



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Saulės elektrinių komponentų įtakos efektyvumui tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Ignas Misevičius

Projekto autorius

Asist. Roma Račkienė

Vadovė

Kaunas, 2024



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Saulės elektrinių komponentų įtakos efektyvumui tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Energijos technologijos ir ekonomika (6211EX073)

Ignas Misevičius

Projekto autorius

Asist. Roma Račkienė

Vadovė

Prof. Audrius Jonaitis

Recenzentas

Kaunas, 2024



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Ignas Misevičius

Saulės elektrinių komponentų įtakos efektyvumui 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.

Ignas Misevičius

Patvirtinta elektroniniu būdu

Misevičius, Ignas. Saulės elektrinių komponentų įtakos efektyvumui tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovė asist. dr. Roma Račkienė; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Reikšminiai žodžiai: saulės elektrinė, saulės modulis, inverteris, azimutas, modulių pasvirimo kampas, saulės elektrinių efektyvumas, ekonominis efektyvumas.

Kaunas, 2024. 64 p.

Santrauka

Magistro baigiamajame projekte yra tiriama kokią įtaką saulės elektrinių efektyvumui turi skirtingi saulės elektrinių komponentai, faktoriai. Atliekama ekonominė analizė įsirengiant skirtingų tipų saulės elektrines gaminančiam vartotojui ir už elektros energiją atsiskaitant skirtingais metodais. Nagrinėjant mokslinę literatūrą yra išskiriami pagrindiniai komponentai ir faktoriai, kurie daro didžiausią įtaką saulės elektrinių efektyvumui, apžvelgiamos saulės elektrinių naujausios technologijos ir rinkos tendencija. Metodologinėje dalyje sudaroma saulės elektrinių komponentų įtakos efektyvumui vertinimo metodika ir išdėstoma ekonominio vertinimo metodika, remiantis pagrindiniais atsinaujinančių energijos išteklių projektų vertinimo ekonominiais rodikliais.

Tyrimo objektai yra 1013,04 kW galios fiksuoto kampo ir su vienos ašies sekimo sistema saulės elektrinės. Naudojant fiksuoto kampo saulės elektrinę yra analizuojama modulių pasvirimo kampo, orientacijos ir atstumo tarp modulių įtaka saulės elektrinės efektyvumui. Inverterių apkrovimo ir užterštumo lygio ant modulių paviršiaus įtaka efektyvumui išnagrinėjama naudojant abiejų tipų saulės elektrines. Pagal sudarytą ekonominio vertinimo metodiką atliekamas ekonominis vertinimas optimaliems saulės elektrinių variantams, įvertinant vartotojo elektros energijos suvartojimo profilį.

Misevičius, Ignas. Investigation of Impact of Solar Power Plant Components on Efficiency. Master's Final Degree Project / supervisor asst. prof. dr. Roma Račkienė; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

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

Keywords: solar power plant, solar module, inverter, azimuth, tilt angle of modules, efficiency of solar power plants, economic efficiency.

Kaunas, 2024. 64 p.

Summary

The master's final project studies how different components and factors of solar power plants affect the efficiency of solar power plants. An economic analysis is carried out by installing different types of solar power plants for the generating consumer and paying for electricity by different methods. Studying the scientific literature, the main components and factors that have the greatest impact on the efficiency of solar power plants are identified, the latest technologies of solar power plants and the market trend are reviewed. The methodological part draws up a methodology for assessing the impact of components of solar power plants on efficiency and sets out the methodology for economic assessment based on the main economic indicators for evaluating renewable energy projects.

The objects of the study are a fixed-tilt with a capacity of 1013.04 kW and a solar power plant with a single-axis tracking system. Using a fixed-tilt solar power plant, the influence of the angle of inclination of the modules, orientation and the distance between the modules on the efficiency of the solar power plant is analyzed. The influence of the load on the inverters and the level of contamination on the surface of the modules on the efficiency is studied using both types of solar power plants. According to the developed methodology of economic assessment, an economic assessment is carried out for the optimal variants of solar power plants, assessing the electricity consumption profile of the consumer.

Turinys

Lentelių sąrašas	7
Paveikslų sąrašas	8
Santrumpų ir terminų sąrašas	10
Įvadas.....	11
1. Teorinė dalis.....	12
1.1. Saulės energetikos rinkos situacija pasaulyje ir ateities perspektyvos	12
1.2. Veiksniai, darantys įtaką fotovoltinės energetikos sistemos efektyvumui.....	14
1.2.1. Fotovoltinės technologijos.....	15
1.2.2. Saulės spinduliuotė.....	16
1.2.3. Aplinkos ir modulio celės temperatūra.....	18
1.2.4. Pasvirimo kampas ir orientacija	20
1.2.5. Šešėliavimas ir dulkių kaupimasis.....	21
1.2.6. Inverterio efektyvumas	23
1.2.7. Kabelių charakteristikos	26
2. Metodologinė dalis.....	27
2.1. „AutoCAD“ programinė įranga.....	27
2.2. „PVcase“ programinė įranga	28
2.3. „PVsyst“ programinė įranga.....	29
2.4. Komponentų parinkimas	31
2.5. Saulės elektrinių modeliavimas	32
2.6. Ekonominio vertinimo metodika.....	35
3. Tiriamoji dalis.....	39
3.1. Modulių pasvirimo kampo ir azimuto priklausomybės įtaka apšvietos reikšmei į modulių paviršių	39
3.2. Atstumo tarp modulių eilių, skirtingų azimutų ir modulių tipų priklausomybės įtaka elektros energijos generacijai	43
3.3. Fiksuoto kampo ir vienos ašies sekimo saulės elektrinių inverterių apkrovimo (keičiant DC/AC galios santykį) įtaka saulės elektrinių generacijai	48
3.4. Fiksuoto kampo ir vienos ašies sekimo saulės elektrinių užterštumo lygio ant modulių paviršiaus įtaka generacijai.....	50
3.5. Fiksuoto kampo saulės elektrinės ir saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema ekonominis palyginamasis vertinimas.....	51
3.5.1. Fiksuoto kampo saulės elektrinės ekonominis vertinimas	51
3.5.2. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema ekonominis vertinimas	56
3.5.3. Ekonominio vertinimo rezultatų palyginimas	59
Išvados	60
Literatūros sąrašas	61
Priedai.....	65
1 priedas. Fiksuoto kampo optimalios saulės elektrinės PVsyst ataskaita	65
2 priedas. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema PVsyst ataskaita	72

Lentelių sąrašas

1 lentelė. PV technologijos [8].....	16
2 lentelė. Tyrime naudojami moduliai	32
3 lentelė. Saulės elektrinių sudedamieji elementai ir jų kaina	35
4 lentelė. Simuliacijų bendrinės sąlygos	39
5 lentelė. Papildomi nuostoliai simuliacijose.....	43
6 lentelė. Tiriamų sistemų didžiausios elektros energijos generacijos reikšmės	43
7 lentelė. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema parametrai.....	48
8 lentelė. Simuliacijų kintamieji komponentai	48
9 lentelė. Skirtingų tipų saulės elektrinių reikalingos investicijos.....	51
10 lentelė. Elektros energijos suvartojimo, generavimo ir sąveikos su tinklu duomenys (fiksauto kampo saulės elektrinė)	52
11 lentelė. Ekonominiai rodikliai (fiksauto kampo saulės elektrinė)	54
12 lentelė. Elektros energijos suvartojimo, generavimo ir sąveikos su tinklu duomenys (saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema).....	57
13 lentelė. Ekonominiai rodikliai (saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema).....	57
14 lentelė. Ekonominių rodiklių palyginimas nagrinėjamiems atvejams	59

Paveikslų sąrašas

1 pav. Pasaulio elektros energijos paklausos kitimo diagrama 2015–2024 metais [IEA Electricity Market Report, 2022]	12
2 pav. 2010-2030 metų laikotarpiu saulės elektrinių įrengiamos galios pasaulyje kiekvienais metais diagrama [BloombergNEF, 2022]	13
3 pav. Veiksniai, lemiantys saulės elektrinių sistemų efektyvumą (sudaryta autoriaus pagal [8])... 14	14
4 pav. Skirtingos fotovoltinės (PV, angl. „ <i>Photovoltaic</i> “) sistemos [8].....	15
5 pav. Pasaulinės horizontaliosios apšvietos (GHI) ir tiesioginės normaliosios apšvietos (DNI) erdvinis atvaizdavimas. [16].....	17
6 pav. Apšvietos poveikis PV sistemos našumui [8]	18
7 pav. Monokristalinių modulių našumo rodikliai 1994, 1997 ir 2010 metais [17]	18
8 pav. Saulės elementų I-V ir P-V charakteristikos, esant pastoviai 1000 W/m^2 apšvietai, esant skirtingose temperatūrose [18]	19
9 pav. Fotovoltinio modulio P–V kreivės charakteristikos, esant pastoviai W/m^2 saulės spinduliutei, esant skirtingoms temperatūroms [19]	19
10 pav. PV modulių generacija, esant skirtingiems posvyrio kampams kiekvieną mėnesį [26]	21
11 pav. Veiksniai, sukeltys dulkių nusėdimą ant fotovoltinių modulių paviršių (sudaryta autoriaus pagal [30]).....	22
12 pav. Fotovoltinių modulių su dulkėmis (kairėje) ir be dulkių (dešinėje) efektyvumo charakteristikos laiko atžvilgiu [31]	23
13 pav. Fotovoltinio modulio I-V kreivės charakteristikos, atsižvelgiant į dulkių nusėdimą [8].....	23
14 pav. Saulės elektrinės, kurioje naudojami 2 centriniai inverteriai, schema [34].....	24
15 pav. Centrinio inverterio (a) ir juostinio inverterio (b) schemas [34].....	25
16 pav. Tyrimo seka.....	27
17 pav. Saulės modulių parametrai	29
18 pav. Saulės modulių montavimo parametrai	29
19 pav. „PVsyst“ programos vaizdas, kuriame pasirenkami saulės modulių sistemos elementai....	30
20 pav. Komponentų parinkimas simuliacijoms.....	31
21 pav. Reljefo nuolydžių pasiskirstymas procentais sklypo plote	33
22 pav. Sklypo reljefo 3D modelis.....	33
23 pav. 1013,04 kW fiksuoto kampo saulės elektrinė	34
24 pav. 1013,04 kW saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema	34
25 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie -90° azimuto	39
26 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie -45° azimuto	40
27 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie 0° azimuto.....	40
28 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie 45° azimuto.....	40
29 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie 90° azimuto.....	41
30 pav. Apšvietos reikšmės priklausomybės nuo modulių pasvirimo kampo ir azimuto.....	42
31 pav. Didžiausių generacijos reikšmių procentinis skirtumas nuo optimalios sistemos	44
32 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie 0° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių	45
33 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie -45° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių	45
34 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie -90° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių	46

35 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie 45° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių	47
36 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie 90° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių	47
37 pav. Inverterių apkrovimo įtaka elektros energijos generacijai	48
38 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema elektros energijos generacija	49
39 pav. Elektros energijos generacijos reikšmės vertinant skirtingą užterštumo lygį	50
40 pav. Elektros energijos generacijos reikšmės vertinant saulės elektrinių valymų dažnumą.....	50
41 pav. Metinis elektros energijos suvartojimas	51
42 pav. Fiksuoto kampo saulės elektrinės metinė generacija	52
43 pav. Fiksuoto kampo saulės elektrinės NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Metering“ atsiskaitymo metodą.....	55
44 pav. Fiksuoto kampo saulės elektrinės NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Billing“ atsiskaitymo metodą	55
45 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema metinė generacija	56
46 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Metering“ atsiskaitymo metodą	58
47 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Billing“ atsiskaitymo metodą.....	58

Santrumpų ir terminų sąrašas

Santrumpos:

DC – nuolatinė srovė (angl. *Direct Current*);

AC – kintamoji srovė (angl. *Alternating Current*);

MV – vidutinė įtampa (angl. *Medium Voltage*);

LV – žema įtampa (angl. *Low Voltage*);

MPPT – maksimalios galios taško sekimo prietaisas (angl. *Maximum Power Point Tracker*).

PV – Fotovoltinis elementas (angl. *Photovoltaic*);

IBC – tarpusavyje sujungtas galinis kontaktas (angl. *Interdigitated Back Contact*);

AOI – kritimo kampas (angl. *Angle of Incidence*);

PR – efektyvumo koeficientas (angl. *Performance Ratio*);

PERC – pasyvuotas emiteris ir galinis kontaktas (angl. *Passivated Emitter and Rear Contact*);

SCADA – inverterių priežiūros valdymo ir duomenų rinkimo sistema (angl. *Supervisory Control and Data Acquisition*);

NPV – grynoji dabartinė vertė (angl. *Net Present Value*);

IRR – vidinė gražos norma (angl. *Internal Rate of Return*);

WACC – vidutiniai svertiniai kapitalo kaštai (angl. *Weighted Average Cost of Capital*);

LCOE – svertiniai elektros gamybos kaštai (angl. *Levelized Cost of Energy*);

STC – standartinės techninės testavimo sąlygos (angl. *Standard Test Conditions*);

ESO – energijos skirstymo operatorius.

Įvadas

Didėjant žmonių populiacijos kiekiui pasaulyje bei stebint sparčias technologijų sektoriaus plėtros tendencijas, elektros energijos poreikis auga. Dėl didėjančios elektros energijos paklausos ir padidėjusios aplinkos taršos, kuri prisideda prie šiltnamio efekto, yra pastebimas didesnis naudojimas iškastinio kuro elektrai gaminti. Tačiau siekiant pakeisti iškastinį kurą, kaip anglis ir dujos, naudojamą elektros energijai gauti, šalys visame pasaulyje pasirenka panašią kryptį – greitai statomos saulės elektrinės ir vėjo turbinos, kurios yra draugiškos aplinkai ir naudoja atsinaujinančią energiją. „Ember“ duomenimis, 2020 metais pagal sugeneruotos elektros energijos kiekį atsinaujinantys šaltiniai (38,67 %) pirmą kartą aplenkė iškastinį kurą (35,29%) ir tapo pagrindiniu Europos Sąjungos elektros energijos šaltiniu [1].

Pasak „SolarPower Europe“ generalinės direktorės Walburga Hemetsberger, Europos Sąjungai yra svarbu kuo skubiau sumažinti priklausomybę nuo Rusijos dujų ir naftos tiekimo [2]. Pagal „RePower EU“ strategiją, iki 2030 m. numatyta sukurti 420 GW papildomų saulės energijos pajėgumų ES, kad bendras saulės elektrinių kiekis siektų 585 GW. Elektros energijos kainos didėja, todėl tiek namų ūkiai, tiek įmonės sąmoningai renkasi diegti atsinaujinančius energijos šaltinius, ypač saulės elektrines. Tai padeda taupyti ir prisidėti prie švaresnės visuomenės kūrimo.

Projektuojant ir įrenginėjant saulės elektrines yra svarbu kuo efektyviau išnaudoti laisvą plotą tiek ant stogo montuojamoms elektrinėms, tiek antžeminėms. Kadangi technologijos sparčiai tobulėja ir saulės technologijų paklausa didėja, svarbu užtikrinti, jog pasirenkami sprendimai, technologijos bus efektyvūs ir ekonomiškai naudingi. Todėl šiame darbe keičiant įvairius saulės elektrinių komponentus siekiama išsiaiškinti jų įtaką saulės elektrinių efektyvumui ir atlikti ekonominį vertinimą optimalioms saulės elektrinėms pagal juridinio asmens metinį elektros energijos suvartojimo profilį.

Darbo tikslas: atlikti saulės elektrinių komponentų įtakos efektyvumui tyrimą ir saulės elektrinių ekonominį vertinimą.

Darbo uždaviniai:

1. išanalizuoti saulės energetikos rinkos situaciją pasaulyje ir ateities perspektyvas.
2. išsiaiškinti kokie saulės elektrinių komponentai ir parametrai daro įtaką saulės elektrinių efektyvumui.
3. sudaryti pagrindinių saulės elektrinių komponentų ir parametrų įtakos saulės elektrinių efektyvumui vertinimo metodiką ir ekonominio vertinimo metodiką.
4. išanalizuoti saulės elektrinių pasirinktų pagrindinių parametrų ir komponentų pokyčio įtaką efektyvumui.
5. atsižvelgiant į vartotojo elektros suvartojimo profilį, ekonominiu aspektu įvertinti optimalią fiksuoto kampo ir saulės elektrinę su vienos ašies sekimo sistema.

Tyrimo metodika: Mokslinės literatūros analizė, saulės elektrinių komponentų parinkimas ir modeliavimas, PVsyst simuliacijų analizė, ekonominis vertinimas.

Darbo struktūra: Darbo apimtis – 64 puslapiai, darbe pateikiama 14 lentelių, 47 paveiksai ir 47 literatūros šaltiniai.

1. Teorinė dalis

1.1. Saulės energetikos rinkos situacija pasaulyje ir ateities perspektyvos

Visame pasaulyje didėjant elektros energijos paklausai, vyriausybės stengiasi skatinti atsinaujinančiosios energijos įrenginių plėtrą. Nepaisant to, kad 2020 m., palyginti su ankstesniais metais, elektros energijos paklausa sumažėjo dėl COVID-19 pandemijos, per 2021 m. ji padidėjo 6 %. Tai buvo didžiausias metinis augimas nuo 2010 m. po finansų krizės (apie 1500 TWh). Didžiausias paklausos šuolis įvyko Kinijoje, kur elektros energijos paklausos augimas sudarė maždaug pusę pasaulinio padidėjimo. Tokį žymų augimą 2021 m. pirmiausia skatino ekonomikos atsigavimas po pandemijos ir ekstremalesnės oro sąlygos, palyginti su 2020 m. [3]. Elektros energijos paklausos diagrama 2015–2024 metų laikotarpiu pavaizduota 7 paveiksle.



1 pav. Pasaulio elektros energijos paklausos kitimo diagrama 2015–2024 metais [IEA Electricity Market Report, 2022]

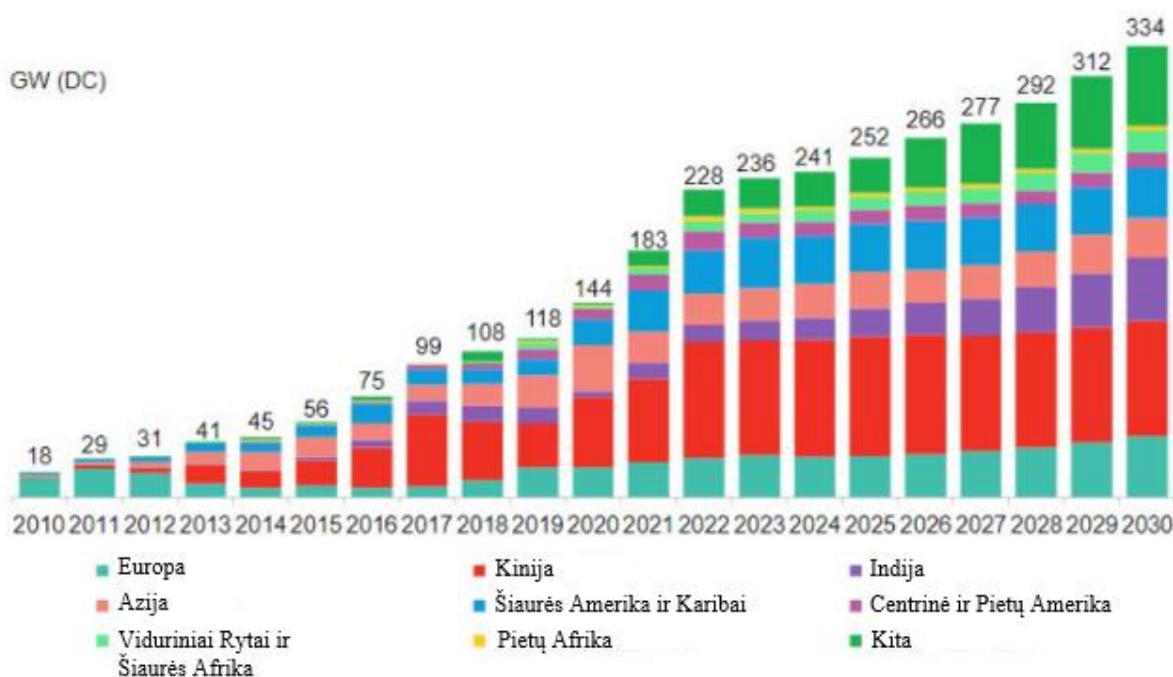
Diagramos paaiškinimai:

Žydra spalva – Kinija; Mėlyna spalva – Jungtinės Amerikos Valstijos; Šviesiai žalia spalva – Indija; Tamsiai žalia spalva – Europa; Geltona spalva – kitos pasaulio šalys; Juodas taškas – bendras elektros energijos paklausos pokytis.

Įvykus paklausos šuoliui daugiausiai elektros energijos poreikio buvo sugeneruota iš anglimi kūrenamų elektrinių. Šių elektrinių gaminama elektros energijos paklausa išaugo maždaug 9 %, daugiausiai nuo 2011 metų. To pasekoje išmetamų CO₂ dujų kiekis iš elektros energiją generuojančių elektrinių išaugo apie 7% ir pasiekė rekordinį lygį [3].

Kiekvienais metais stebimas atsinaujinančių šaltinių įrengiamos galios augimas, nes siekiama sumažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro elektrinių ir stabdyti pasaulinį atšilimą. 2021 metais pasaulyje buvo įrengta 183 GW saulės fotovoltinių sistemų, 40 GW daugiau nei 2020 metais. Atsižvelgiant į spartų augimą, analitikai prognozuoja, kad šiais metais bus peržengta 200 GW riba ir gali būti instaliuota nuo 204 iki 252 GW galios naujų saulės elektrinių sistemų [4]. Nuo 2012 metų

instaliuotos 100 GW bendros saulės elektrinių galios, stebint dabartines augimo tendencijas, galima įžvelgti, jog mažėjant fotovoltinių sistemų dalių kainoms ir keičiantis politiniam požiūriui į švarios energijos svarbą, šiais metais galimas 1 TW bendros instaliuotos saulės elektrinių galios scenarijus. „SolarPower Europe“ generalinė direktorė Walburga Hemetsberger „SolarPower Europe“ tinklaraštyje teigia, kad imantis tinkamų veiksmų pasaulis per mažiau nei ketverius metus galėtų pasiekti 2 TW saulės energijos gamybos pajėgumus [5]. Žvelgiant į ateities perspektyvas, tikimasi, kad saulės elektrinių įrengta bendroji galia pasaulyje padidės apie 23 % ir nuo 2020 metų duomenimis instaliuotos 766 GW bendros galios iki 2027 metų pasieks apie 3229 GW instaliuotos galios [6]. Saulės elektrinių įrengimo kiekvienais metais galios rezultatai ir prognozės 2010–2030 metų laikotarpiu pasaulyje pateikiami 8 paveiksle.



