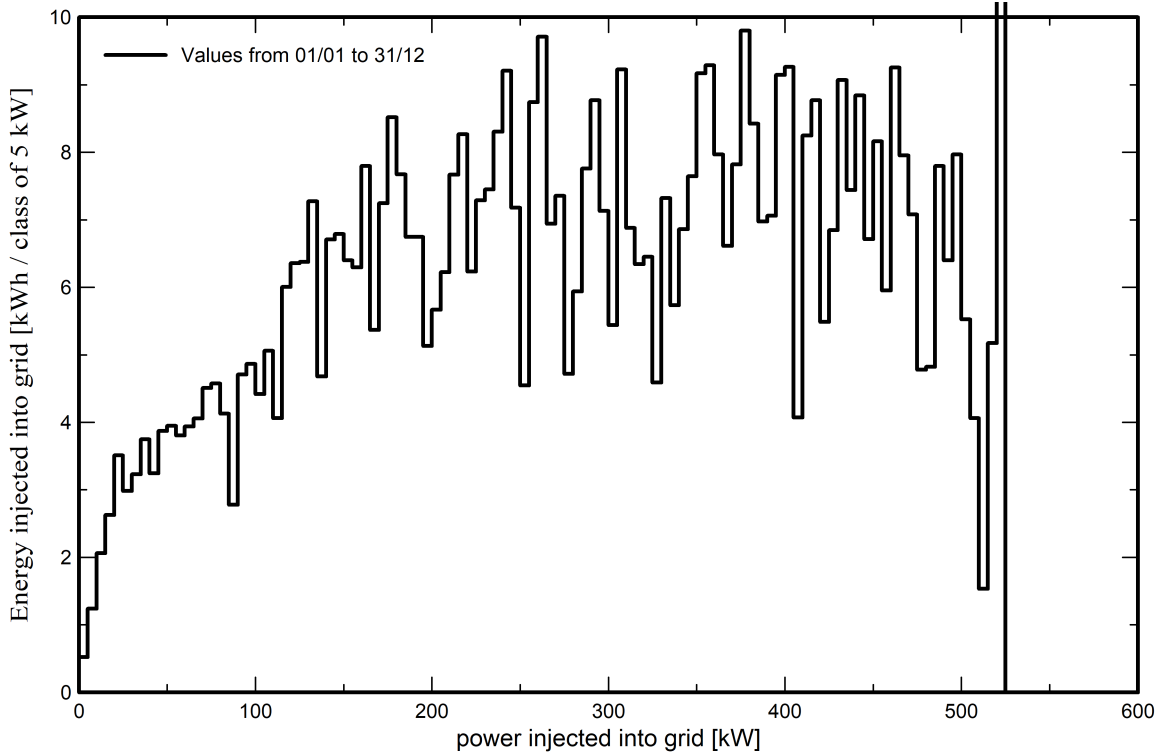


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

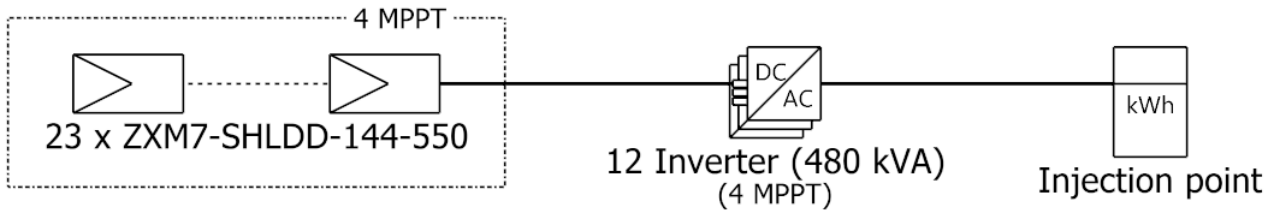




**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:  
14/05/23 19:31  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	ZXM7-SHLDD-144-550
Inverter	SUN2000-40KTL-M3-400V
String	23 x ZXM7-SHLDD-144-550

**BIF + OPTI 1**

**UAB Energia futura  
(Lithuania)**

VC0 : New simulation variant

14/05/23