2 pav. 2010-2030 metų laikotarpiu saulės elektrinių įrengiamos galios pasaulyje kiekvienais metais diagrama [BloombergNEF, 2022]

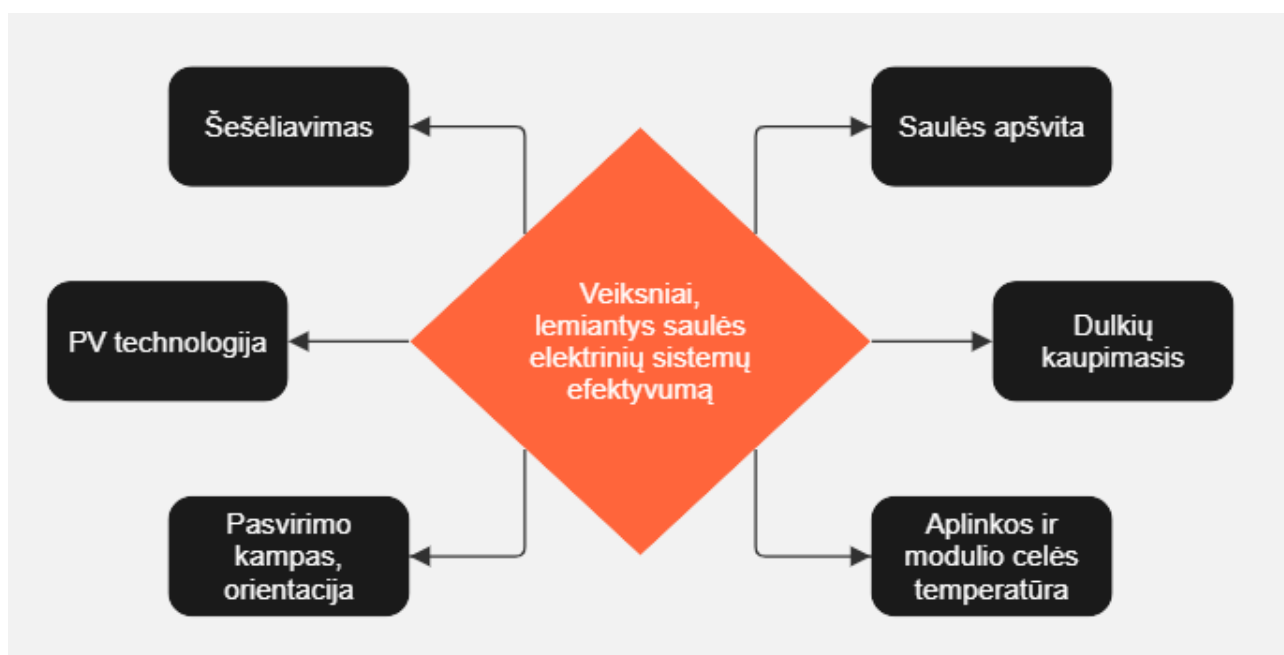
Tikimasi, kad saulės energijos rinkos augimą skatins didėjančios vyriausybės iniciatyvos, kuriomis siekiama remti atsinaujinančius energijos šaltinius. Šios iniciatyvos apima subsidijų teikimą ir įstatymų švelninimą siekiant skatinti saulės energijos diegimą ir naudojimą. Dėl šių iniciatyvų visame pasaulyje buvo pradėti įgyvendinti saulės energijos projektai, leidžiantys vartotojams gaminti atsinaujinančiąją energiją už prieinamą kainą. Tikimasi, kad dėl didėjančių vyriausybės iniciatyvų skaičiaus visame pasaulyje saulės energija bus naudojama vis dažniau. Pavyzdžiui, 2022–2023 m. Sąjungos biudžete Indija skyrė apie 0,58 mlrd. JAV dolerių didelio efektyvumo saulės fotovoltinių elementų modulių kūrimui pagal PLI (angl. „Production-Linked Incentive“) schemą [7]. 2020 m. Rumunijos aplinkos ministerija skyrė daugiau kaip 63,7 mln. dolerių "Casa Verde Fotovoltaice" (žaliųjų fotovoltinių namų) schemai, pagal kurią remiamos saulės energijos sistemos, kurios įrengiamos gyvenamųjų namų ūkiuose [7]. Todėl prognozuojama, kad didėjanti vyriausybės parama atsinaujinantiems energijos šaltiniams skatins saulės energijos rinkos plėtrą.

Nauja tendencija, populiarėjanti saulės energijos rinkoje, yra dvipusių (angl. „bifacial“) saulės elementų kūrimas siekiant padidinti energijos gamybą. Pirmaujančios saulės energijos sektoriaus

įmonės ir mokslinių tyrimų bei plėtros centrai deda pastangas kurdami dvipusius saulės elementus, kad patenkintų rinkos poreikį didinti efektyvumą. Dvigubo paviršiaus saulės elementai yra sukurti taip, kad galėtų surinkti šviesą tiek iš priekinės, tiek iš galinės paviršiaus pusės, efektyviai panaudojant „albedo“ šviesą, kuri kitu atveju būtų iššvaistyta. Todėl pastaruoju metu daug dėmesio skiriama dvipusių saulės elementų kūrimui siekiant optimizuoti saulės energijos gamybą. Pavyzdžiui, 2021 m. rugpjūtį Australijos nacionalinio universiteto, valstybinio mokslinių tyrimų universiteto Kanberoje, mokslininkai sėkmingai sukūrė naują dvipusį saulės elementą, kurio dvipusiškumo koeficientas yra 96,3 %. Šio dvipusio silicio saulės elemento priekinės konversijos efektyvumas yra 24,3 %, o galinės konversijos efektyvumas – 23,4 %, todėl šis dvipusis saulės elementas pasižymi aukštu bifacialiniu koeficientu. Tyrėjai apskaičiavo, kad toks efektyvumas atitinka maždaug 29 % efektyviają galią. Šie dvipusiai saulės elementai yra pranašesni už vienpusius analogiškus elementus ir užtikrina didesnę efektyvumą saulės fotovoltiniuose projektuose [7].

1.2. Veiksniai, darantys įtaką fotovoltinės energetikos sistemos efektyvumui

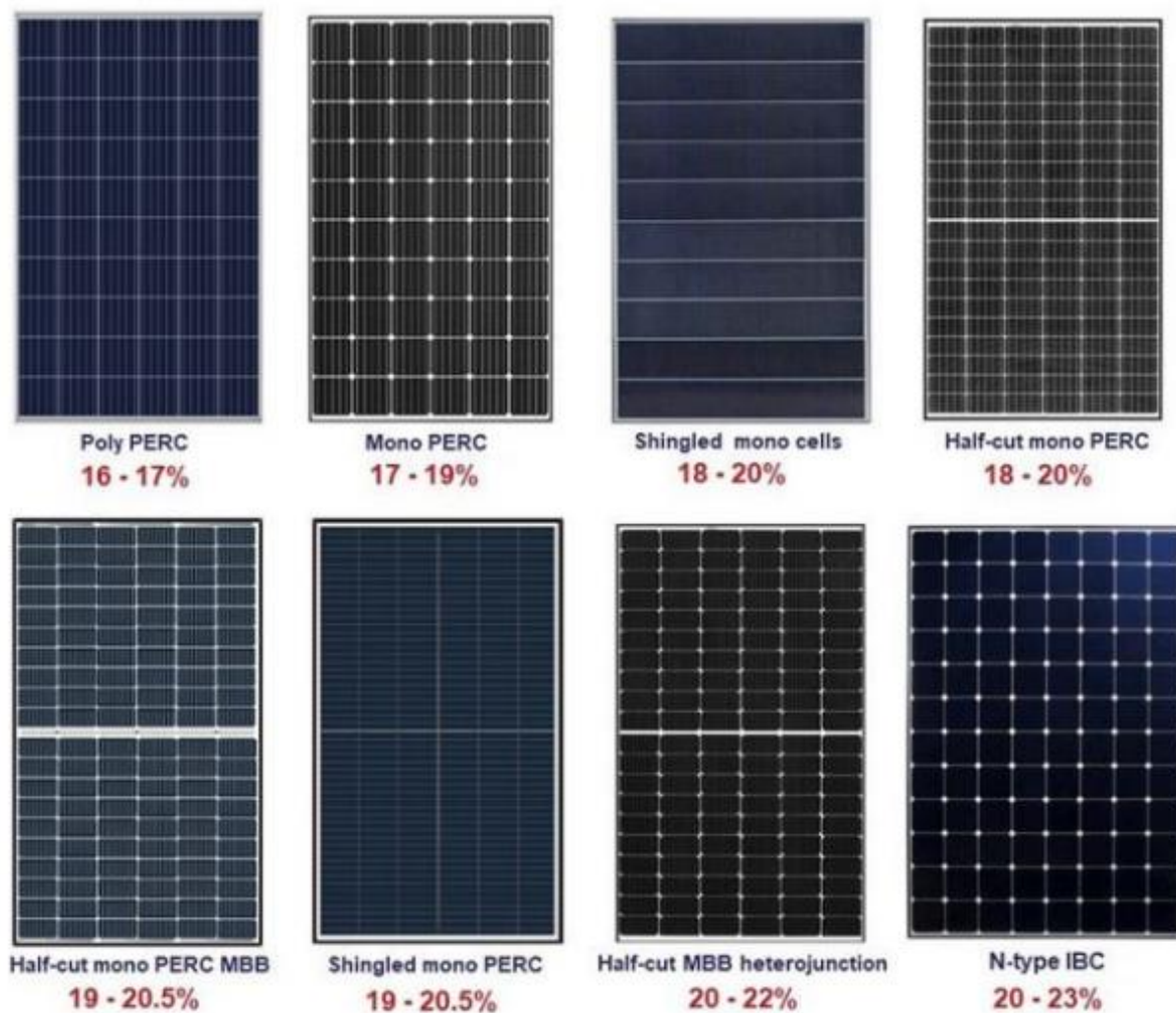
Fotovoltinės sistemos veikimą ir gyvavimo laiką lemia keletas veiksnių. Šie veiksniai apima naudojamos fotovoltinės technologijos tipą, gaunamos saulės spinduliuotės lygį, aplinkos temperatūros sąlygas, elementų temperatūrą, šešėliavimo poveikį, dulkių kaupimąsi, modulio orientaciją, oro sąlygas ir geografinę padėtį. 3 paveiksle pavaizduoti elementai, turintys įtakos fotovoltinių sistemų efektyvumui [8].



3 pav. Veiksniai, lemiantys saulės elektrinių sistemų efektyvumą (sudaryta autoriaus pagal [8])

1.2.1. Fotovoltinės technologijos

Šiuo metu rinkoje yra įvairių fotovoltinių (PV) technologijų, kurios paprastai naudojamos elektros energijai gaminti. Tai kristalinio silicio technologijos, pavyzdžiui, monokristalinės ir polikristalinės, taip pat kitos plonasluoksnės technologijos, pavyzdžiui, amorfinio silicio, CdTe, CIS ir CIGS. Kiekviena iš šių technologijų tinka skirtingoms geografinėms vietovėms [9]. 4 paveiksle ir 1 lentelėje pateikiamos naujausios technologijos, pasižyminčios dideliu efektyvumu, ir jų specifikacijos.



4 pav. Skirtingos fotovoltinės (PV, angl. „Photovoltaic“) sistemos [8]

1 lentelė. PV technologijos [8]

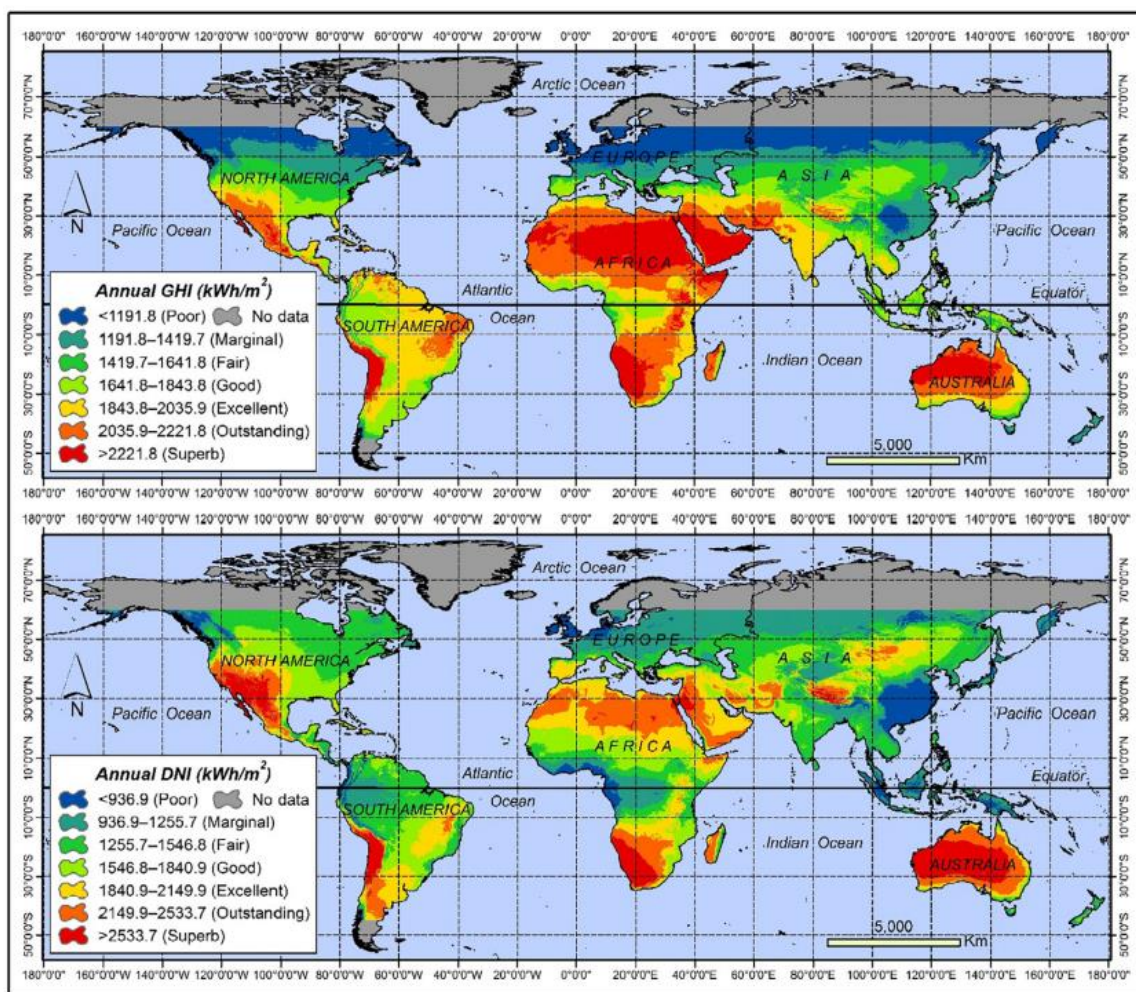
PV technologijos tipas	Veikimo efektyvumas, %	Aprašymas
<i>Poly PERC</i>	16–17	Sudarytas iš kelių silicio kristalų elementų. Galinėje ląstelės dalyje yra pasyvacijos sluoksnis, kad padidėtų efektyvumas.
<i>Mono PERC</i>	17–19	Sudarytas iš monokristalinio silicio elemento ir pasyvuoto emiterio ir galinio elemento technologija.
Dengtos viengubos celės	18–20	Modulio elementai supjaustomi į penkias ar šešias juosteles ir sujungiami elektrai laidžiais klėjais.
<i>Half-cut mono PERC</i>	18–20	Įprastą modulį sudaro 60 arba 72 pilnos celės. Kiekviena celė yra padalinta pusiau ir paverčiama į 120 arba 144 pusines celės. Tai sumažina varžą ir didina efektyvumą
<i>Half-cut mono PERC MBB</i>	19–20,5	MBB reiškia, kad saulės elementas turi 12 arba 16 šynų, o ne 4 ar 5, arba 6. Tai reiškia, kad modulių išėjimo galia yra didesnė ir yra patikimesni
Dengtas <i>mono PERC</i>	19–20,5	Naudojant PERC technologiją, laidumas pasiekiamas modulio celės supjaustant į penkias ar šešias juosteles ir sujungiant jas elektrai laidžiais klėjais.
<i>Half-cut MBB heterojungtis</i>	20–22	Kartu su daugialype magistralės juosta HJT yra didelės galios hibridinis elementas, kuriame suderintos geriausios kristalinio silicio ir amorfinio silicio plonos plėvelės savybės, siekiant padidinti efektyvumą.
<i>N-type IBC</i>	20–23	N tipo saulės elemente plonas p tipo (legiruoto boro) sluoksnis sluoksniojamas ant daug storesnio n tipo silicio sluoksnio. IBC saulės elementai pasižymi didesniu efektyvumu, didesne energijos išeiga ir patikimumu.

Mokslinėje literatūroje aptariama daugybė tyrimų, kuriuose lyginamas įvairių fotovoltinių technologijų efektyvumas [10]. Maroke atliktame tyrime autoriai palygino tris skirtingus fotovoltinių technologijų tipus (m-si, p-si, a-si) ir priėjo prie išvados, kad monokristalinio silicio technologijos (m-si) pasižymi didžiausiu energijos gamybos ir efektyvumo koeficientu (77 %). Tačiau jie taip pat nustatė, kad polikristalinė technologija, palyginti su kitomis, yra ekonomiškai efektyviausia [11].

1.2.2. Saulės spinduliuotė

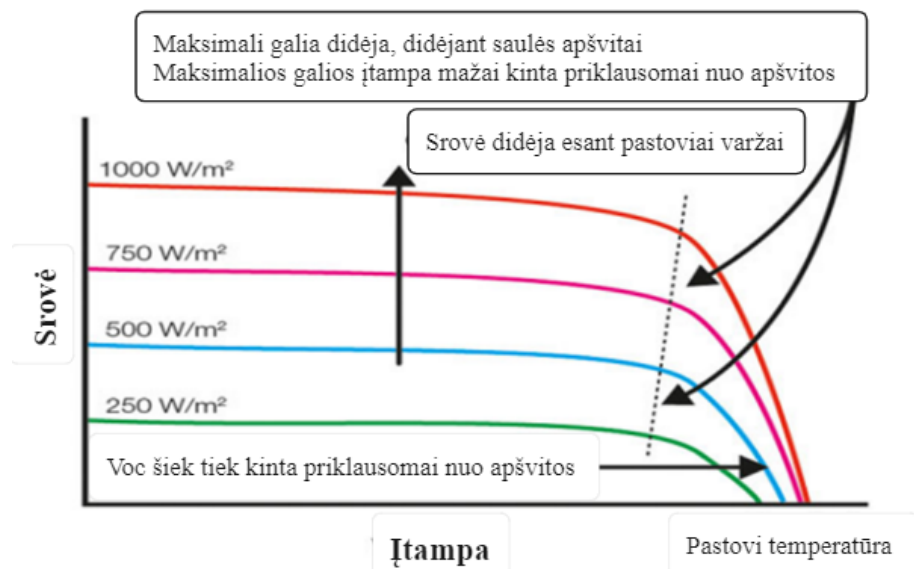
Saulės spinduliavimas turi tiesioginės įtakos fotovoltinės sistemos gaminamai energijai, nes didesnė saulės spinduliuotė lemia didesnę energijos gamybą. Įvairiais tyrimais įrodytas tiesioginis ryšys tarp saulės spinduliavimo ir galios [12]. Norint maksimaliai padidinti energijos gamybą, labai svarbu, kad PV moduliai būtų nukreipti tiesiai į saulę. Net vienu laipsniu nukrypstant nuo pietų krypties, azimuto kryptimi gali sumažėti 0,08 % galios. Fotovoltinių modulių elektrinė galia didėja esant didesnei saulės spinduliuotei. Modulio srovės ir saulės spinduliuotės priklausomybė yra beveik tiesinė, nes didėjant saulės spinduliuotei modulio srovė didėja [13]. Kipre atliktame tyrime, atsižvelgiant į skirtingus saulės spinduliuotės lygius, išanalizuota 14 prie tinklo prijungtų fotovoltinių sistemų. Išvados rodo, kad saulės spinduliuotė daro reikšmingą ir tiesioginę įtaką fotovoltinės sistemos elgsenai elektros energijos kokybės atžvilgiu [14]. Kitame tyrime nagrinėtas išorinių parametrų, įskaitant saulės spinduliavimą, poveikis saulės elektrinės sistemos išėjimo galiai. Regresinė analizė parodė, kad

saulės spinduliavimas sudarė 96,5 % kintamumo, todėl jis yra didžiausią įtaką turintis veiksnys [15]. 5 paveiksle pavaizduotas skirtingas apšvietos lygis pagal geografinę padėtį.

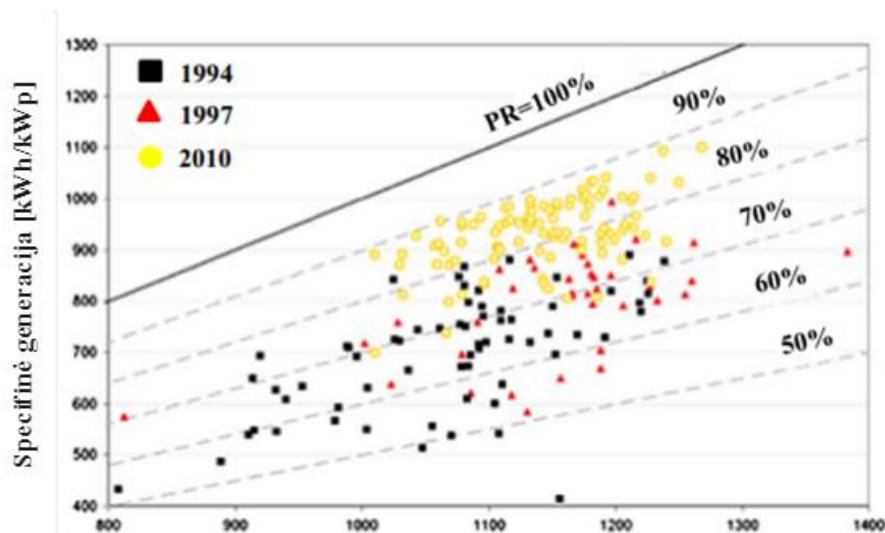


5 pav. Pasaulinės horizontaliosios apšvietos (GHI) ir tiesioginės normaliosios apšvietos (DNI) erdvinis atvaizdavimas. [16]

6 paveiksle pateikiamas apšvietos poveikis fotovoltinės sistemos našumui, o 7 paveiksle pateikti 1994 m., 1997 m. ir 2010 m. apskaičiuoti monokristalinių modulių našumo rodikliai, priklausantys nuo metinės apšvietos modulio plokštumoje. Monokristalinių elementų našumo santykis 1994 m. buvo mažiausias, o 2010 m. – didžiausias, palyginti su metine apšvieta.



6 pav. Apšvietos poveikis PV sistemos našumui [8]



7 pav. Monokristalinių modulių našumo rodikliai 1994, 1997 ir 2010 metais [17]

Taigi, remiantis literatūros duomenimis, saulės spinduliuotės poveikio fotovoltinių modulių efektyvumui negalima išreikšti konkrečiu procentiniu padidėjimu dėl apytikslio ryšio tarp modulio srovės ir spinduliuotės vertės.

1.2.3. Aplinkos ir modulio celės temperatūra

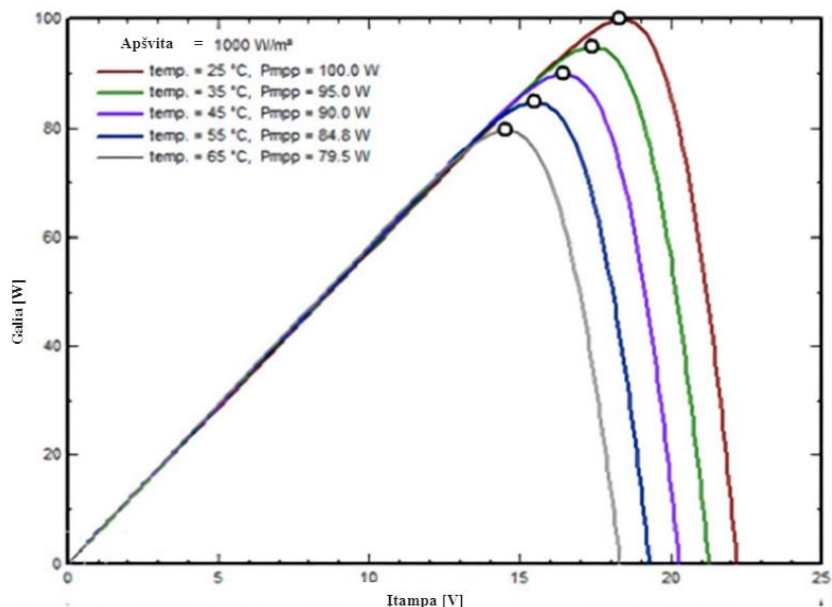
Fotovoltinis (PV) elementas gali paversti maždaug 20 % gautos saulės šviesos į elektros energiją, o likusią dalį – į šilumą. Modulis gali perkaisti pirmiausia dėl per didelės saulės spinduliuotės ir aukštos aplinkos temperatūros. Modulio temperatūra yra kritinis parametras, turintis didelę įtaką fotovoltinės sistemos veikimui, nes jis tiesiogiai veikia sistemos efektyvumą ir išgaunamą energiją. Vienas iš pastebimų temperatūros didėjimo padarinių yra linijinis atvirosios grandinės įtampos mažėjimas. Kiekvieną kartą pakilus darbinei temperatūrai 1 °C, elemento įtampa sumažėja maždaug 2,2 milivolto, todėl kristalinių fotovoltinių elementų efektyvumas sumažėja maždaug 0,5 %. Paprastai kristalinių modulių temperatūros mažinimo koeficientas yra apie 89 %. Pavyzdžiui, jei nagrinėtume 100 vatų modulį, jis paprastai veiktų maždaug 89 vatais ($100 \times 0,89 = 89 \text{ W}$) [17]. Įvairiuose literatūros šaltiniuose siūlomos koreliacijos sieja modulio temperatūrą su tokiais kintamaisiais, kaip

oro sąlygos (įskaitant aplinkos temperatūrą, vietinio vėjo greitį) ir saulės spindulių kritimas ant masyvo paviršiaus, kuris gali skirtis priklausomai nuo vietovės. Temperatūrai įtakos turi medžiagos ir konkrečios sistemos savybės, pavyzdžiui, įstiklinimo dangos pralaidumas, plokštės absorbcija ir kiti svarbūs veiksniai.

Monokristalinių fotovoltinių plokščių tipiniai galios temperatūros koeficientai svyruoja nuo 0,38 %/°C iki 0,45 %/°C, t. y. 0,38–0,45 % galios prarandama kiekvienam temperatūros padidėjimui 1 °C [8]. 8 ir 9 paveiksluose pateikiami skirtingi grafikai, kuriuose vaizduojama aplinkos temperatūros ir elementų temperatūros įtaka fotovoltinės sistemos veikimui.



8 pav. Saulės elementų I-V ir P-V charakteristikos, esant pastoviai 1000 W/m² apšvietai, esant skirtingose temperatūrose [18]



9 pav. Fotovoltinio modulio P-V kreivės charakteristikos, esant pastoviai W/m² saulės spinduliutei, esant skirtingoms temperatūroms [19]

1.2.4. Pasvirimo kampas ir orientacija

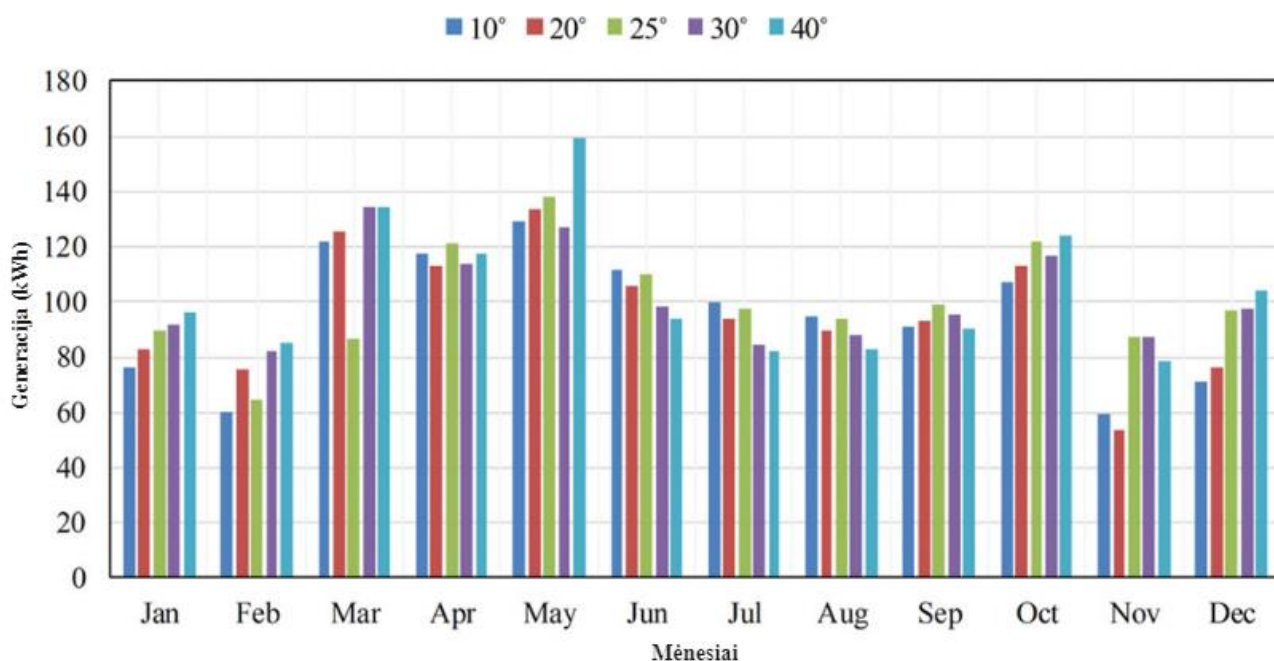
Fotovoltinių modulių orientacija daro didelę įtaką dienos ir mėnesio energijos gamybai. Kampas, kuriuo saulės šviesa patenka į modulį, vadinamas kritimo kampu (AOI, angl. „*Angle of Incidence*“), turi įtakos tam tikriems optiniams nuostoliams. Nors AOI turi įtakos tiesioginei saulės spinduliuotės komponentei, išsklaidytai komponentei modulio orientacija beveik neturi įtakos [17]. Siekiant didžiausio efektyvumo fotovoltinė plokštė geriausiai išnaudoja saulės spinduliuotę, kai jos paviršius yra statmenas saulei.

Fiksuotu posvyrio kampu įrengtiems moduliams bendra metinio optimalaus posvyrio kampo gairė siūlo jį suderinti su įrengimo vietos geografine platumu. Žiemą pasvirimo kampas nuo geografinės platumos kampo nukrypsta apie $+15^\circ$, o vasarą – apie -15° geografinės platumos kampo. Tačiau ši taisyklė ne tokia veiksminga, kai geografinė platumu viršija 45° [17].

Kaddoura'o ir kt. atliktame tyrime optimalus posvyrio kampas buvo nustatytas, naudojant MATLAB programinę įrangą, maksimizuojant saulės spinduliuotę [20]. Rezultatai parodė, kad šešis kartus per metus reguliuojant posvyrio kampus buvo surenkama 99,5 % saulės spinduliuotės. Tai reiškia, jog fotovoltinių plokščių pasvirimo kampas priklauso nuo konkrečios vietovės.

Atlikti įvairūs tyrimai, kuriais buvo siekiama iširti orientacijos ir pasvirimo kampo įtaką fotovoltinės sistemos veikimui. Helmke'as C. ir kiti pastebėjo, kad vertikaliai į pietus orientuoto paviršiaus fotovoltinės sistemos didžiausia galia žiemą buvo didesnė nei vasarą dėl mažesnio saulės kampo Šiaurės pusrutulyje [21]. Nakamura'as H. ir kiti teigė, kad PV efektyvumas horizontalaus paviršiaus atveju sumažėjo 1 %, palyginti su 30° pasvirusiu paviršiumi, dėl saulės kritimo kampo, saulės spektro ir nešvarumų ant modulio paviršiaus kitimo vietovėje, esančioje $34,45^\circ$ šiaurės platumos ir $137,4^\circ$ ilgumos [22]. Eksperimentinis tyrimas parodė, kad vietovėje, esančioje $35,7^\circ$ šiaurės platumos ir $51,4^\circ$ ilgumos, daugiausia fotovoltinės energijos pagamino paviršius, kurio pasvirimo kampas yra 29° [23]. Oladiran'as MT. ir kiti nustatė, kad vidutinė metinė insoliacija mažėjo su azimuto kampu paviršiui, kurio nuolydis 10° didesnis už geografinės platumos kampą, bet didėjo paviršiui, kurio nuolydis 10° mažesnis už geografinės platumos kampą [12]. Akhmad'as K. ir kiti pastebėjo, kad įtampa didžiausios galios taške sumažėjo perpus, kai azimuto kampas buvo nuo 0° iki 15° , tuo tarpu išėjimo galia sumažėjo 75 %, kai PV masyvas buvo orientuotas 90° į rytus ir vakarus nuo pietų pusės. Hiraoka'as S. ir kiti pranešė, kad vietovėje, kurios geografinė platumu yra $34,5^\circ$ šiaurės platumos ir $135,5^\circ$ ilgumos, į šiaurę orientuota polikristalinė Si PV matrica vasarą pagamino 67 % daugiau elektros energijos, palyginti su į pietus orientuota kristaline Si PV matrica [24]. Balouktsis'as A. ir kiti apskaičiavo, kad metinė PV generacija sudarė 94–96 % didžiausios metinės PV generacijos, jei optimalus posvyrio kampas buvo reguliuojamas kartą per metus, ir 99 % didžiausios metinės PV generacijos, jei optimalus kampas buvo reguliuojamas du kartus per metus [12]. Kacira'as M. ir kiti nustatė, kad vietovėje, esančioje 37° šiaurės platumos ir 38° ilgumos, optimalus pasvirimo kampas vasarą–žiemą kito nuo 13 – 61° . Hussein'as HMS. ir kiti nustatė, kad didžiausias metinis fotovoltinės energijos efektyvumas buvo 10,8 % vertikaliai į rytus atsuktam paviršiui, o mažiausias – 9,1 % į pietus atsuktam 30° pasvirusiam paviršiui, o metinė fotovoltinės energijos išeiga buvo 95 % ir 41 % atitinkamai optimalios metinės fotovoltinės energijos išeigos horizontaliam ir vertikaliai paviršiams [25].

10 paveiksle pateikiama PV modulių generacija, esant skirtingiems posvyrio kampams kiekvieną mėnesį.



10 pav. PV modulių generacija, esant skirtingiems posvyrio kampams kiekvieną mėnesį [26]

Naudojant patvirtintą TRNSYS modelį buvo ištirtas prie tinklo prijungtos fotovoltinės sistemos veikimas esant skirtingoms fotovoltinio paviršiaus orientacijoms ir nuolydžiams jūrinio klimato sąlygomis. Nustatyta, kad didžiausia metinė saulės spinduliuotė ir fotovoltinės sistemos galia yra, kai paviršius yra nukreiptas į pietus ir jo nuolydis yra 30°. Optimalus mėnesio pasvirimo kampas į pietus atsuktam paviršiui, kuris maksimaliai padidina krintančią saulės spinduliuotę, svyravo nuo 10° birželį iki 70° gruodį, o sezoniškai – nuo 20° vasarą iki 60° žiemą. Metinė krintančioji insoliacija ant horizontalių ir vertikalinių paviršių, kurių orientacija 90° į rytus arba vakarus nuo pietų, buvo atitinkamai 9,0 % ir 42,5 % mažesnė už maksimalią metinę insoliaciją, o metinė fotovoltinės energijos gamyba buvo atitinkamai 9,9 % ir 54,4 % mažesnė už metinę didžiausią bendrą fotovoltinės energijos gamybą. Nustatyta, kad PV modulių ir inverterių efektyvumas, sistemos efektyvumas ir PR (angl. „Performance Ratio“) skyrėsi priklausomai nuo paviršiaus orientacijos ir pasvirimo kampo [12].

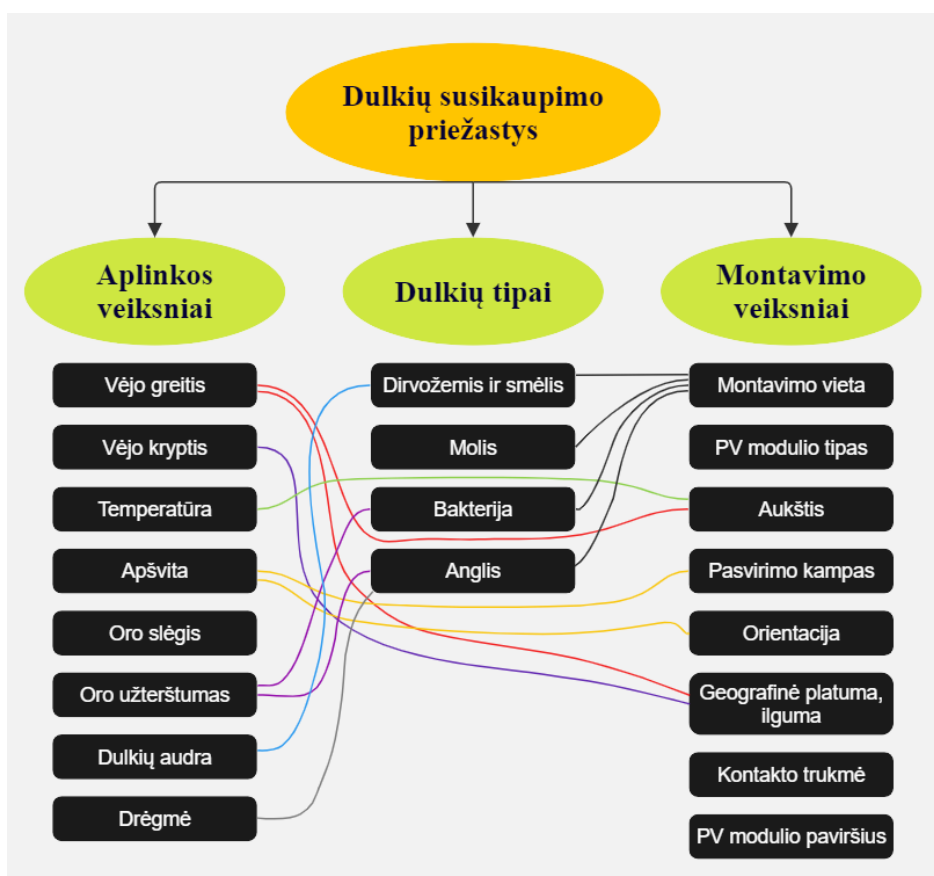
1.2.5. Šešėliavimas ir dulkių kaupimasis

Šešėlių buvimas turi neigiamą poveikį fotovoltinių plokščių išėjimo galiai. Šešėliai ne tik trukdo srovės srautui paveiktose celėse, bet ir daro įtaką visos plokštės srovės srautui, nes modulio celės paprastai yra sujungtos nuosekliai. Šešėlius gali sukelti įvairūs objektai, pavyzdžiui, stulpai, medžiai, pastatai ir net modulių montavimo konstrukcijos. Saulės modulių sistemą gali užtemdyti nukritę lapai, paukščių išmatos.

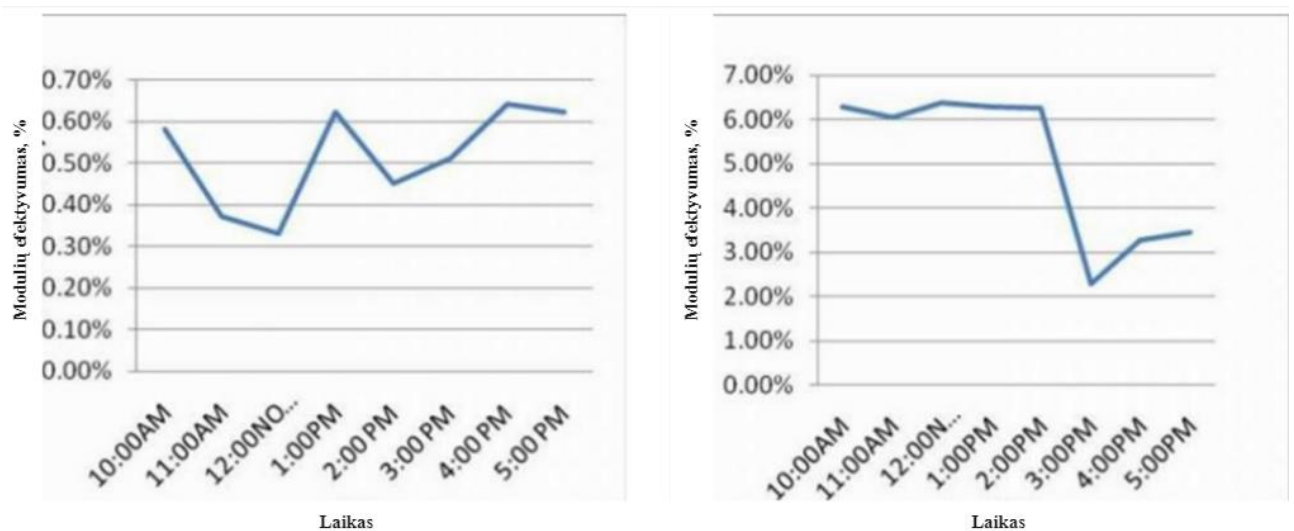
Viitanen‘ė įrodė, kad 5–10 % PV masyvo užtemdymas gali lemti daugiau kaip 80 % sumažėjusią generaciją [27]. Kitame tyrime, kurį atliko Alonso-Garcia‘as ir kiti, nustatyta, kad keičiant šešėliuojamo elemento charakteristikas, esant tam pačiam šešėliavimo kiekiui, galios nuostoliai kinta. Nuostoliai svyravo nuo 59 % iki 73 %. Todėl kiekybinis šešėliavimo nuostolių įvertinimas priklauso nuo tokių veiksnių, kaip šešėliuojamų celių procentinė dalis, celių medžiaga ir jų tarpusavio ryšiai.

PV modulio šešėliavimo mastui įtakos turi šalia esančių pastatų aukštis, medžiai ir galimas kryžminis užtamsinimas nuo gretimų modulių [28].

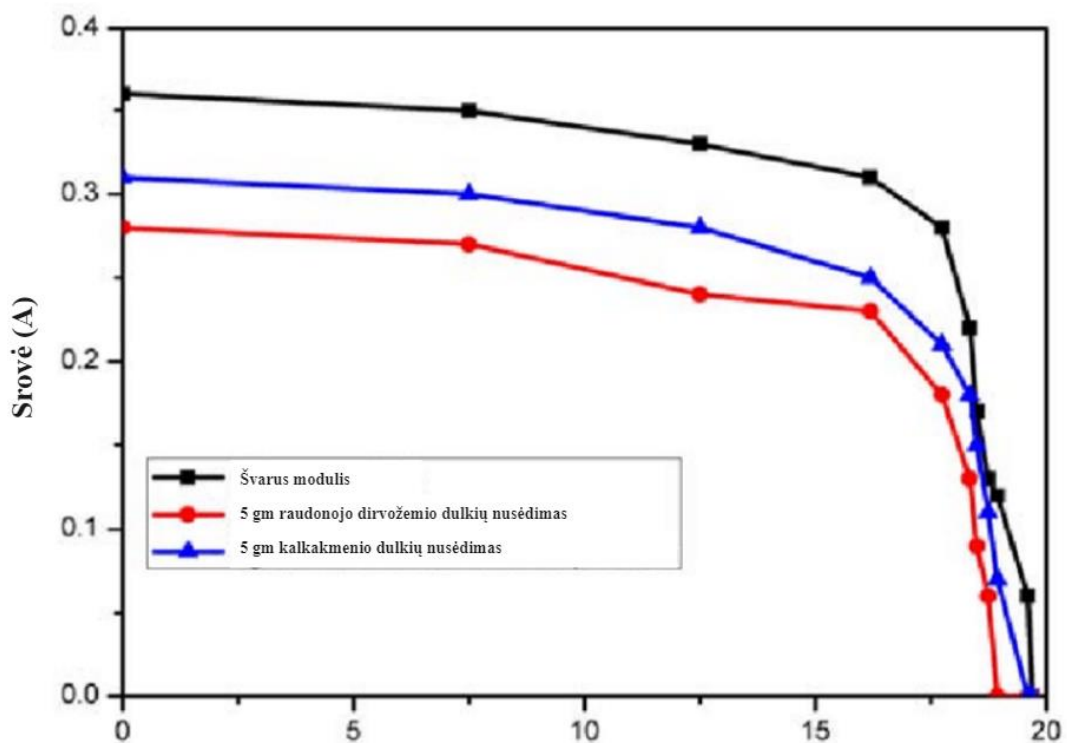
Dulkės – tai plonas sluoksnis, kuris iš dalies arba visiškai užstoja saulės spindulius, krintančius ant fotovoltinio modulio paviršiaus, todėl sumažėja modulio našumas [29]. 11 paveiksle nurodyti veiksniai, dėl kurių ant PV modulio nusėda dulkės, ir jų tarpusavio ryšys. Dulkių kaupimasis ant fotovoltinių modulių priklauso nuo trijų priklausomų kintamųjų, įskaitant aplinką, dulkių savybes ir būdą, kuriuo fotovoltinis modulis buvo sumontuotas. Įprastas metinis dulkių mažinimo koeficientas yra 93 %, todėl šiame kontekste, jei bandymams naudosisime 100 vatų galios fotovoltinį modulį, dėl susikaupusių dulkių jis generuos apie 93 vatus. Atlikus tyrimą nustatyta, kad fotovoltinių elementų įtampa sumažėjo 80 % 73 g/m² plote, padengtame cemento dulkėmis [30]. 12 ir 13 paveiksluose pavaizduotos PV modulių veikimo diagramos prieš ir po dulkių nusėdimo. Dulkių nusėdimas priklauso nuo klimato, o jų kiekis priklauso nuo vietos, dulkių tipo ir kitų parametru.



11 pav. Veiksniai, sukeltantys dulkių nusėdimą ant fotovoltinių modulių paviršių (sudaryta autoriaus pagal [30])



12 pav. Fotovoltinių modulių su dulkėmis (kairėje) ir be dulkių (dešinėje) efektyvumo charakteristikos laiko atžvilgiu [31]



13 pav. Fotovoltinio modulio I-V kreivės charakteristikos, atsižvelgiant į dulkių nusėdimą [8]

1.2.6. Inverterio efektyvumas

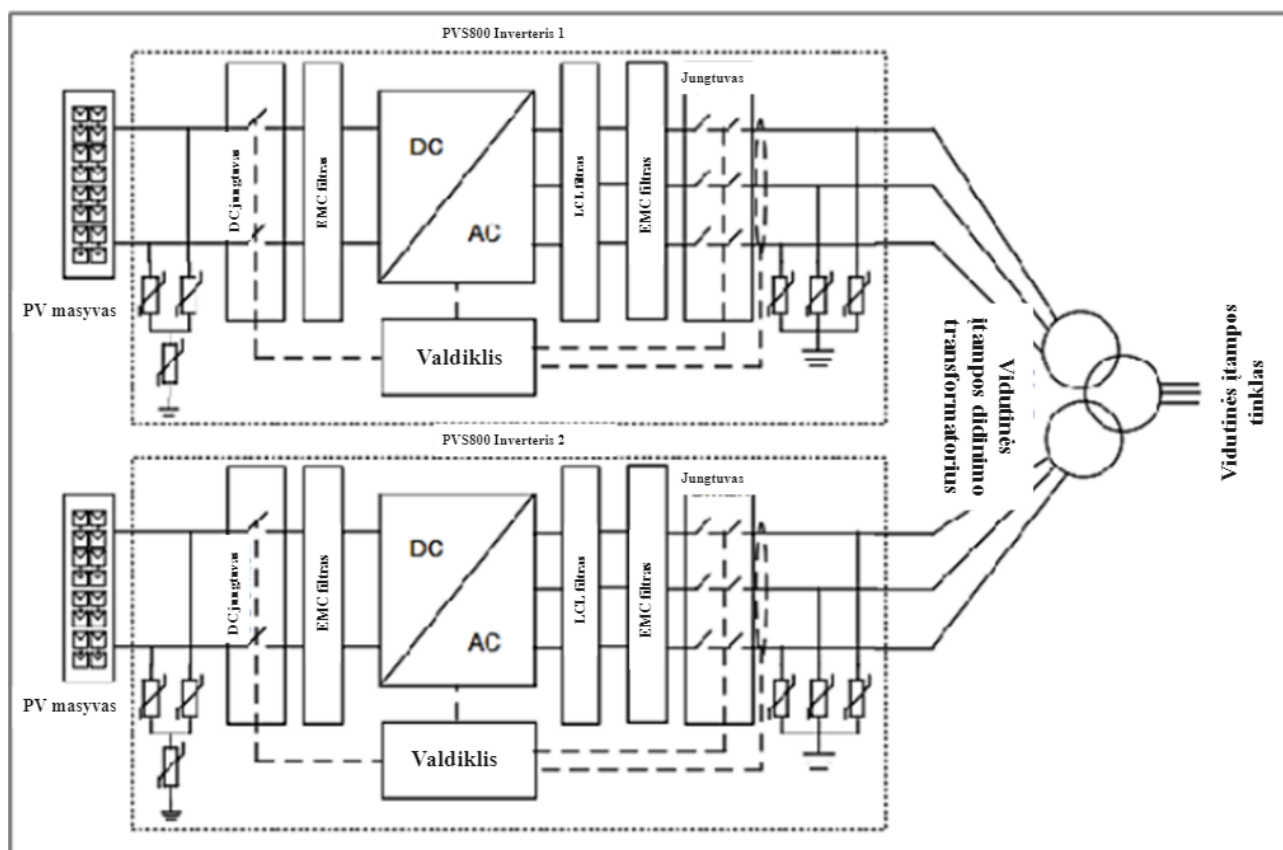
Inverteris – tai įrenginys, naudojamas PV masyvo generuojamai nuolatinei (DC) elektros energijai paversti kintamąja (AC), kurią galima naudoti elektros tinkle arba namų kintamosios srovės apkrovose. Fotovoltinių (PV) sistemų veikimui didelę įtaką daro inverteris. Iš esmės, jei prie tinklo prijungtos fotovoltinės sistemos inverterio galios keitimo efektyvumas yra mažas, t. y. jis patiria didelius nuostolius keisdamas nuolatinę srovę į kintamąją, fotovoltinio masyvo pagaminta energija negali būti veiksmingai perduodama į kintamosios srovės komunalinių paslaugų sistemą. Šie nuostoliai atsiranda dėl įvairių veiksnių, įskaitant transformatorius ir su jais susijusius magnetinius ir

vario nuostolius, inverterio savikontrolę ir galios elektronikos nuostolius. Todėl labai svarbu maksimaliai padidinti konversijos efektyvumą [32].

Inverterio efektyvumas paprastai pasiekia aukščiausią lygį, kai krintančios energijos lygis yra 400–700 W/m², tačiau vėliau šiek tiek sumažėja dėl temperatūros padidėjimo inverteryje, kai jis dirba su didesnės galios apkrovomis. Faktinėmis lauko sąlygomis bendras nuolatinės srovės keitimo į kintamąją srovę efektyvumas paprastai svyruoja nuo 88 % iki 92 %, o vidutinis mažinimo koeficientas yra 90 %. Pavyzdžiui, 100 vatų modulis veiktų maždaug 90 vatų galia ($100 \times 0,9 = 90$ W). Gonzalez' pateikė tyrimus, kuriuose siūloma naudoti betransformatorinius inverterius, kurių naudingumo koeficientas pasiekė iki 97 %, o nuostoliai sumažėjo tik apie 3 %. Taigi nuostolių, patiriamų dėl inverterių, dydis priklauso nuo konkretaus naudojamo inverterio tipo [33].

Dažniausiai projektuojant saulės elektrines naudojami centriniai arba juostiniai inverteriai. Vu Minh Phap'as ir Hang Thi Thuy Le'as savo tyrime Vietname palygino centrinius ir juostinius inverterius [34].

Naudojant centrinį inverterį saulės modulių grandinės sujungiamos lygiagrečiai, naudojant jungiamąsias dėžutes, kaip pavaizduota 14 paveiksle.



14 pav. Saulės elektrinės, kurioje naudojami 2 centriniai inverteriai, schema [34]

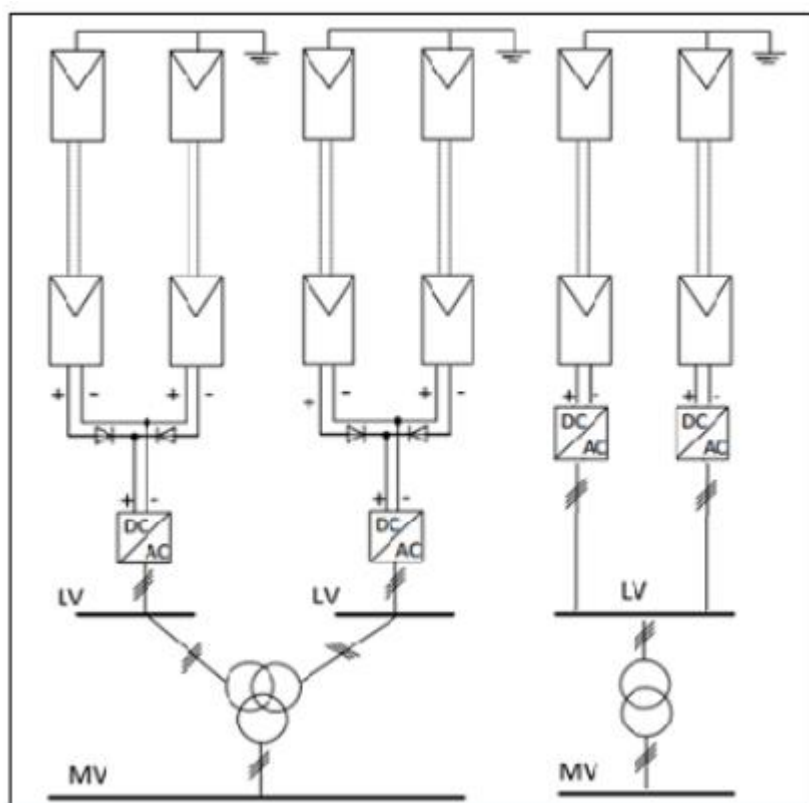
Centrinio inverterio konfigūracija tinka saulės elektrinėms, kurios pasižymi tokiomis pačiomis saulės modulių grandinės konstrukcijos savybėmis. Taip yra todėl, kad juose paprastai būna tik 1–2 MPPT sekimo įrenginiai. Įdiegus centrinį inverterį supaprastėja stebėjimo ir valdymo sistema, nes sumažėja reikalingų inverterių ir valdymo skydų skaičius. Tačiau prie centrinio inverterio prijungus daug saulės modulių grandinių, tai gali labai paveikti bendrą saulės elektrinės našumą. Jei vienoje saulės modulių grandinėje įvyksta kokia nors klaida, gali išsijungti likusios saulės modulių grandinės ir inverteris,

todėl gali prireikti remonto ir keitimo darbų. Centriniam inverteriui, dėl jo svorio ir išskiriamos šilumos, gali prireikti papildomo betoninio pagrindo įrengimui ir aušinimo įrenginio, kad būtų sumažintas aplinkos šilumos poveikis jo veikimui [34].

Centriniai inverteriai sukurti taip, kad būtų patikimesni dirbant įvairiomis klimato sąlygomis. Šiuo metu centriniai inverteriai taip pat skirti įrengti atšiauriomis klimato sąlygomis, todėl jie užtikrina geresnes šilumos valdymo galimybes nei reikalauja daugumoje įprastinių įrenginių. Manoma, kad centrinio inverterio naudojimo investicinės sąnaudos yra mažesnės nei juostinio inverterio.

Juostiniai inverteriai turi daug MPPT sekimo įtaisų, todėl saulės modulių grandines galima prijungti tiesiai prie inverterio nenaudojant nuolatinės srovės kabelių derinimo dėžutės. Sistemos konstrukcija yra lankstesnė, neatsižvelgiant į tai, kad gali skirtis saulės modulių grandinės kryptis, pasvirimo kampas ir modulių skaičius. Sugedus juostiniam inverteriui, tai neturi įtakos bendram visos saulės elektrinės darbui, nes inverterio galia nėra didelė ir jis sujungia tik dalį visos saulės elektrinės.

Naudojant juostinius inverterius, įrengiant saulės elektrines, galima sumažinti įrengimo išlaidas, nes šiam planui nereikia didelės transportavimo įrangos, pavyzdžiui, kranų, ir daug darbuotojų. Tačiau investicijų sąnaudų norma, kai naudojamas bendras juostinių inverterių pajėgumas, gali būti šiek tiek didesnė nei naudojant panašaus pajėgumo centrinį inverterį [32]. Kita vertus, saulės elektrinės projekte juostiniams inverteriams įrengti reikia daugiau vietos, taip pat daugiau laiko reikia skirti įprastiniams visų juostinių inverterių priežiūros darbams. 15 paveiksle pavaizduotos centrinio inverterio (a) ir juostinio inverterio (b) schemos [34].



15 pav. Centrinio inverterio (a) ir juostinio inverterio (b) schemos [34]

Juostinių inverterių priežiūra yra gana patogi, nes sugedus inverteriui, jis bus pakeistas nauju, o montavimo darbai bus atliekami saulės elektrinės vietoje. Kai kuriais atvejais savininkas taip pat gali rezervuoti nedidelį skaičių inverterių, kad ateityje galėtų pakeisti panašių techninių parametru

inverterius, tačiau tai sunku padaryti centriniams inverteriams dėl didelės jų kainos. Centrinio inverterio remontas taip pat bus sudėtingesnis dėl to, kad reikia naudoti specializuotą įrangą ir daug darbuotojų transportavimui, montavimui [34].

Šiuo metu juostinių inverterių gamintojai į inverterio konstrukciją taip pat integravo išmaniają belaidžio stebėjimo valdymo sistemą, todėl juostinių inverterių priežiūros valdymo ir duomenų rinkimo (SCADA, angl. „*Supervisory Control and Data Acquisition*“) sistema tampa modernesnė, patogesnė ir gali atsisakyti ryšio kabelio [33]. Tačiau šis planas gali sukelti nedidelių trūkumų visai saulės elektrinės SCADA sistemai, nes tarp inverterio ir likusios elektrinės dalies gali kilti asinchroninių telekomunikacijų sujungimo standartų konfliktas.

1.2.7. Kabelių charakteristikos

Prie tinklo prijungtos fotovoltinės sistemos kabeliai turi būti kruopščiai parenkami, kad būtų užtikrinta, jog jie atlaikys atšiaurias aplinkos sąlygas ir įtampos bei srovės reikalavimus. Be to, elektros energija išsisklaido kabelių jungtyse tarp masyvo, inverterio, baterijų ir kitų komponentų. Svarbu šiuos nuostolius sumažinti iki minimumo, tačiau išlaikyti juos mažesnius nei 3 % sistemoje yra sudėtinga. Vidutinis šių nuostolių mažinimo koeficientas yra 95 %. Egzistuoja įvairios lygtys galios nuostoliams apskaičiuoti, kurie priklauso nuo tokių veiksnių, kaip kabelių vidinės dalys, PV masyvo apšvieta, temperatūra, apšvietos dažnio pasiskirstymas, masyvo galia ir įtampa. Tyrimai rodo, kad nuostoliai kvadratine priklausomybe priklauso nuo srovės [17]. Galios nuostoliai apskaičiuojami naudojant 1 formulę:

$$P_{loss} = \frac{2\rho lp^2}{V_o S (\cos \varphi)^2}; \quad (1)$$

čia:

P_{loss} – tai galios nuostoliai, atsirandantys kabelyje;

ρ – laidininko medžiagos savitoji varža;

l – atstumas tarp šaltinio ir apkrovos;

p – apkrovos suvartojama galia;

V_o – šaltinio įtampa;

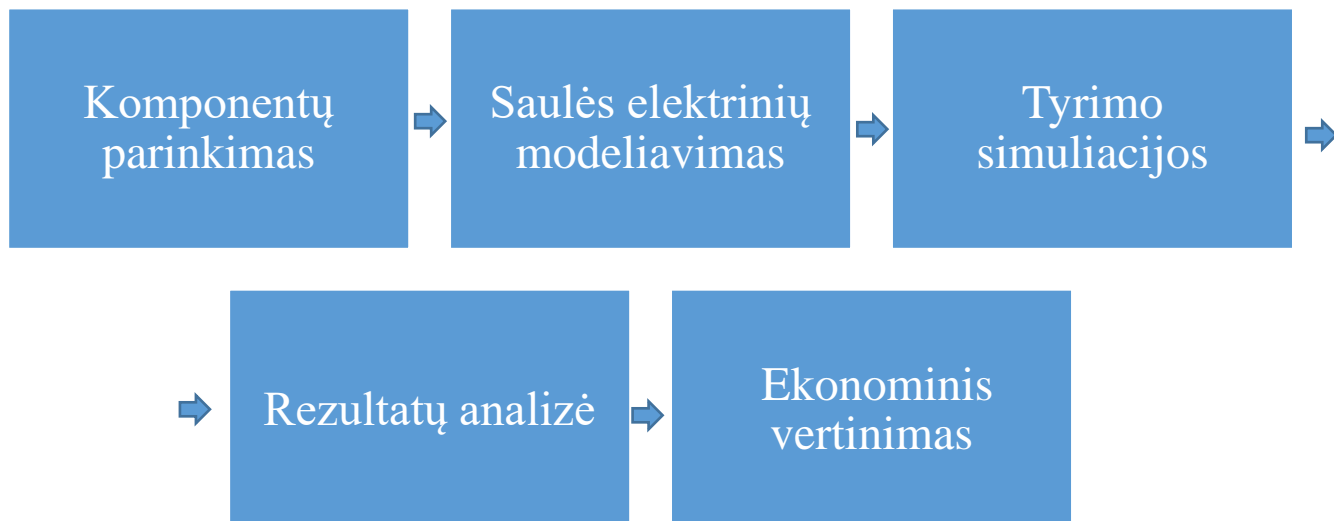
S – laidininko skerspjūvis;

$\cos \varphi$ – apkrovos galios koeficientas.

2. Metodologinė dalis

Saulės elektrinių modeliavimui naudojama „AutoCAD“ programa su „PVcase“ programine įranga, analizei atlikti generuojamos simuliacijų ataskaitos remiantis „PVsyst“ programine įranga. Ekonominiams skaičiavimams atlikti naudojama Microsoft Excel programa.

Tyrimo eiliškumas susideda iš 5 pagrindinių etapų:



16 pav. Tyrimo seka

Projektuojant fiksuoto kampo antžemines saulės elektrines dažniausiai modulių pasvirimo kampas vyrauja tarp 20–30 laipsnių [35], o Lietuvoje 30–40 laipsnių [36]. Atliekant simuliacijas bus vertinama:

- 15°, 20°, 25°, 30°, 40° ir 45° modulių pasvirimo kampo ir -90° (rytų), -45° (pietryčių), 0° (pietų), 45° (pietvakarių), 90° (vakarų) azimuto priklausomybės įtaka apšvietos reikšmei į modulių paviršių;
- atstumo tarp modulių eilių (angl. „Pitch Distance“), skirtingų azimutų ir skirtingų modulių tipų (vienpusių/dvipusių; p tipo/n tipo) priklausomybės įtaka elektros energijos generacijai, įvertinus nuostolius; atstumas tarp modulių eilių keičiamas nuo 6 m iki 15 m;
- išanalizuojami rezultatai ir išsiaiškinama kokiam atstumui tarp modulių eilių ir modulių pasvirimo kampui bei modulio tipui esant gaunama didžiausia ir mažiausia elektros energijos generacija;
- fiksuoto kampo ir vienos ašies sekimo saulės elektrinių inverterių apkrovimo (keičiant DC/AC galios santykį) įtaka saulės elektrinių generacijai;
- fiksuoto kampo ir vienos ašies sekimo saulės elektrinių užterštumo lygio ant modulių paviršiaus įtaka generacijai.

2.1. „AutoCAD“ programinė įranga

„AutoCAD“, kurį sukūrė „Autodesk“ kompanija, yra pirmaujanti kompiuterinio projektavimo (CAD) programinė įranga, plačiai naudojama įvairiose pramonės šakose kuriant 2D ir 3D brėžinius, modelius ir dizainus. Jis siūlo patikimą įrankių rinkinį, pritaikytą projektų rengimui, projektavimui ir

dokumentavimui, įsitvirtindamas kaip pageidaujamas pasirinkimas architektūros, inžinerijos, statybos ir susijusių sričių profesionalams. „AutoCAD“ naudojimui reikalinga licencija, tačiau galima naudotis ir nemokama studentiška versija.

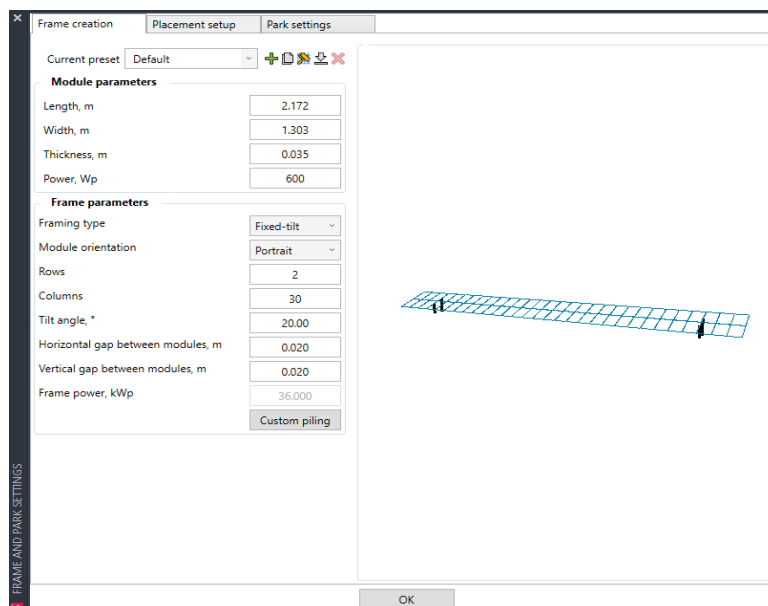
„AutoCAD“ gali pasigirti pagrindinėmis savybėmis, dėl kurių jis yra labai naudingas kuriant saulės energijos modelius: tikslumas, 3D modeliavimo galimybės, parametrinis dizainas, integracija su kita programine įranga, dokumentacijos funkcijos, bendradarbiavimo palaikymas ir pritaikymo galimybės, būdingos „AutoCAD“, kartu pozicionuoja jį kaip galingą saulės energijos sistemų projektavimo ir modeliavimo įrankį. Universalumas ir išsamus įrankių rinkinys reikšmingai prisideda prie efektyvaus ir tikslaus saulės energijos projektų vystymo [37].

2.2. „PVcase“ programinė įranga

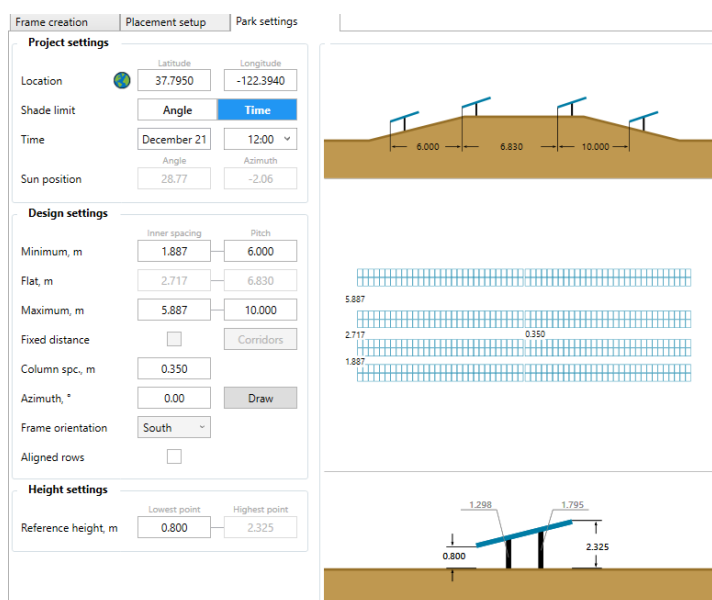
„PVcase Ground Mount“ yra programinės įrangos sprendimas, sukurtas specialiai saulės energijos pramonei ir skirtas ant žemės montuojamoms fotovoltinėms (PV) sistemoms. „PVcase Ground Mount“ yra žinoma dėl savo saulės energijos projektų planavimo, modeliavimo ir inžinerijos galimybių, ypač daug dėmesio skiriant ant žemės montuojamiems įrenginiams. Šią programinę įrangą galima naudoti turint licenciją.

Naudojant „PVcase“ programinę įrangą galima dirbti su vietovėmis, turinčiomis sudėtingus reljefus modulių montavimui, nustatant optimalius nuolydžio kampus naudojant funkciją „Nuolydžio analizė“ (angl. „*Slope analysis*“). Naudojant „Polių ir Susidūrimų analizę“ (angl. „*Piling and Collision analysis*“) galima nustatyti ar reikalingas papildomas žemės greideriavimas (angl. *grading*) norint montuoti modulius pasirinktoje vietoje. „PVcase“ turi galimybę atlikti automatizuotą topografinį 3D kabelių tiesimą naudodami pažangiausią realaus dydžio kabelių generavimo funkciją. „PVcase“ leidžia atlikti pilną saulės modulių sistemos sujungimą, atsižvelgiant į stringavimą, sujungimą į inverterius ir kabeliavimą nuo saulės modulių iki inverterių [38].

Šiame skyriuje apžvelgiamos pagrindinės funkcijos, kurios bus naudojamos atliekant saulės elektrinių modeliavimą ir analizę. Tačiau „PVcase“ turi ir daugiau funkcijų, padedančių projektuoti ir optimizuoti saulės elektrinių parkus. 17 ir 18 paveiksluose pavaizduoti saulės modulių sistemos parametrų langai, kuriuose reikia įvesti turimą informaciją apie modulius, jų pasvirimo kampą, azimutą, atstumo tarp konstrukcijų parinkimą ir kt. siekiant pradėti saulės elektrinių parko modeliavimą.



17 pav. Saulės modulių parametrai



18 pav. Saulės modulių montavimo parametrai

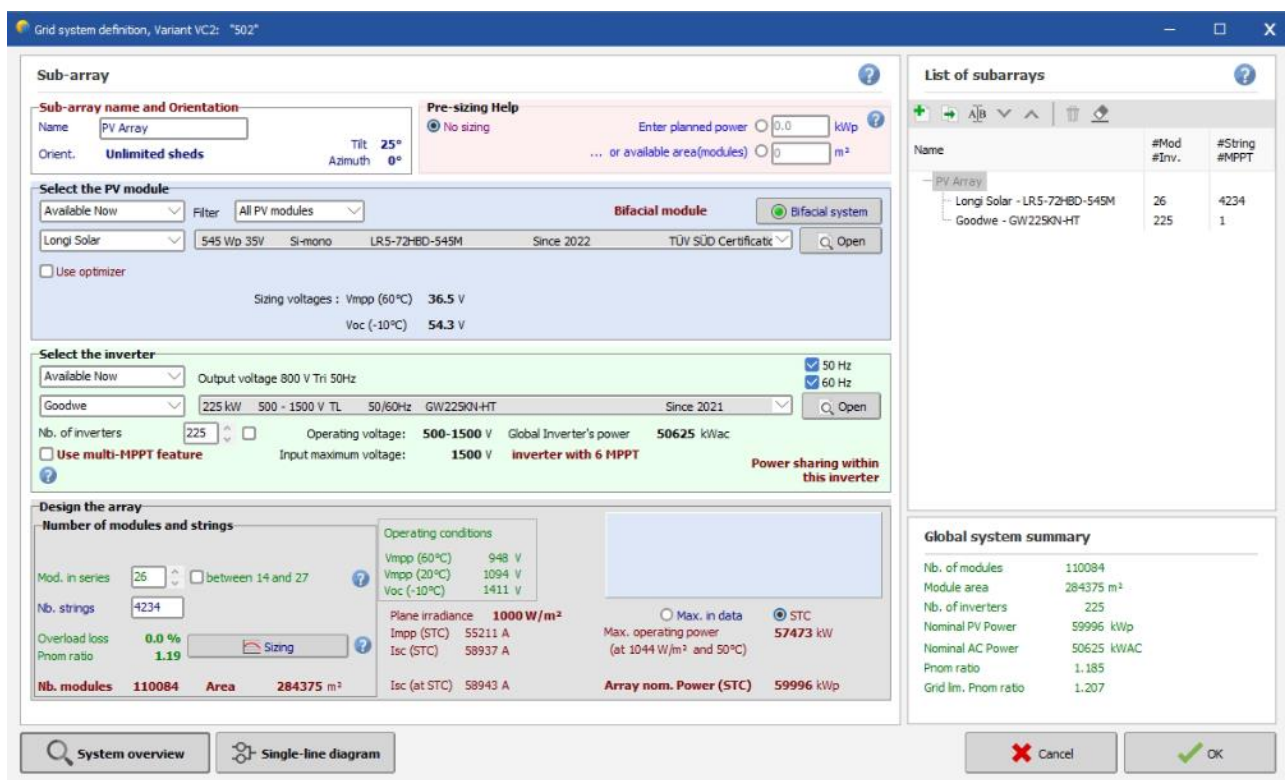
2.3. „PVsyst“ programinė įranga

„PVsyst“ yra kompiuterinė programinė įranga, kurios naudojimui reikia įsigyti licenciją. Be to, yra ir 30 dienų bandomoji versija. Ši programa leidžia atlikti saulės elektrinių simuliacijas, kurios gali būti prijungtos prie elektros sistemos tinklo, veikti nepriklausomai nuo elektros sistemos tinklo su elektros energijos kaupikliais, arba būti hibridinės saulės elektrinės sistemos su elektros energijos kaupikliais, prijungtomis prie elektros sistemos tinklo.

„PVsyst“ programa suteikia galimybę pasirinkti iš plačios investicinių modulių, inverterių paletės. Jeigu sąrašė nėra reikiamo elemento, galima sukurti jį įvedant visus būtinus duomenis arba įkeliant atitinkamos įrangos duomenų rinkinį iš gamintojo, skirtą šiai programai. „PVsyst“ pagal ankstesnių metų meteorologinius duomenis tam tikroje vietovėje prognozuoja kokia bus saulės modulių generacija. Programa taip pat gali nuskaityti „PVcase“ programoje 3D sumodeliuotus ir eksportuotus

duomenis .pvc formatu. Tai padeda įvertinti reljefo ir šešėliavimo poveikį saulės moduliui. Vertindama pagal modulių pasvirimo kampą, orientaciją ir lokaciją, „PVsyst“ įvertina tenkančius nuostolius kiekvienam moduliui ir taip pat vertina šiluminius nuostolius. Programa skaičiuoja nuostolius, kuriuos sukelia šešėlio įtaka, modulių grupavimas, inverterių veikimas ir AC, DC kabelių nuostolius [39].

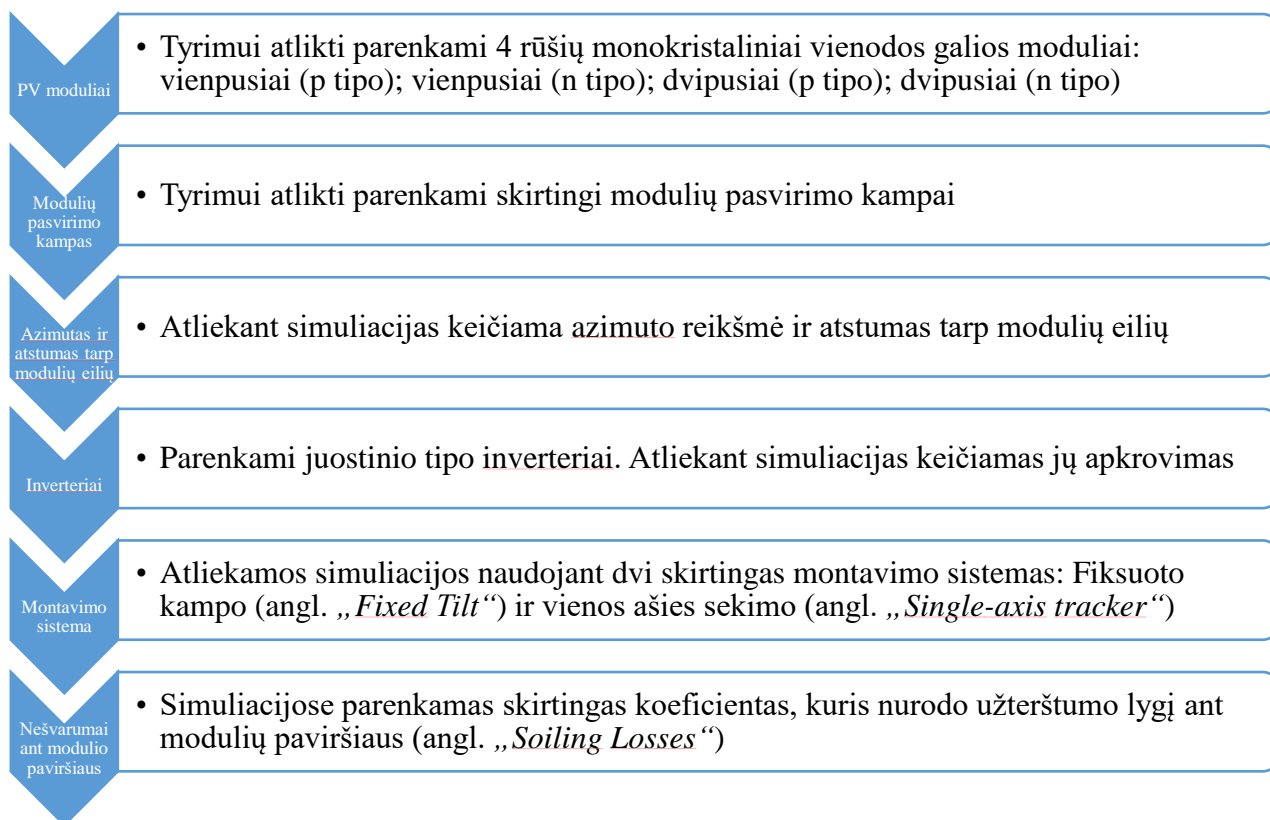
Programinė įranga generuoja išsamias ataskaitas, kuriose pateikiami pagrindiniai duomenys, veiklos rodikliai ir kita svarbi informacija. Šios ataskaitos vertingos projekto dokumentacijai, dalijantis rezultatais su suinteresuotosiomis šalimis ir gaunant reikiamus patvirtinimus. „PVsyst“ leidžia naudotojams eksportuoti modeliavimo rezultatus ir kitus duomenis tolimesnei analizei. Duomenys gali būti eksportuojami įvairiais formatais, įskaitant failus, suderinamus su „Microsoft Excel“, kad naudotojai galėtų atlikti papildomus tyrimus arba dalytis informacija, pavyzdžiui, galima eksportuoti metinius generacijos duomenis kas 15 minučių, kas valandą, dienomis arba mėnesiais į failus, kuriuos palaiko „Microsoft Excel“ tolimesniems tyrimams. 19 paveiksle pateikiamas programos vaizdas, kuriame pasirenkami saulės modulių sistemos elementai (moduliai, inverteriai) ir pateikiami kiti saulės modulių sistemos duomenys.



19 pav. „PVsyst“ programos vaizdas, kuriame pasirenkami saulės modulių sistemos elementai

2.4. Komponentų parinkimas

Simuliacijoms atlikti parenkami skirtingi saulės elektrinės efektyvumą lemiantys komponentai.



20 pav. Komponentų parinkimas simuliacijoms

Juostiniai inverteriai laikomi geresniu pasirinkimu saulės parkams:

Moduliškumas ir mastelio keitimo galimybės. Juostinių inverterių modulinė struktūra leidžia lengviau juos išplėsti. Sugedus vienam inverteriui, tai paveikia tik nedidelę sistemos dalį, priešingai nei centrinių inverterių atveju, kai gedimas gali paveikti visą masyvą.

Didesnis efektyvumas. Juostinių inverterių efektyvumas gali būti didesnis, ypač esant daliniam šešėliui. Kiekviena eilutė veikia nepriklausomai, todėl vienos eilutės užtemdymas neturės tokios įtakos kitų efektyvumui, kaip centrinio inverterio sistemoje.

Patikimumas. Jei sugenda vienas inverteris, poveikis visai sistemai yra minimalus, užtikrinant didesnę patikimumą ir veikimo laiką. Kadangi sugedus centriniam inverteriui, priklausomai nuo saulės parko galios ir inverterių skaičiaus gali nustoti veikti ir visas arba didžioji dalis saulės parko.

Stebėjimas ir priežiūra. Juostinių inverterių galimybės leidžia geriau stebėti atskiras modulių grandines, todėl lengviau nustatyti problemas ir atlikti techninę priežiūrą. Centriniais inverteriais gali pririnkti sudėtingesnių stebėjimo sistemų, kad būtų galima nustatyti problemas.

Ekonomiškumas. Nors pradinės juostinių inverterių sąnaudos gali būti šiek tiek didesnės, nes reikia daugiau inverterių, palyginti su centriniais inverteriais, bendros techninės priežiūros ir eksploatavimo sąnaudos gali būti mažesnės dėl paprastesnės techninės priežiūros ir didesnio patikimumo. Juostiniai inverteriai leidžia lanksčiau projektuoti saulės modulių masyvą. Jie gali būti montuojami arčiau saulės

modulių konstrukcijų, taip sumažinant nuolatinės srovės nuostolius, sutaupant kabelio ilgio ir leidžiant patogesnę išdėstymą, ypač netaisyklingos formos ar reljefo iššūkių turinčiose vietose.

Tinklo integravimas. Juostiniai inverteriai siūlo geresnes tinklo integravimo galimybes, nes dėl savo paskirstyto pobūdžio jie gali efektyviau teikti tinklo palaikymo funkcijas, tokias kaip įtampos reguliavimas ir reaktyviosios galios valdymas [34].

Dėl šių priežasčių tyrime nutariama juostinių ir centrinių inverterių nelyginti ir įvertinti kokią įtaką efektyvumui turi juostinių inverterių apkrovimas. Tyrime yra naudojami „Huawei SUN2000-100KTL-H1“ inverteriai.

Tyrimo simuliacijose parenkami 4 tipų vienodos 670 W galios „Trina Solar“ moduliai (pateikta 2 lentelėje).

2 lentelė. Tyrime naudojami moduliai

	Modulio pavadinimas	Galia, W	Tipas	Vienpusis/Dvipusis
1	TSM-670DE21	670	p	Vienpusis
2	TSM-670NE21	670	n	Vienpusis
3	TSM-670DEG21C.20	670	p	Dvipusis
4	TSM-670NEG21C.20	670	n	Dvipusis

Tyrimui naudojama teorinė saulės elektrinė yra 1013,04 kW galingumo. Ją sudaro 54 modulių grandinės po 28 modulius.

Kai kuriuose regionuose pagrindinė energijos nuostolių priežastis yra nešvarumai, t. y. dulkių ir kitų šiukšlių kaupimasis ant modulio paviršiaus. Vietovėse, kuriose yra ilgi sausringi sezonai, dėl to gali susidaryti net 5 % nuostolių. Regionuose, kuriuose dažnai kaupiasi dulkės, šis rodiklis gali padidėti 1–2 %, o netoli didelių eismo zonų esančiose vietovėse paprastai patiriama dar 1 % nuostolių. Regionuose, kuriuose ištisus metus lyja, nešvarumų nuostoliai paprastai svyruoja apie 2 %.

Nacionalinės atsinaujinančiosios energijos laboratorijos (NREL) veiklos parametrai rodo, kad Jungtinėse Amerikos Valstijose įprasti 5 % tipiniai nešvarumų nuostoliai. NREL modelis parodė, kad atlikus vieną metinį sistemos, kurioje yra 1,9 % nešvarumų nuostolių, valymą, nuostoliai sumažėtų maždaug iki 1,5 %. Atlikus du valymus per metus, vidutinis nuostolis sumažėtų iki 1,3 %, o atlikus tris valymus per metus, jis dar labiau sumažėtų – iki 1,2 % vidutinio metinio nuostolio [40].

Paukščių išmatos yra dar viena užterštumo problema. Paukščių išmatos gali nenusiplauti su lietumi. Moduluose, kuriuose nėra apėjimo diodų, visiškai užblokavus vieną ar du elementus, gali sutrikti viso modulio veikimas.

2.5. Saulės elektrinių modeliavimas

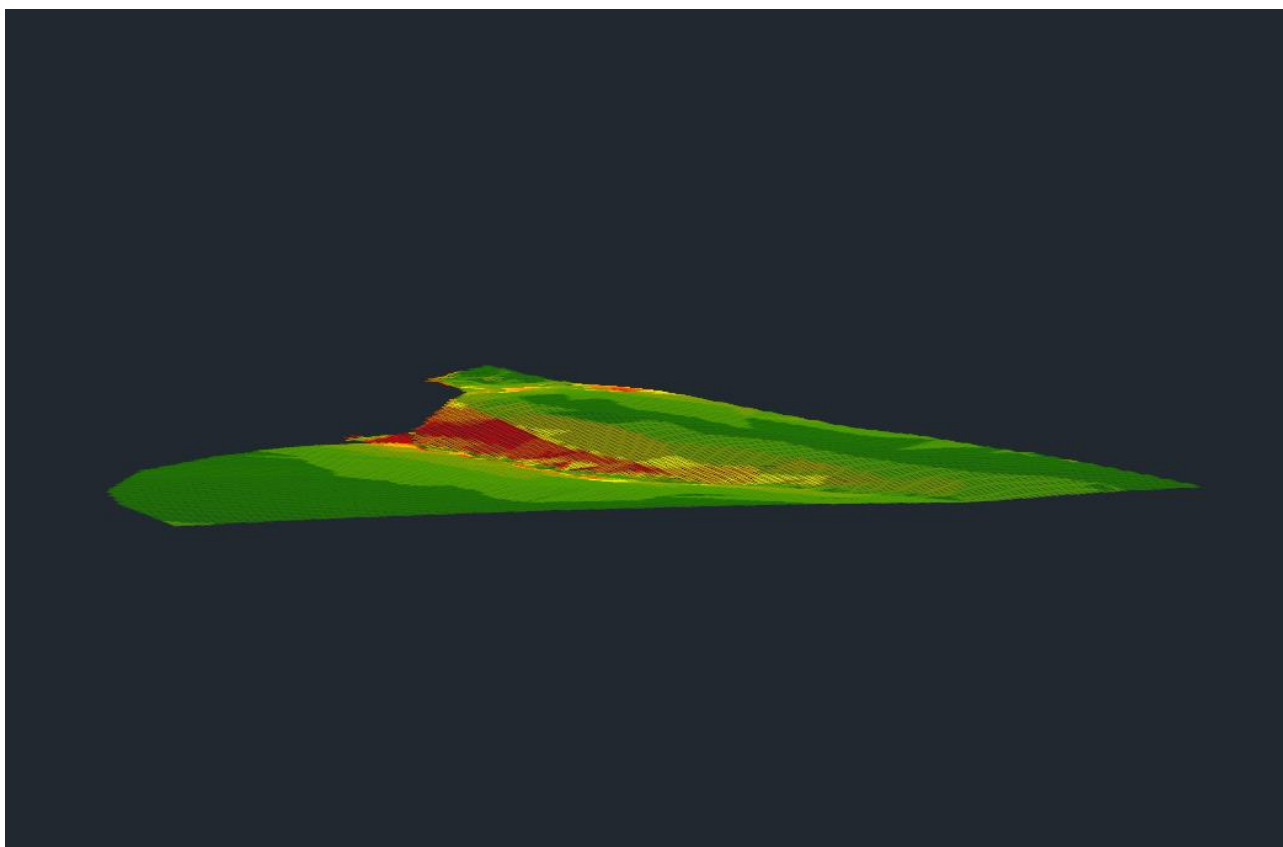
Tyrimo metu modeliuojamos dviejų tipų saulės elektrinės. Pirmoji yra fiksuoto kampo (angl. „*Fixed Tilt*“), antroji yra su vienos ašies sekimo sistema (angl. „*Single-axis trackers*“).

Siekiant modulių projektavimo tikslumo „Pvcase“ programos pagalba išeksportuojami reljefo duomenys aprašyti topografiniais taškais ir linijomis, indikuojančiais reljefo aukštį ir nelygumus. Naudojant „Pvcase“ „Terrain Mesh“ funkciją išanalizuojamos probleminės sklypo vietos, kuriose

modulių montuoti negalima dėl per didelio reljefo nuolydžio. 21 paveiksle pavaizduotas reljefo nuolydžių pasiskirstymas procentais sklypo plote. Sklypo vietų, kurios viršija 8,75 laipsnių nuolydžio ribą, priimtina nenaudoti arba svarstyti atlikti sklypo išlyginimo darbus. 22 paveiksle pavaizduotas sklypo reljefo 3D modelis.

Angle min., °	Angle max., °	Color	Distribution, %
0.00	0.00	■	0.00
0.00	1.75	■	36.32
1.75	3.50	■	30.06
3.50	5.25	■	13.33
5.25	7.00	■	8.65
7.00	8.75	■	2.83
8.75	10.50	■	2.36
10.50	12.25	■	2.45
12.25	14.00	■	1.96
14.00	55.00	■	2.03

21 pav. Reljefo nuolydžių pasiskirstymas procentais sklypo plote



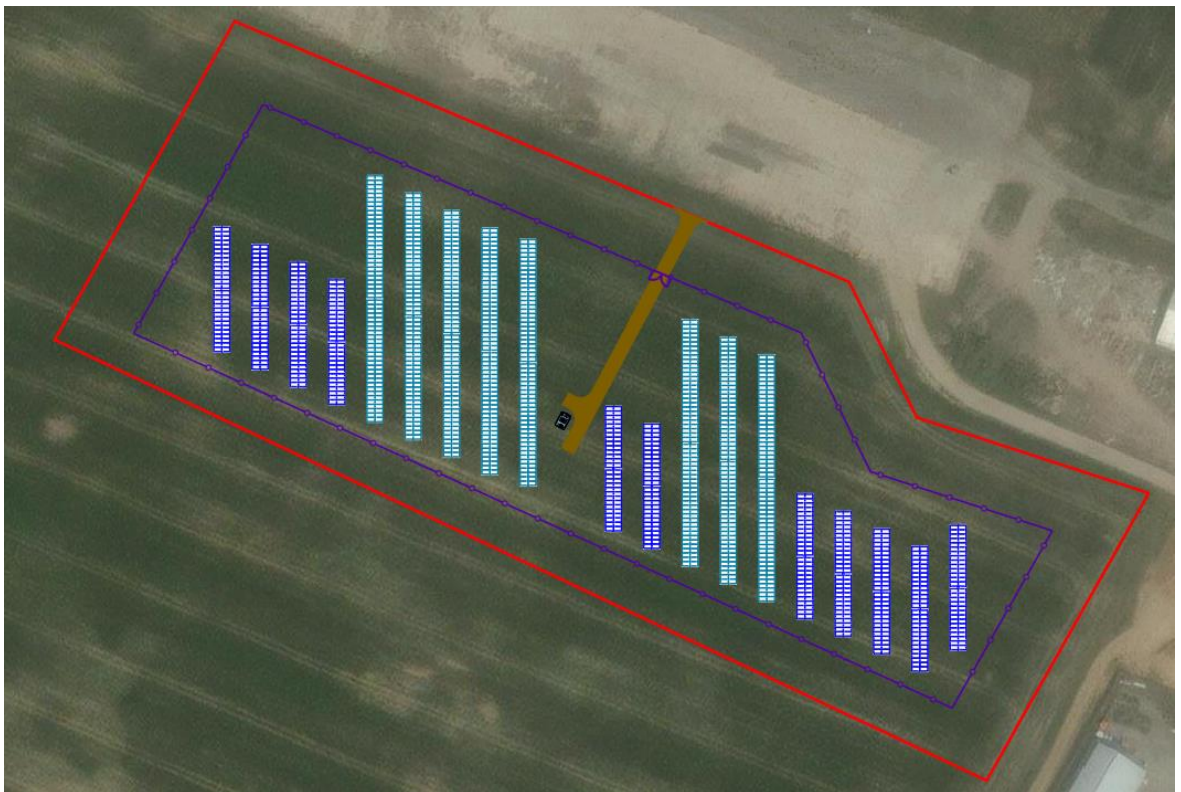
22 pav. Sklypo reljefo 3D modelis

23 paveiksle pavaizduotas fiksuoto kampo (angl. „Fixed Tilt“) saulės elektrinės orientacinis vaizdas.



23 pav. 1013,04 kW fiksuoto kampo saulės elektrinė

24 paveiksle pavaizduotas saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema (angl. „*Single-axis trackers*“) orientacinis vaizdas.



24 pav. 1013,04 kW saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema

Tolimesni skaičiavimai ir simuliacijos bus atliekami su „PVsyst“ programa, keičiant saulės elektrinių komponentus ir parametrus, siekiant išsiaiškinti kokią įtaką jie daro saulės elektrinės efektyvumui.

2.6. Ekonominio vertinimo metodika

Ekonominė analizė yra būtina alternatyviems energetikos projektams palyginti. Fiksuoto kampo ir su vienos ašies sekimo sistema saulės elektrinių investiciniai kaštai skiriasi. Remiantis Danijos energetikos agentūros duomenimis 3 lentelėje pateikiami pagrindiniai sudedamieji elementai ir jų vidutinė kaina [41].

3 lentelė. Saulės elektrinių sudedamieji elementai ir jų kaina

Investicijos	Sistemos tipas	
	Fiksuoto kampo saulės elektrinė	Saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema
Prijungimas į tinklą, Eur/MW	60000	60000
Inverteriai, Eur/MW	30000	30000
PV moduliai, Eur/MW	260000	260000
Įrengimas, Eur/MW	130000	130000
Kiti kaštai, Eur/MW	50000	40000
Lengvatinės išlaidos, Eur/MW	40000	50000
Fiksuoti eksploatacijos ir priežiūros kaštai, Eur/MW/per metus	11300	12100
Su sekimo sistema susijusios išlaidos, Eur/MW	-	90000
Bendri investiciniai kaštai už DC dalį, Eur/MW	450000	520000
Bendri investiciniai kaštai, Eur/MW	560000	650000

Investicijos apima lėšas, skirtas elektrinių įrengimui:

$$K = k_{\text{ireng.}} \cdot P_{\text{el.}}; \quad (2)$$

čia: $k_{\text{ireng.}}$ – įrengimo kaina;

$P_{\text{el.}}$ – saulės elektrinės galia.

Siekiant nustatyti projektų ekonominę naudą, reikia apskaičiuoti ekonominius rodiklius, kurie parodo ar projektą vystyti yra naudinga. Pagrindiniai ekonominiai rodikliai, kuriuos reikia įvertinti plėtojant atsinaujinančių išteklių energijos projektus yra: grynoji dabartinė vertė (angl. „*NPV – Net Present Value*“), vidinė gražos norma (angl. „*IRR – Internal Rate of Return*“), pajamų ir išlaidų santykis (B/C), vidutiniai svertiniai kapitalo kaštai (angl. „*WACC – Weighted Average Cost of Capital*“), atsipirkimo laikotarpis (nediskontuotas/diskontuotas) ir svertiniai elektros gamybos kaštai (angl. „*LCOE – Levelized Cost of Energy*“) [42].

Grynoji dabartinė vertė (NPV) yra vienas iš kertinių ekonominių rodiklių ir parodo ar verta investuoti į projektą. NPV vertė apskaičiuojama vertinant diskontuotų pinigų srautų sumą per visą projekto gyvavimo laikotarpį. Galimi trys vertinimo scenarijai:

1. $NPV > 0$ – projektas yra priimtinas ir vertas investicijos;
2. $NPV = 0$ – projektas yra ribinėje situacijoje ir įvertinus kitus ekonominius rodiklius reikėtų priimti sprendimą ar investuoti verta;
3. $NPV < 0$ – projektas yra nepriimtinas, investuoti neverta.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}; \quad (3)$$

čia: NPV – grynoji dabartinė vertė;

CF_t – pinigų srautas laiko momentu t ;

n – projekto gyvavimo laikotarpis;

r – diskonto norma.

Vidinė gražos norma (IRR) yra ekonominis rodiklis, kuris parodo ar projektas yra efektyvus ir patrauklus investuoti. Jei IRR reikšmė lygi arba mažesnė už WACC reikšmę, tokiu atveju projektas yra nepriimtinas. Jei IRR reikšmė didesnė už WACC (diskonto normą), tuomet investuoti į projektą priimtina. Šis rodiklis padeda įvertinti projekto efektyvumą, jei NPV reikšmė lygi 0. IRR laikoma diskonto normos koeficiento reikšmė (r), prie kurios projekto pinigų srautų dabartinė grynoji vertė yra lygi 0:

$$0 = NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t}; \quad (4)$$

čia: IRR – vidinė gražos norma;

NPV – grynoji dabartinė vertė;

CF_t – pinigų srautas laiko momentu t .

Atsipirkimo laikotarpis yra ekonominis rodiklis, kuris parodo per kokį laikotarpį projektas atsipirks, t.y. koku metu iš projekto gaunamos pajamos padengs investicijas. Įprastai kuo atsipirkimo laikotarpis mažesnis, tuo projektas yra ekonominiu požiūriu patrauklesnis. Jei projekto atsipirkimo laikotarpis yra artimas arba viršija projekto gyvavimo trukmę, tuomet investuoti į projektą neverta.

Atsipirkimo laikotarpis nevertinant diskonto normos apskaičiuojamas:

$$T_a = \frac{C_{n+1}}{F_{n+1}}; \quad (5)$$

čia: T_a – atsipirkimo laikotarpis nevertinant diskonto normos;

C_{n+1} – projekto investicijų reikšmė;

F_{n+1} – metinis generuojamas pinigų srautas.

Atsipirkimo laikotarpis vertinant diskonto normą apskaičiuojamas:

$$DT_a = n + \frac{DC_{n+1}}{DF_{n+1}}; \quad (6)$$

čia: DT_a – atsipirkimo laikotarpis vertinant diskonto normą;

n – metai prieš tai, kai yra visiškai padengiamos investicijos;

DC_{n+1} – diskontuota projekto investicijų reikšmė;

DF_{n+1} – diskontuotų pinigų srautų suma pilno investicijų padengimo metais.

Vidutiniai svertiniai kapitalo kaštai (WACC) naudojami tiksliai diskonto normos koeficiento reikšmei nustatyti. Nustatant projekto vidutinę svertinę kapitalo kainą, reikia įvertinti projektui skirtą nuosavo ir skolinto kapitalo dalį:

$$WACC = E \cdot R_E + D \cdot R_D \cdot (1 - T); \quad (7)$$

čia: E – nuosavo kapitalo dalis;

R_E – minimali vidutinė metinė grąža;

D – skolinto kapitalo dalis;

R_D – paskolos palūkanų norma;

T – pelno mokestis.

Pajamų ir išlaidų santykis (B/C) naudojamas nustatyti pajamų ir išlaidų dabartinės vertės santykį:

$$\frac{B}{C} = \frac{PVB}{PVC}; \quad (8)$$

čia: PVB – pajamų dabartinė vertė;

PVC – išlaidų dabartinė vertė.

Kadangi B/C yra santykinis rodiklis jis yra efektyviai panaudojamas, kai atliekama palyginamoji analizė. Jeigu $B/C > 1$, tai NPV yra teigiamas ir projektas priimtinas; $B/C = 1$, tai NPV = 0 ir tai yra svarstytinas variantas. Jeigu $B/C < 1$, tai NPV yra neigiamas ir projektas atmestinas.

Kitas svarbus vertinimo rodiklis saulės elektrinėms yra **svertiniai elektros gamybos kaštai (LCOE)**, kuris nurodo elektros energijos vidutinę minimalią pardavimo kainą, už kurią būtų galima padengti visus gamybos kaštus per visą gyvavimo laikotarpį. Šį rodiklį taip pat galima suprasti kaip visų reikalingų išlaidų, kurios susidaro per visą elektrinės egzistavimo laikotarpį, konvertavimą į išmoką per lygus laiko tarpsnius.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n PVC}{\sum_{t=0}^n PVE}; \quad (9)$$

čia: $LCOE$ – elektros energijos gamybos svertiniai kaštai;

PVC – diskontuotas projekto investicijų kiekis;

PVE – diskontuotas elektros energijos generacijos kiekis.

Ekonominis vertinimas atliekamas palyginant du skirtingus juridinio gaminančio vartotojo atsiskaitymo už elektros energiją metodus: grynosios apskaitos (angl. „*Net Metering*”) ir grynojo atsiskaitymo (angl. „*Net Billing*”) metodus [43]. Grynosios apskaitos metodo atveju vartotojo

pagaminamos ir tiekiamos į tinklą elektros energijos kiekis vertinamas ir kaupiamas kilovatvalandžių pavidalu ir vartotojas moka tik už tiesiogiai iš tinklo suvartoto elektros energijos kiekio persiuntimą. Grynojo atsiskaitymo metodo atveju vartotojo sugeneruota ir perduodama į tinklą elektros energija yra parduodama rinkos kaina tiekėjui, o esant elektros energijos tiesioginiam vartojimui iš tinklo gaminantis vartotojas perka elektros energiją rinkos kaina iš tiekėjo.

3. Tiriamoji dalis

3.1. Modulių pasvirimo kampo ir azimuto priklausomybės įtaka apšvietos reikšmei į modulių paviršių

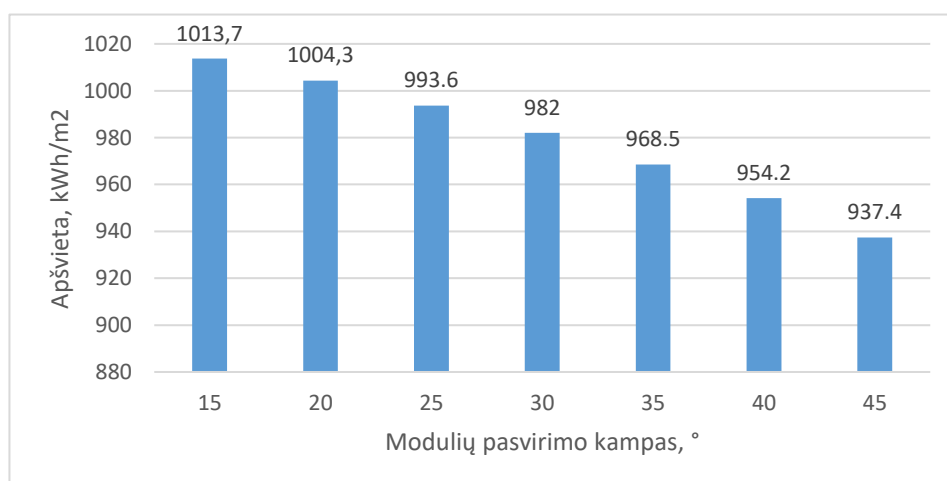
Norint tiksliai nustatyti modulių pasvirimo kampo ir azimuto priklausomybės įtaką apšvietos reikšmei simuliacijoje naudojamos vienodos sąlygos. Jos pateikiamos 4 lentelėje.

4 lentelė. Simuliacijų bendrinės sąlygos

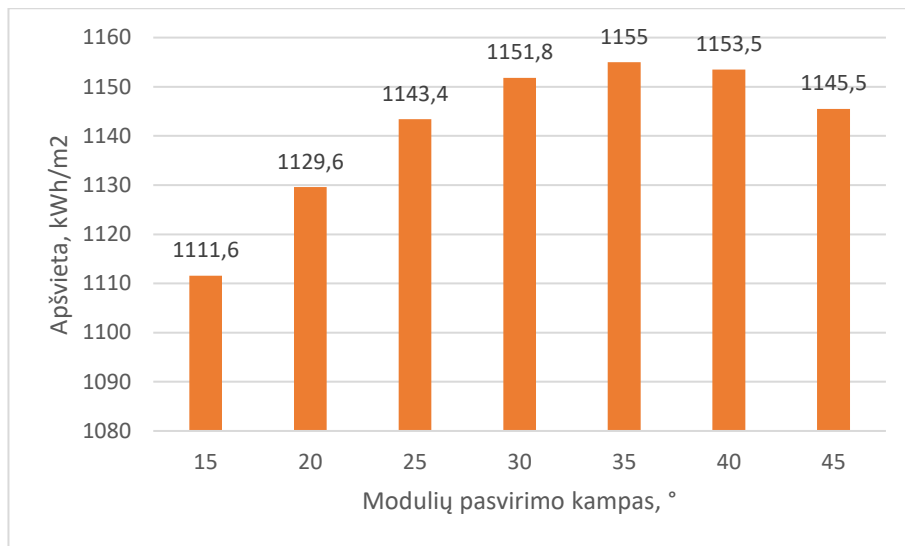
Sąlygos	Mato vienetas	Reikšmė
DC nuostoliai prie standartinių techninių sąlygų (STC)	%	1,5
AC nuostoliai prie standartinių techninių sąlygų (STC)	%	1
Modulio kokybės nuostoliai	%	-0,8
Modulių neatitikimo nuostoliai	%	2
Modulių grandinių neatitikimo nuostoliai	%	0,1
Šilumos nuostolių koeficientas	W/m ² K	29
Naudojamų inverterių skaičius	vnt.	9
Kintamosios srovės pusės (AC) nominali galia	kW	900
Nuolatinės srovės pusės (DC) instaliuota galia	kW	1013,04
Globalioji horizontalioji apšvieta ("GlobHor")	kWh/m ²	1030,2
Vieta	-	55.298767°, 23.963701°

Kaip ir buvo minėta metodologinėje dalyje, simuliacijos bus atliekamos siekiant išsiaiškinti kaip kinta apšvieta į modulių paviršių priklausomai nuo modulių pasvirimo kampo (10°, 15°, 20°, 25°, 30°, 35°, 40°, 45°) ir -90° (rytų), -45° (pietryčių), 0° (pietų), 45° (pietvakarių), 90° (vakarų) azimuto.

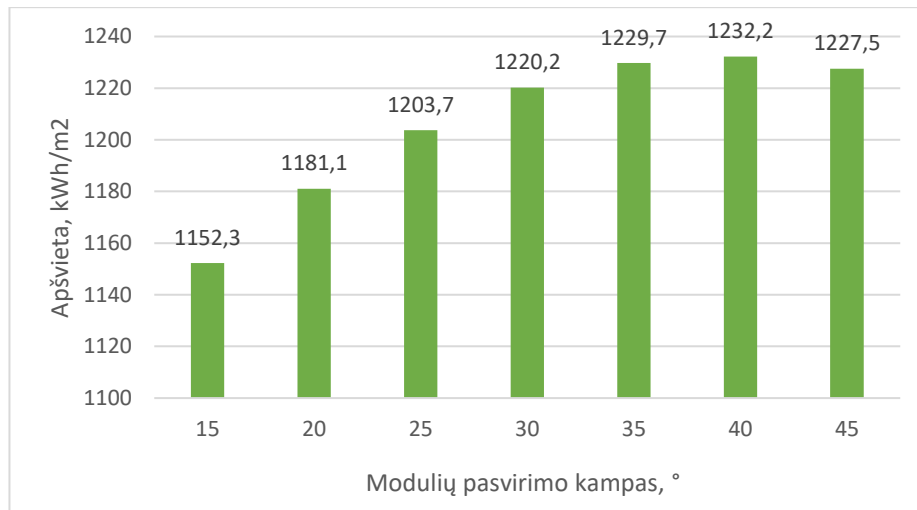
Remiantis atliktomis simuliacijomis, naudojant „PVsyst“ programinę įrangą, 25–29 paveiksluose pateikiamos apšvietos metinės reikšmės prie -90°, -45°, 0°, 45°, 90° azimutų ir skirtingų modulių pasvirimo kampų.



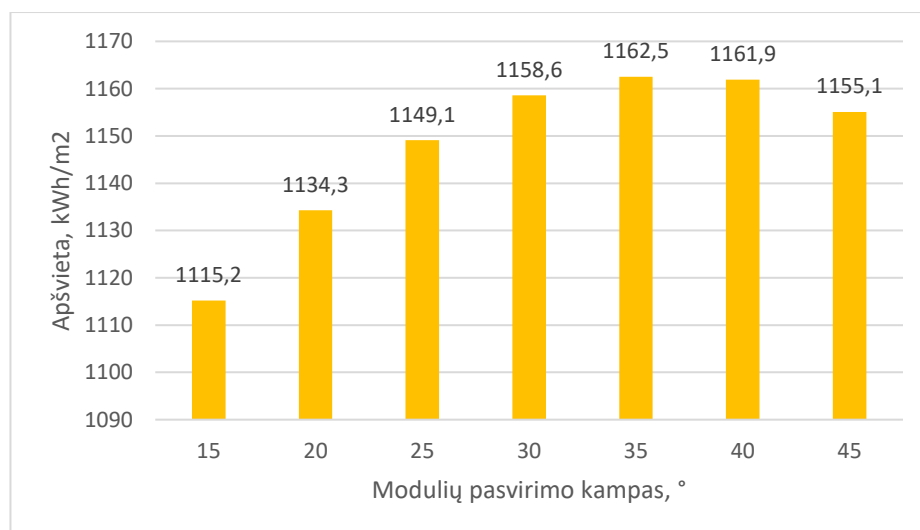
25 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie -90° azimuto



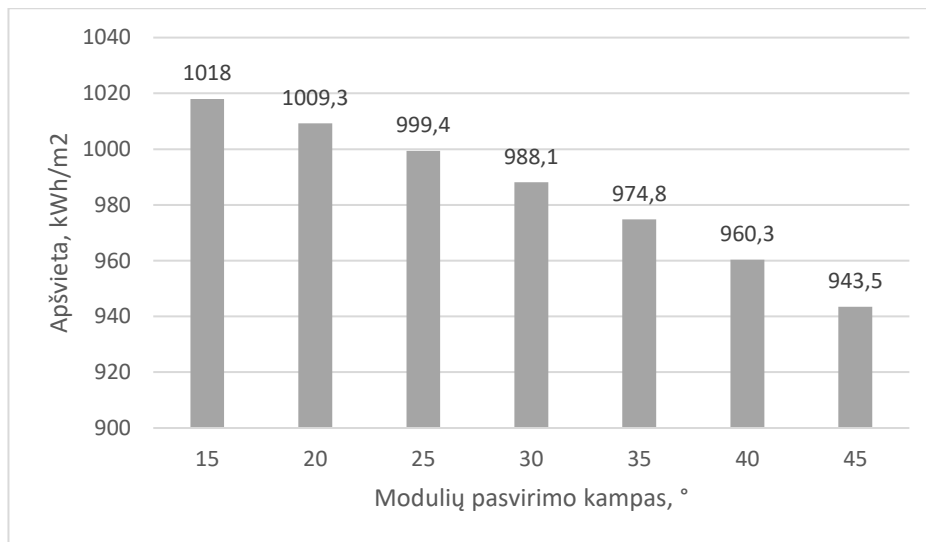
26 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie -45° azimuto



27 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie 0° azimuto



28 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie 45° azimuto



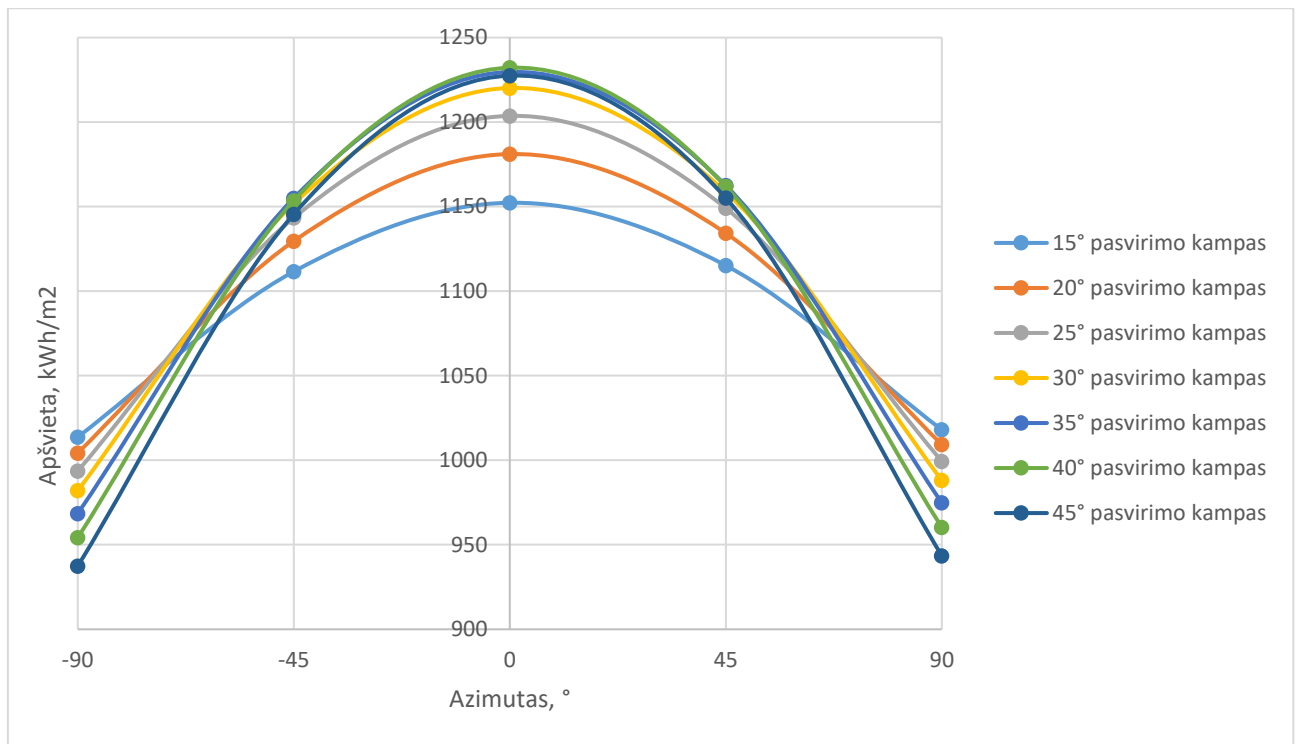
29 pav. Apšvietos metinės reikšmės prie 90° azimuto

Apžvelgiant rezultatus, gautus 25–29 paveiksluose, pastebima tendencija, kad moduliai nukreipti į rytus (-90° azimutą) daugiausiai apšvietos gauna prie 15° modulių pasvirimo kampo: 1013,7 kWh/m², mažiausiai prie 45° modulių pasvirimo kampo: 937,4 kWh/m². Į vakarus (90° azimutą) orientuota saulės elektrinė efektyviausiai dirbtų prie 15° modulių pasvirimo kampo: 1018 kWh/m², o blogiausias rezultatas prie 45° modulių pasvirimo kampo: 943,5 kWh/m². Lyginant rytų ir vakarų kryptis, didesnė apšvietos reikšmė gaunama pasirenkant vakarų (90° azimuto) kryptį.

Nagrinėjant pietryčių (-45° azimuto) ir pietvakarių (45° azimuto) kryptis nustatyta, kad optimalus modulių pasvirimo kampas abiejomis kryptimis yra 35°. Apšvietos didžiausia reikšmė, kai moduliai nukreipti į pietryčius: 1155 kWh/m²; į pietvakarius: 1162,5 kWh/m². Apšvietos prasčiausia reikšmė gaunama, kai modulių pasvirimo kampas yra 15° tiek pietryčių, tiek pietvakarių kryptims: atitinkamai 1111,6 kWh/m² ir 1115,2 kWh/m². Lyginant pietryčių ir pietvakarių kryptis, didesnė apšvietos reikšmė gaunama pasirenkant pietvakarių (45° azimuto) kryptį.

Didžiausios apšvietos reikšmės gaunamos prie 0° azimuto, kai moduliai orientuoti į pietus. Efektyviausiai saulės elektrinė dirbtų, kai modulių pasvirimo kampas 40°: 1232,2 kWh/m², o naudojant 15° pasvirimo kampą, apšvietos reikšmė yra mažiausia: 1152,3 kWh/m².

Apšvietos reikšmės priklausomybės nuo modulių pasvirimo kampo ir azimuto bendri rezultatai pateikiami 30 paveiksle.



30 pav. Apšvietos reikšmės priklausomybės nuo modulių pasvirimo kampo ir azimuto

Iš 30 paveikslo nustatyta kokią įtaką gali turėti teisingas kampo parinkimas montuojant saulės elektrines skirtingomis kryptimis.

Jei saulės elektrinė orientuota rytų (-90° azimuto) kryptimi, modulių pasvirimo kampo parinkimas tarp 15° (blogiausio varianto) ir 45° (geriausio varianto) gali turėti įtakos apie 8,14 % apšvietos reikšmei, krintančiai į modulių paviršius.

Jei moduliai nukreipti į pietryčius (-45° azimutą), modulių pasvirimo kampo parinkimas tarp 15° (blogiausio varianto) ir 35° (geriausio varianto) gali turėti įtakos apie 3,90 % apšvietos reikšmei, krintančiai į modulių paviršius.

Jei moduliai orientuoti tiesiai į pietus (0° azimutą), modulių pasvirimo kampo parinkimas tarp 15° (blogiausio varianto) ir 40° (geriausio varianto) gali turėti įtakos apie 6,93 % apšvietos reikšmei, krintančiai į modulių paviršius.

Jei moduliai nukreipti į pietvakarius (45° azimutą), modulių pasvirimo kampo parinkimas tarp 15° (blogiausio varianto) ir 35° (geriausio varianto) gali turėti įtakos apie 4,24 % apšvietos reikšmei, krintančiai į modulių paviršius.

Jei saulės elektrinė orientuota rytų (90° azimuto) kryptimi, modulių pasvirimo kampo parinkimas tarp 15° (blogiausio varianto) ir 45° (geriausio varianto) gali turėti įtakos apie 7,90 % apšvietos reikšmei, krintančiai į modulių paviršius.

3.2. Atstumo tarp modulių eilių, skirtingų azimutų ir modulių tipų priklausomybės įtaka elektros energijos generacijai

Kadangi šiame skyriuje bus nagrinėjami skirtingų tipų: vienpusiai p tipo, vienpusiai n tipo, dvipusiai p tipo ir dvipusiai n tipo moduliai, generuojant simuliacijas pridedami papildomi nuostoliai (žr. 5 lentelę).

5 lentelė. Papildomi nuostoliai simuliacijose

Nuostoliai	Mato vienetas	Reikšmė
Šviesos sukkelto skaidymo (LID) nuostoliai	%	1,5 (p tipo moduliams); 0,8 (n tipo moduliams)
Atspindys nuo žemės paviršiaus (angl. „Albedo“) (dvipusiams moduliams)	%	20

Keičiant atstumą (nuo 6 m iki 15 m) tarp modulių eilių kinta ir šešėliavimo nuostoliai, kurie yra įvertinami ir turi įtakos saulės elektrinių elektros energijos generacijai.

Atlikus visas simuliacijas sudaroma lentelė, kuri parodo kokiam modulių pasvirimo kampui, modulių tipui ir atstumui tarp eilių esant prie skirtingų azimutų gaunama didžiausia elektros energijos generacija (žr. 6 lentelę).

6 lentelė. Tiriamų sistemų didžiausios elektros energijos generacijos reikšmės

Modulių tipas	Azimutas, °	Modulių pasvirimo kampas, °	Atstumas tarp modulių eilių, m	Elektros energijos generacija, MWh
Vienpusis p tipo	-90	15	15	920,8
Vienpusis n tipo		15	15	927,4
Dvipusis p tipo		15	15	968,1
Dvipusis n tipo		15	15	981
Vienpusis p tipo	-45	30	15	1036
Vienpusis n tipo		30	15	1044
Dvipusis p tipo		35	15	1105
Dvipusis n tipo		40	15	1124
Vienpusis p tipo	0	30	15	1099
Vienpusis n tipo		30	15	1107
Dvipusis p tipo		35	15	1158
Dvipusis n tipo		40	15	1174
Vienpusis p tipo	45	30	15	1038
Vienpusis n tipo		30	15	1045
Dvipusis p tipo		35	15	1107
Dvipusis n tipo		40	15	1126
Vienpusis p tipo	90	15	15	922,3
Vienpusis n tipo		15	15	929
Dvipusis p tipo		15	15	969,8
Dvipusis n tipo		15	15	983,1

Iš 5 lentelės rezultatų nustatyta, kad daugiausiai elektros energijos pagamina saulės elektrinė, kurios modulių pasvirimo kampas yra 40°, atstumas tarp modulių eilių – 15 m, naudojami dvipusiai n tipo moduliai: 1174 MWh. Mažiausia elektros energijos generacija gaunama naudojant vienpusius p tipo

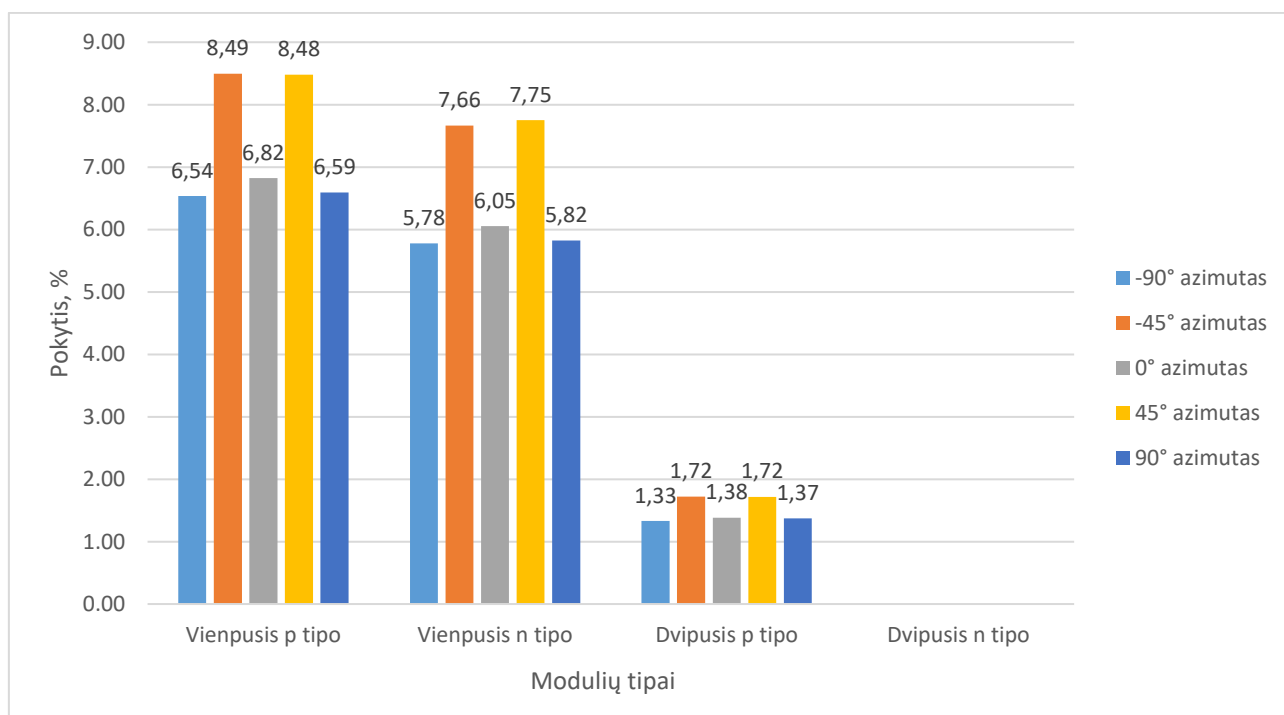
modulius, kurių pasvirimo kampas yra 15° , atstumas tarp modulių eilių – 15 m, moduliai orientuoti į rytus (-90° azimutą). Atsižvelgiant į gautus rezultatus, modulių tipo ir azimuto priklausomybė gali daryti įtakos apie 27,5 % generacijos pokyčiui.

Pastebima tendencija, kad saulės elektrinę montuojant tiek vakarų, tiek rytų kryptimi, modulių pasvirimo kampas išlieka tas pats – 15° , nepaisant modulių tipų kaitos. Modulių, kurie orientuoti į pietryčius, pietvakarius ir pietus, pasvirimo kampas kinta vienodai, priklausomai nuo modulių tipo:

- 30° , kai naudojami vienpusiai p tipo ir vienpusiai n tipo moduliai;
- 35° , kai naudojami dvipusiai p tipo moduliai;
- 40° , kai naudojami dvipusiai n tipo moduliai.

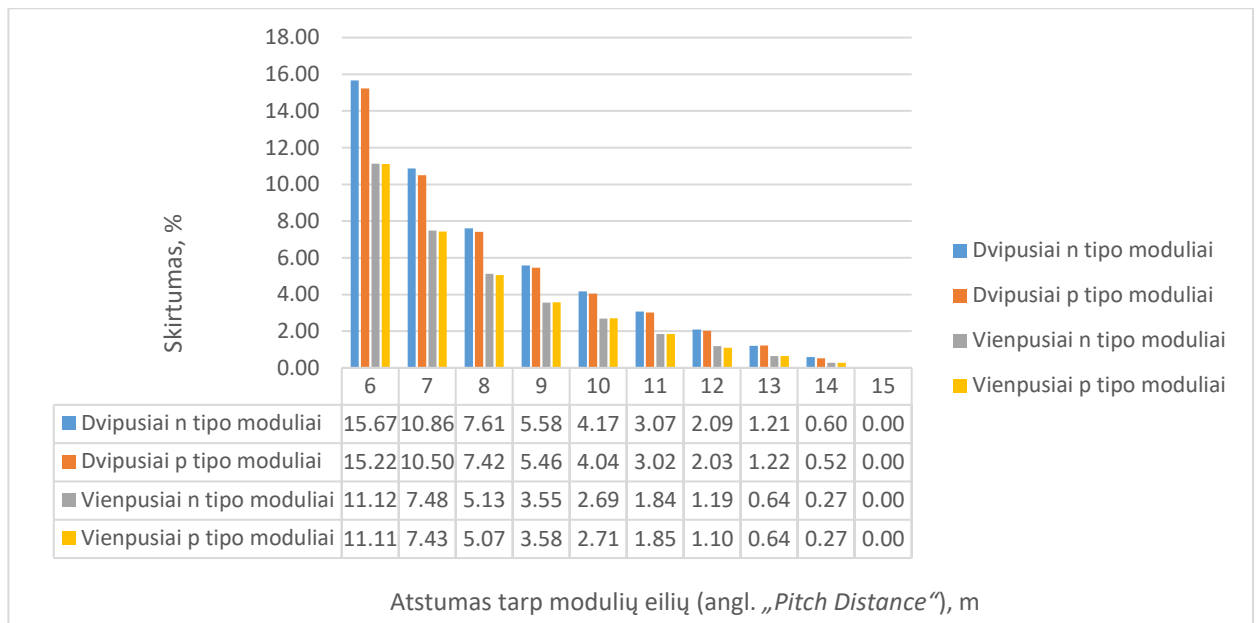
Optimalus modulių pasvirimo kampas naudojant dvipusius modulius padidėja, nes dvipusiai moduliai gali gaminti elektros energiją iš abiejų modulio paviršių ir esant 35° ir 40° pasvirimo kampui pastebimas didesnis apšvietos atsispindėjimas nuo žemės į modulių apačią.

Visais nagrinėjamais atvejais efektyviausias modulių tipas yra dvipusis n tipas, mažiausiai efektyvus modulių tipas – vienpusis p tipas. 31 paveiksle pavaizduota kokią įtaką generacijai daro modulio tipo pasirinkimas esant skirtingiems azimutams.



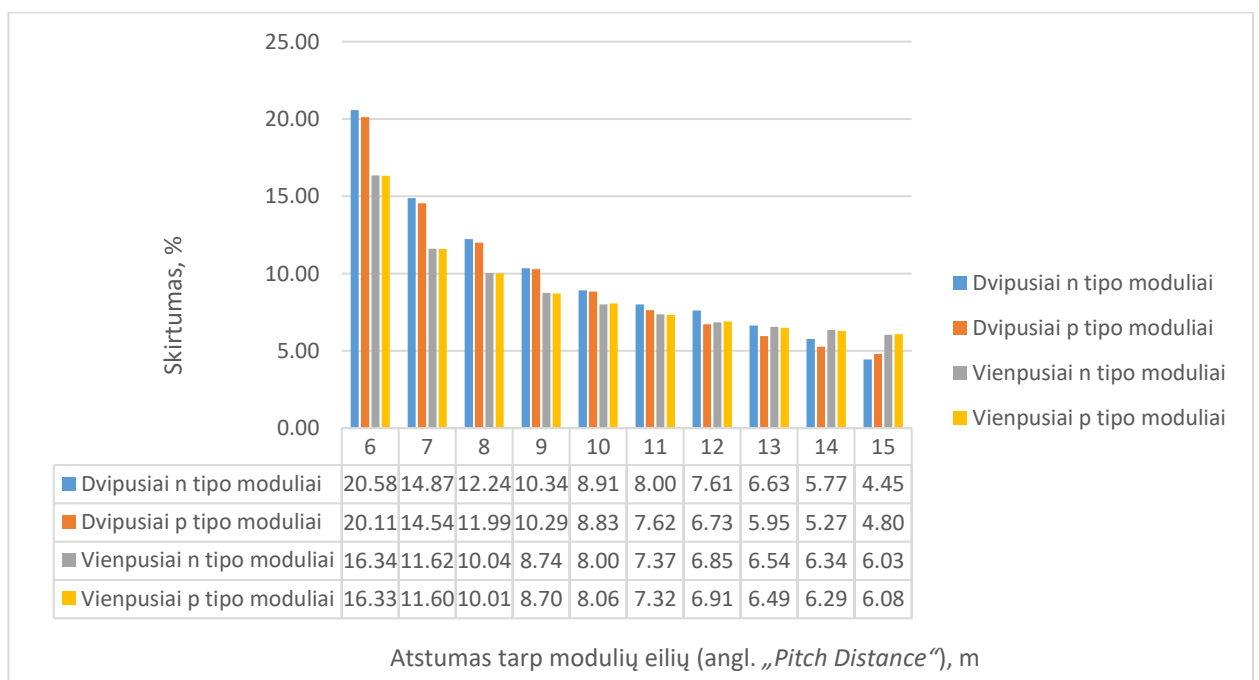
31 pav. Didžiausių generacijos reikšmių procentinis skirtumas nuo optimalios sistemos

Siekiant nustatyti kokią įtaką skirtingų tipų modulių generacijai daro atstumo tarp eilių ir azimutų priklausomybė 32–36 paveiksluose simuliacijų metu keičiant atstumą tarp eilių ir azimuto reikšmę gauti rezultatai lyginami su didžiausiomis galimomis skirtingų modulių tipų generacijų reikšmėmis. Iš 5 lentelės matyti, kad maksimalios reikšmės pasiekiamos, kai azimutas yra 0° ir atstumas tarp modulių eilių – 15 m.



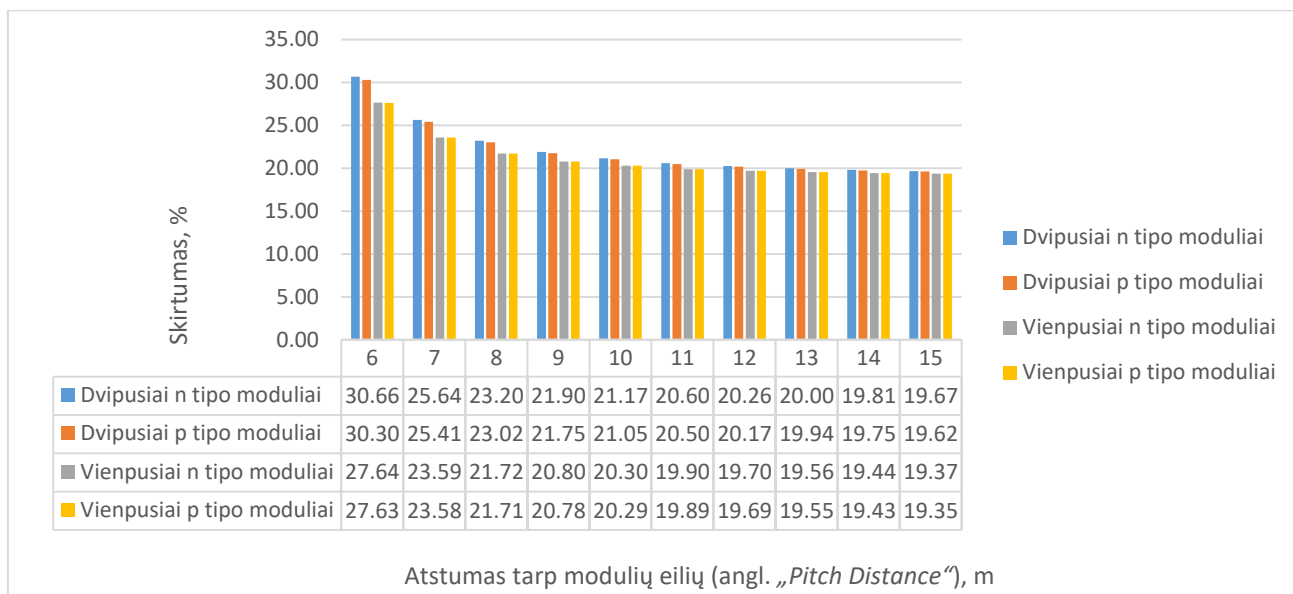
32 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie 0° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių

Mažėjant atstumui tarp modulių eilių pastebimas didesnis generacijos skirtumas dvipusių n tipo (15,67 %) ir dvipusių p tipo (15,22 %) modulių nei vienpusių n tipo (11,12 %) ir vienpusių p tipo (11,11 %) modulių atveju. Skirtumo priežastis yra dvipusių modulių gebėjimas surinkti atspindėtą apšvietą nuo žemės paviršiaus. Mažinant atstumą atspindėtos apšvietos kiekis mažėja ir didėja šešėlio įtaka, todėl generacijos skirtumas ženkliai išauga, lyginant su optimalia sistema. Lyginant p ir n technologijas dvipusių ir vienpusių modulių tipuose, didesnė įtaka technologijos pasirinkimas turi dvipusiųose moduluose (0,45 % skirtumas, kai atstumas tarp modulių eilių yra 6 m) nei vienpusiųose moduluose (0,09 % skirtumas, kai atstumas tarp eilių 12 m).



33 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie -45° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių

Prie -45° (pietryčių krypties) azimuto generacijos skirtumo tendencija išlieka tokia pati: mažėjant atstumui tarp modulių eilių pastebimas didesnis generacijos skirtumas dvipusių n tipo (20,58 %) ir dvipusių p tipo (20,11 %) modulių nei vienpusių n tipo (16,34 %) ir vienpusių p tipo (16,33 %) modulių atveju. Tačiau pastebimas lūžis ties 12 m atstumu tarp eilių, kai dvipusių modulių generacijos skirtumas pasidaro mažesnis už vienpusių. Taip yra dėl to, kad padidėjus atstumui tarp modulių eilių, į dvipusių modulių paviršių, kuris nukreiptas į žemę, atsispindi daugiau apšvietos, kas lemia generacijos padidėjimą ir mažesnę skirtumą nuo optimalios sistemos.



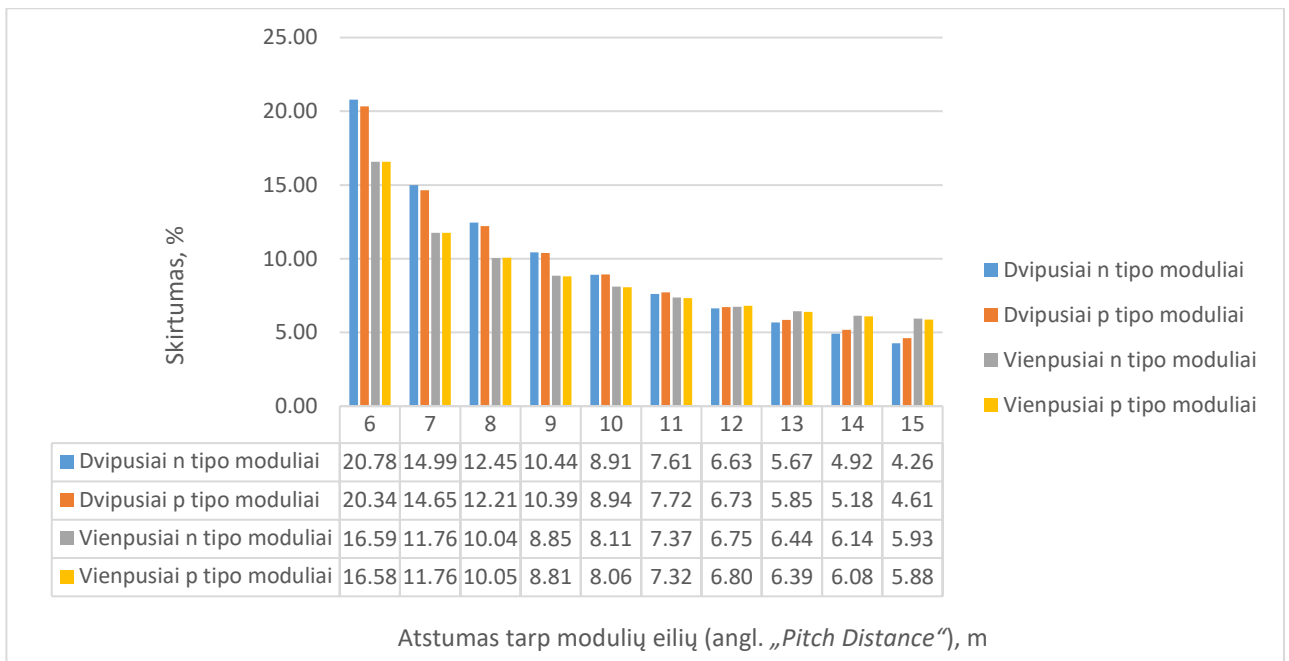
34 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie -90° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių

Kai moduliai nukreipti į -90° azimutą, didžiausias pokytis tarp nagrinėjamų modulių tipų pastebimas, kai atstumas tarp eilių kinta nuo 8 m iki 6 m:

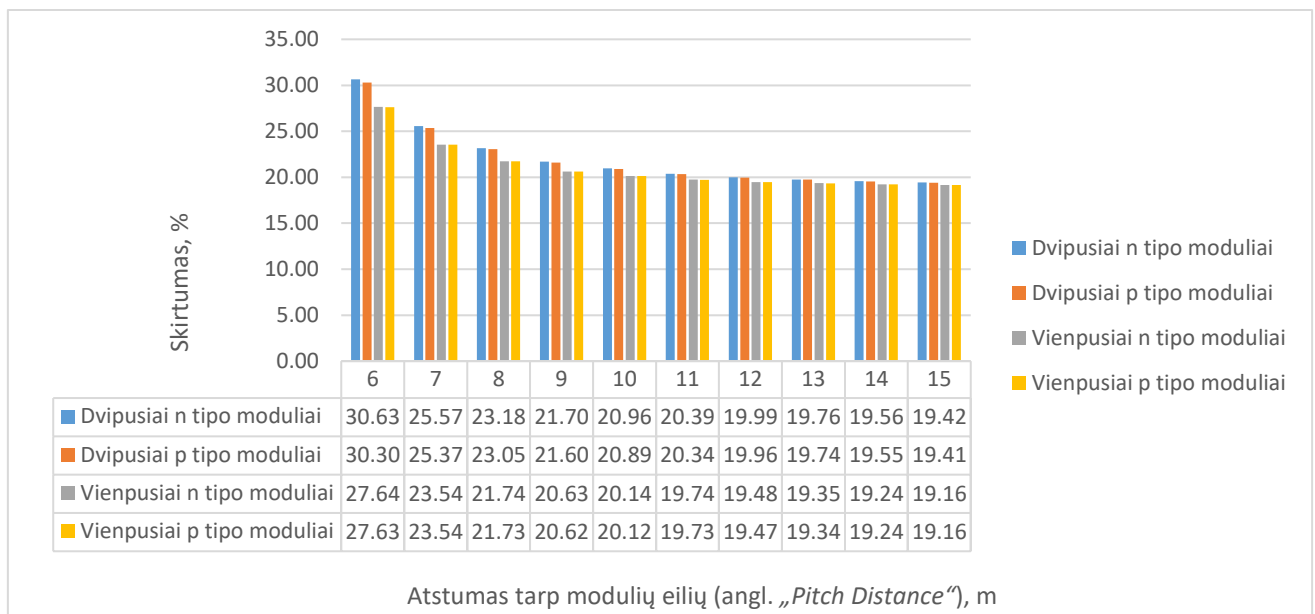
- dvipusiai n tipo moduliai: nuo 23,20 % iki 30,66 %;
- dvipusiai p tipo moduliai: nuo 23,02 % iki 30,30 %;
- vienpusiai n tipo moduliai: nuo 21,72 % iki 27,64 %;
- vienpusiai p tipo moduliai: nuo 21,71 % iki 27,63 %.

Atstumui padidėjus iki 9 m ir didinant iki 15 m, procentinis generacijos skirtumas nuo optimalios sistemos kinta nežymiai.

Nagrinėjant generacijos skirtumus 45° ir 90° azimuto atvejais nustatytas panašus rezultatų kitimo tendencingumas, kaip ir prie -45° ir -90° azimuto.



35 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie 45° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių



36 pav. Elektros energijos generacijos skirtumas nuo maksimalios vertės prie 90° azimuto, keičiant atstumą tarp modulių eilių

Atstumo tarp eilių ir azimuto priklausomybė generacijai gali daryti ženklią įtaką. Naudojant vienpusius p tipo modulius generacijos pokytis gali siekti iki 27,63 % (atstumas tarp modulių eilių – 6 m; azimutas – 90° ir -90°). Pasirenkant vienpusių n tipo modulių sistemą pokytis gali padidėti iki 27,64 % (atstumas tarp modulių eilių – 6 m; azimutas – 90° ir -90°). Dvipusių p tipo modulių atveju generacijos skirtumas gali siekti 30,30 % (atstumas tarp modulių eilių – 6 m; azimutas – 90° ir -90°), o naudojant n tipo technologiją pokytis išauga iki 30,66 % (atstumas tarp modulių eilių – 6 m; azimutas – -90°).

3.3. Fiksuoto kampo ir vienos ašies sekimo saulės elektrinių inverterių apkrovimo (keičiant DC/AC galios santykį) įtaka saulės elektrinių generacijai

Šiame poskyryje tiriama inverterių apkrovimo įtaka generacijai, atitinkamai keičiant inverterių kiekį ir DC/AC galios santykį. Iš 3.1. ir 3.2 poskyrių nustatyta, kad efektyviausias modulių tipas yra dvipusis n tipas. Atliekant šį tyrimą naudojami tik dvipusiai n tipo moduliai. Remiantis 5 lentele simuliacijos bus atliekamos naudojant tuos parametrus, prie kurių skirtingų azimutų atvejais buvo gautos maksimalios generacijos reikšmės bei išsiaiškinama kokią įtaką inverterių apkrovimas turi saulės elektrinių su vienos ašies sekimo sistema generacijai. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema parametrai pateikiami 7 lentelėje.

7 lentelė. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema parametrai

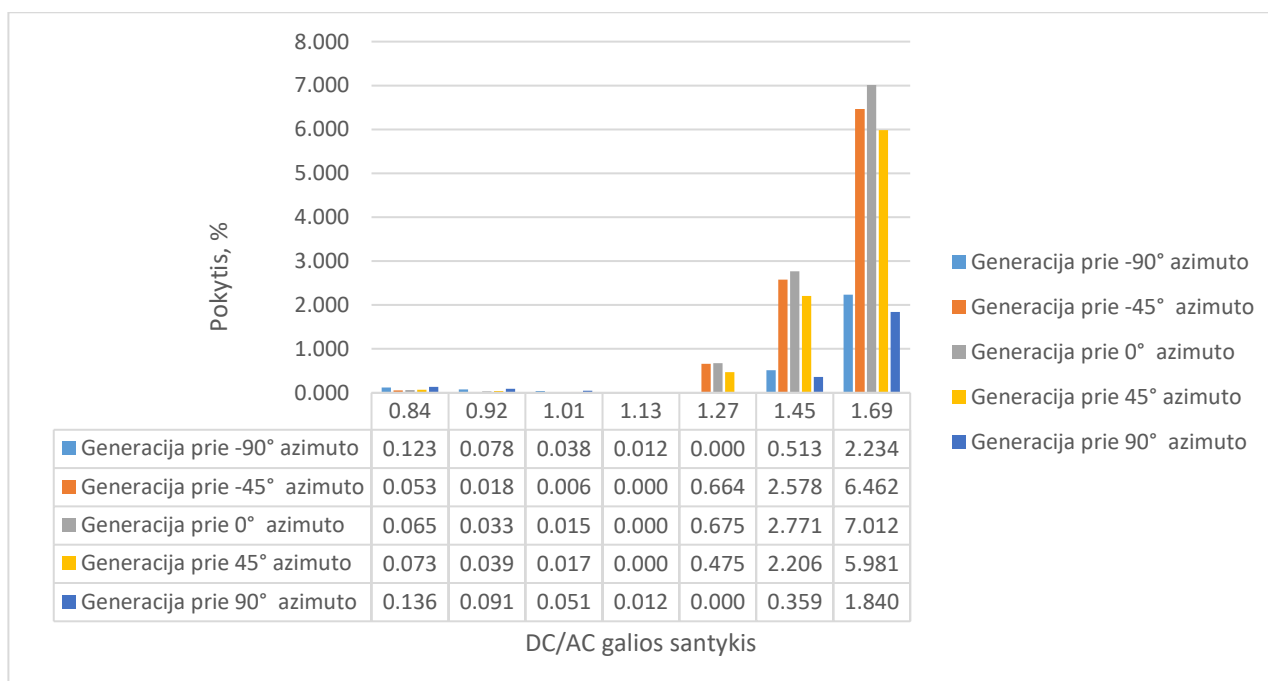
Modulių tipas	Ašies azimutas, °	Ašies pasvirimo kampo diapazonas, °	Atstumas tarp modulių eilių, m
Dvipusis n tipas	0°	+/-60°	15

Atliekant simuliacijas pagrindiniai įvestiniai nuostoliai išlieka tokie patys, tačiau kinta inverterių skaičius ir DC/AC galios santykis (žr. 8 lentelę).

8 lentelė. Simuliacijų kintamieji komponentai

DC galia, kW	Inverterių kiekis, vnt.	AC nominali galia, kW	DC/AC galios santykis
1013,04	12	1200	0,84
1013,04	11	1100	0,92
1013,04	10	1000	1,01
1013,04	9	900	1,13
1013,04	8	800	1,27
1013,04	7	700	1,45
1013,04	6	600	1,69

37 paveiksle pavaizduotas procentinis pokytis nuo optimalaus DC/AC galios santykio fiksuoto kampo saulės elektrinei esant skirtingiems azimutams.

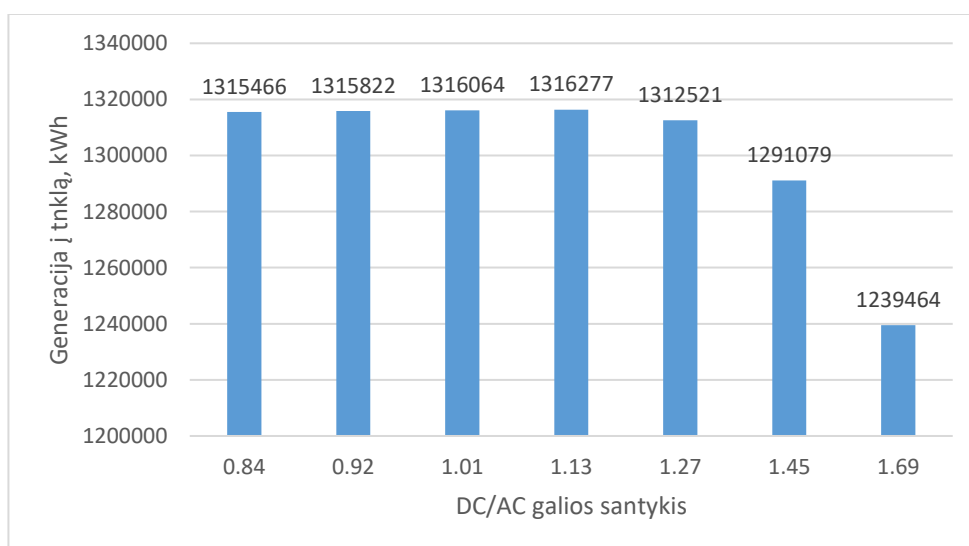


37 pav. Inverterių apkrovimo įtaka elektros energijos generacijai

Nagrinėjant gautus rezultatus nustatyta, kad esant -45° (pietryčių), 0° (pietų) ir 45° (pietvakarių) azimutui optimalus DC/AC galios santykis yra 1,13. Tai reiškia, jog saulės elektrinės moduliai orientuoti šiomis kryptimis daugiau elektros energijos generuos jei bus prijungti 9 inverteriai.

Kitokia situacija yra su -90° (rytų) ir 90° (vakarų) azimutais. Šiomis kryptimis atsukti moduliai daugiausia elektros energijos pagamintų prie 1,27 DC/AC galios santykio (8 inverteriai). Rytų ir vakarų kryptimis bendra apšvietos reikšmė į modulių paviršių sumažėja, nes į rytus orientuoti PV moduliai didžiausią apšvietą gauna daugiausia rytais, o į vakarus orientuoti moduliai – po pietų ir vakare. Įprastai ryte ir antroje dienos pusėje aplinkos temperatūra būna žemesnė, lyginant su pietų meto temperatūra. Vėsesnė temperatūra gali padidinti saulės modulių efektyvumą, todėl bus pagaminama daugiau elektros energijos ir didesnis DC/AC galios santykis užtikrina, kad tokiomis optimaliomis temperatūros sąlygomis sistema galėtų surinkti ir paversti daugiau saulės šviesos į elektros energiją.

38 paveiksle pavaizduota saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema elektros energijos generacija prie skirtingų DC/AC santykių.



38 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema elektros energijos generacija

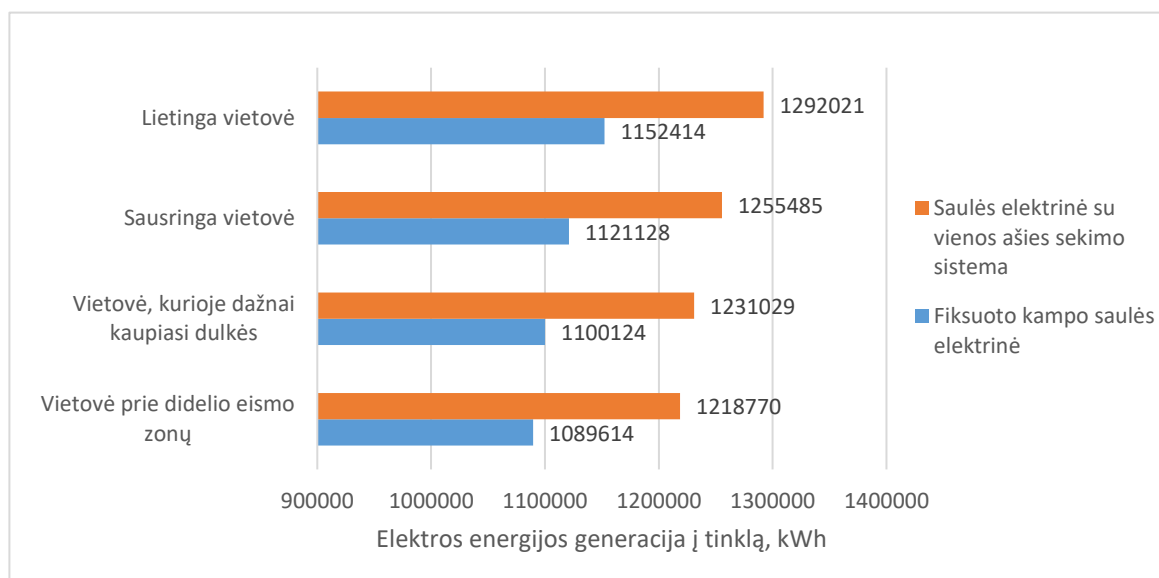
Didžiausias sugeneruojamas ir perduodamas į tinklą elektros energijos kiekis yra 1316277 kWh, arba 1316 MWh. Ši reikšmė pasiekama, kai DC/AC galios santykis yra 1,13, kaip ir fiksuoto kampo saulės elektrinėse, esant 45° (pietryčių), 0° (pietų) ir 45° (pietvakarių) azimutui.

Nagrinėjant bendrus rezultatus nustatyta, kad neperkraunant arba mažiau apkraunant inverterius, lyginant su optimaliu apkrovimu, gaunamas ženkliai mažesnis generacijos skirtumas (nuo 0,006 % iki 0,136 %) nei perkraunant daugiau (nuo 0,359 % iki 7,012 %). Taip įvyksta, nes sumažėjus inverterių kiekiui, sumažėja bendra AC galia ir tuo metu kai saulės elektrinė generuoja daugiausia elektros energijos, jos reikšmė gali viršyti nustatytą inverterių pajėgumą. Jei modulių pagaminta energija viršija inverterio išėjimo pajėgumus, gali būti „nukerpama“ galia (angl. „Power clipping“). Tai įvyksta, kai inverteris pasiekia savo didžiausią galingumą, kuris paprastai yra jo vardinė galia [44].

Saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema generuoja apie 12 % daugiau elektros energijos (1316 MWh), lyginant su optimalios fiksuoto kampo saulės elektrinės maksimalia generacija (1174 MWh).

3.4. Fiksuoto kampo ir vienos ašies sekimo saulės elektrinių užterštumo lygio ant modulių paviršiaus įtaka generacijai

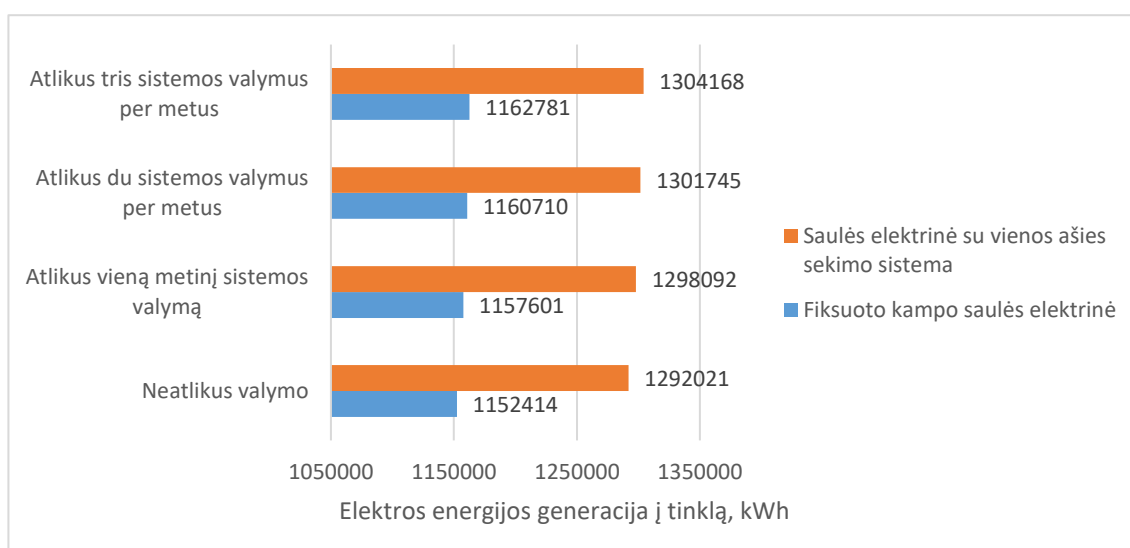
Siekiant įvertinti skirtingų užterštumo lygių įtaką saulės elektrinių elektros energijos generacijos reikšmei sudaromas grafikas, kuriame iš gautų rezultatų palyginama skirtingų sistemų generacijų prie skirtingų užterštumo lygių reikšmės, remiantis metodologinėje dalyje apžvelgtais užterštumo lygių nustatymo rezultatais [40].



39 pav. Elektros energijos generacijos reikšmės vertinant skirtingą užterštumo lygį

Didžiausias elektros energijos generacijos skirtumas pastebimas tarp lietingoje vietovėje ir vietovėje prie didelio eismo zonų esančių saulės elektrinių. Fiksuoto kampo saulės elektrinės generacija skiriasi apie 5,7 %, o saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema – 6 %.

Nustatyti kokią įtaką daro atliekami saulės elektrinių valymai pasirenkama lietinga vietovė ir įvertinami trys skirtingi scenarijai: 1) saulės elektrinių valymas atliekamas vieną kartą per metus; 2) saulės elektrinių valymas atliekamas du kartus per metus; 3) saulės elektrinių valymas atliekamas tris kartus per metus (žr. 40 pav.).



40 pav. Elektros energijos generacijos reikšmės vertinant saulės elektrinių valymų dažnumą

Apžvelgiant 40 paveiksle gautus rezultatus nustatyta, kad nors ir esant lietingai vietai, saulės elektrinių valymas gali turėti nežymią įtaką saulės elektrinių generacijai: fiksuoto kampo saulės elektrinėms šis pokytis svyruoja nuo 0,45 % (atlikus vieną metinį valymą) iki 0,9 % (atlikus tris valymus per metus); saulės elektrinių su vienos ašies sekimo sistema generacija gali kisti nuo 0,47 % (atlikus vieną metinį valymą) iki 0,94 % (atlikus tris valymus per metus).

3.5. Fiksuoto kampo saulės elektrinės ir saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema ekonominis palyginamasis vertinimas

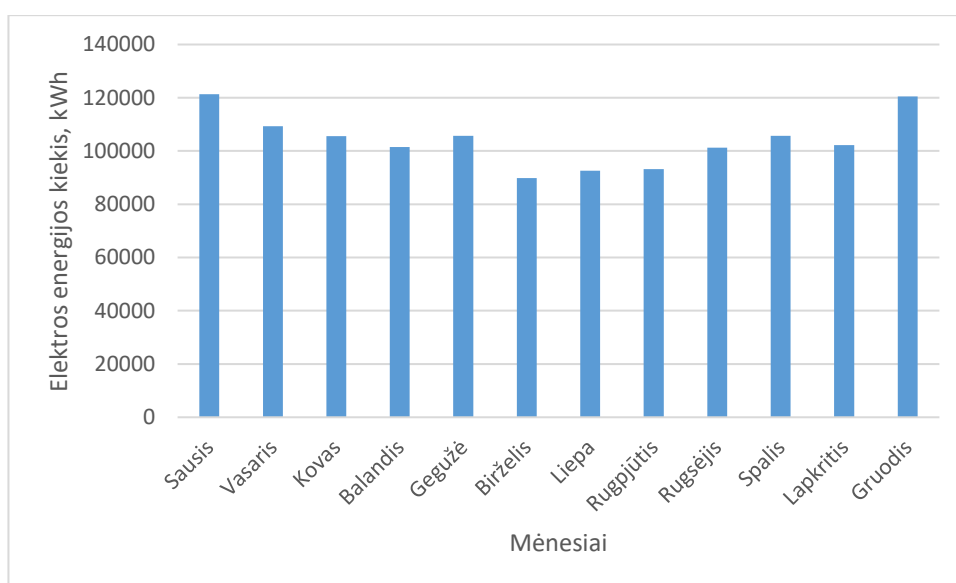
Pagal aprašytą ekonominio vertinimo metodiką metodologinėje dalyje remiantis 2 formule apskaičiuojamos investicijos skirtingų tipų saulės elektrinėms (žr. 9 lentelę).

9 lentelė. Skirtingų tipų saulės elektrinių reikalingos investicijos

Saulės elektrinės tipas	Bendri investiciniai kaštai, Eur/kW	Saulės elektrinės galia, kW	Bendra investicija, Eur
Fiksuoto kampo	560	1013,04	567302,4
Su vienos ašies sekimo sistema	650	1013,04	658476

Tyrimui atlikti pasirenkamas maisto ir technologijų srities gamybos pramonės įmonės elektros energijos suvartojimo metinis profilis ir siekiama nustatyti kokia būtų ekonominė nauda juridiniam asmeniui įsirengus skirtingo tipo saulės elektrinę.

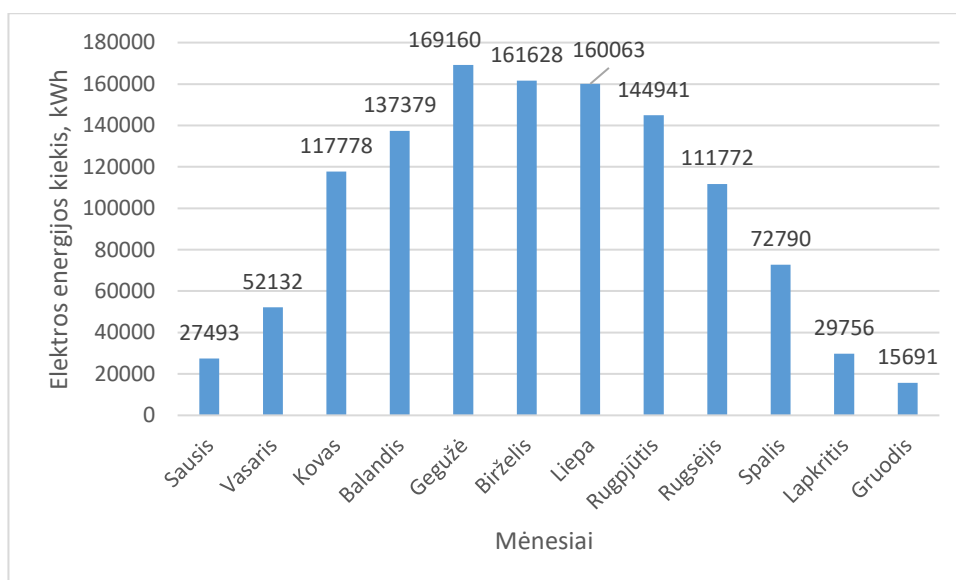
Vidutinis šios įmonės metinis elektros energijos suvartojimas yra 1248859 kWh (žr. 41 pav.).



41 pav. Metinis elektros energijos suvartojimas

3.5.1. Fiksuoto kampo saulės elektrinės ekonominis vertinimas

Remiantis gautais rezultatais tyrimo metu ekonominiam vertinimui pasirenkama optimali fiksuoto kampo saulės elektrinė. Remiantis „PVsyst“ programine įranga nustatoma fiksuoto kampo saulės elektrinės elektros energijos metinė generacija, kuri pavaizduota 42 paveiksle (žr. 1 priedą).



42 pav. Fiksuoto kampo saulės elektrinės metinė generacija

Vidutiniškai per metus fiksuoto kampo saulės elektrinė pagamina 1200583 kWh elektros energijos.

Naudojant „PVsyst“ programinę įrangą sudaroma 10 lentelė, kurioje apžvelgiami vidutiniai metiniai elektros energijos suvartojimo, generavimo ir sąveikos su tinklu duomenys (žr. 1 priedą).

10 lentelė. Elektros energijos suvartojimo, generavimo ir sąveikos su tinklu duomenys (fiksuoto kampo saulės elektrinė)

	Saulės elektrinės sugeneruotas ir patiektas į tinklą elektros energijos kiekis, kWh	Elektros energijos poreikis, kWh	Elektros energijos suvartojimas iš tinklo, kWh	Saulės elektrinės sugeneruotos elektros energijos tiesioginis suvartojimas, kWh	Saulės elektrinės generacija, kWh
Sausis	6531	121352	100882	20470	27493
Vasaris	20120	109290	78206	31084	52132
Kovas	71144	105581	61192	44390	117778
Balandis	83328	101484	50070	51414	137379
Gegužė	106904	105759	46979	58780	169160
Birželis	103591	89837	35165	54672	161628
Liepa	100853	92548	36599	55949	160063
Rugsjūtis	90599	93184	41757	51427	144941
Rugsėjis	62709	101307	54430	46878	111772
Spalis	38331	105759	72718	33041	72790
Lapkritis	12335	102228	85436	16792	29756
Gruodis	2918	120530	108179	12351	15691
Metinė reikšmė:	699362	1248859	771613	477246	1200583

Gaminančio vartotojo leistinoji naudoti galia yra 1013,04 kW, todėl remiantis ESO duomenimis elektros energijos persiuntimo paslaugos kainos (be PVM) įvertinamos pagal trečiosios grupės vartotojų skiltį, kurių leistinoji galia yra didesnė nei 30 kW [45]: galios dedamoji – 3 Eur/kW/mėn.; vienos laiko zonos energijos dedamoji – 0,0249 Eur/kWh.

Vidutinė elektros energijos rinkos kaina 2023 m. „NordPool“ duomenimis yra 0,095 Eur/kWh [46].

Saulės elektrinės montavimo metais saulės elektrinė elektros energijos negeneruoja, todėl išlaidas sudaro investicijos ir atsiskaitymas už elektros energiją:

$$\begin{aligned} C_{el. energija} &= E_{poreikis} \cdot C_{kWh} + E_{poreikis} \cdot C_{persiuntimas} + 12 \cdot C_{galios dedamoji} \\ &\cdot P_{leistina galia} = 1248859 \cdot 0,095 + 1248859 \cdot 0,0249 + 12 \cdot 3 \cdot 1013,04 \\ &= 186207,63 \text{ Eur.} \end{aligned} \quad (10)$$

$$CF_0 = 0 - K_{fiks. kampo} = 0 - 567302,4 = -567302,4 \text{ Eur.} \quad (11)$$

$C_{el. energija}$ reikšmė parodo kiek vartotojas sumokėtų už elektros energiją be saulės elektrinės per metus. CF_0 reikšmė parodo investicines išlaidas saulės elektrinės įrengimo metais.

Grynosios apskaitos (angl. „Net Metering“) atsiskaitymo už elektros energiją metodu pirmaisiais saulės elektrinės veikimo metais vartotojas už elektros energiją mokės:

$$\begin{aligned} C1_{el. energija} &= E_{iš tinklo} \cdot C_{persiuntimas} + 12 \cdot C_{galios dedamoji} \cdot P_{leistina galia} \\ &= 771613 \cdot 0,0249 + 12 \cdot 3 \cdot 1013,04 = 55682,6 \text{ Eur.} \end{aligned} \quad (12)$$

Pagal 3 lentelę saulės elektrinės eksploatacijos ir priežiūros išlaidos sudaro apie 11300 Eur kasmet, apskaičiuojamas pinigų srautas pirmaisiais metais:

$$\begin{aligned} CF_1 &= 0 - (C1_{el. energija} + FC_{fiks. kampo}) = 0 - (55682,6 + 11300) \\ &= -66982,6 \text{ Eur.} \end{aligned} \quad (13)$$

Priimama, kad saulės elektrinės įrengimui yra naudojama 60 % nuosavo kapitalo ir 40 % banko paskolos finansavimo, todėl diskonto norma [47]:

$$\begin{aligned} r = WACC &= E \cdot R_E + D \cdot R_D \cdot (1 - T) = 0,6 \cdot 6,65 + 0,4 \cdot 5 \cdot (1 - 0,15) \\ &= 5,69 \% \quad (14) \end{aligned}$$

Diskontuotas pinigų srautas pirmaisiais metais:

$$DC_1 = \frac{CF_1}{(1+r)^1} = \frac{66982,6}{(1+0,0569)^1} = 63376,48 \text{ Eur.} \quad (15)$$

Modifikuotas pinigų srautas apskaičiuojamas įvertinus išlaidas už elektros energiją su ir be saulės elektrinės:

$$DCM_1 = \frac{C_{el. energija} - CF_1}{(1+r)^1} = \frac{186207,63 - 66982,6}{(1+0,0569)^1} = 112806,35 \text{ Eur.} \quad (16)$$

Grynojo atsiskaitymo (angl. „Net Billing“) už elektros energiją metodu pirmaisiais saulės elektrinės veikimo metais vartotojas už elektros energiją mokės:

$$\begin{aligned}
C1_{el. energija} &= (E_{iš tinklo} \cdot (C_{kWh} + C_{persiuntimas}) + 12 \cdot C_{galios dedamoji} \cdot P_{leistina galia}) \\
&\quad - (E_{i tinklą} \cdot (C_{kWh} + C_{persiuntimas}) + 12 \cdot C_{galios dedamoji} \cdot P_{leistina galia}) \\
&= (771613 \cdot (0,095 + 0,0249) + 12 \cdot 3 \cdot 1013,04) - (699362 \cdot (0,095 + 0,0249) \\
&\quad + 12 \cdot 3 \cdot 1013,04) = 8662,9 \text{ Eur.}
\end{aligned} \quad (17)$$

Pagal 3 lentelę saulės elektrinės eksploatacijos ir priežiūros išlaidos sudaro apie 11300 Eur kasmet, apskaičiuojamas pinigų srautas pirmaisiais metais:

$$\begin{aligned}
CF_1 &= 0 - (C1_{el. energija} + FC_{fiks. kampo}) = 0 - (8662,9 + 11300) \\
&= -19962,9 \text{ Eur.}
\end{aligned} \quad (18)$$

Diskontuotas pinigų srautas pirmaisiais metais:

$$DC_1 = \frac{CF_1}{(1+r)^1} = \frac{19962,9}{(1+0,0569)^1} = 18888,16 \text{ Eur.} \quad (19)$$

Modifikuotas pinigų srautas apskaičiuojamas įvertinus išlaidas už elektros energiją su ir be saulės elektrinės:

$$DCM_1 = \frac{C_{el. energija} - CF_1}{(1+r)^1} = \frac{186207,63 - 19962,9}{(1+0,0569)^1} = 157294,66 \text{ Eur.} \quad (20)$$

Remiantis metodologinėje dalyje aprašyta ekonominio vertinimo metodika ir atliktais skaičiavimais apskaičiuojami ekonominiai rodikliai (žr. 11 lentelę), vertinant, kad saulės elektrinės gyvavimo laikotarpis yra 25 metai. 25 metų laikotarpis pasirenkamas todėl, kad saulės elektrinės moduliai įprastai turi 25 metų garantiją.

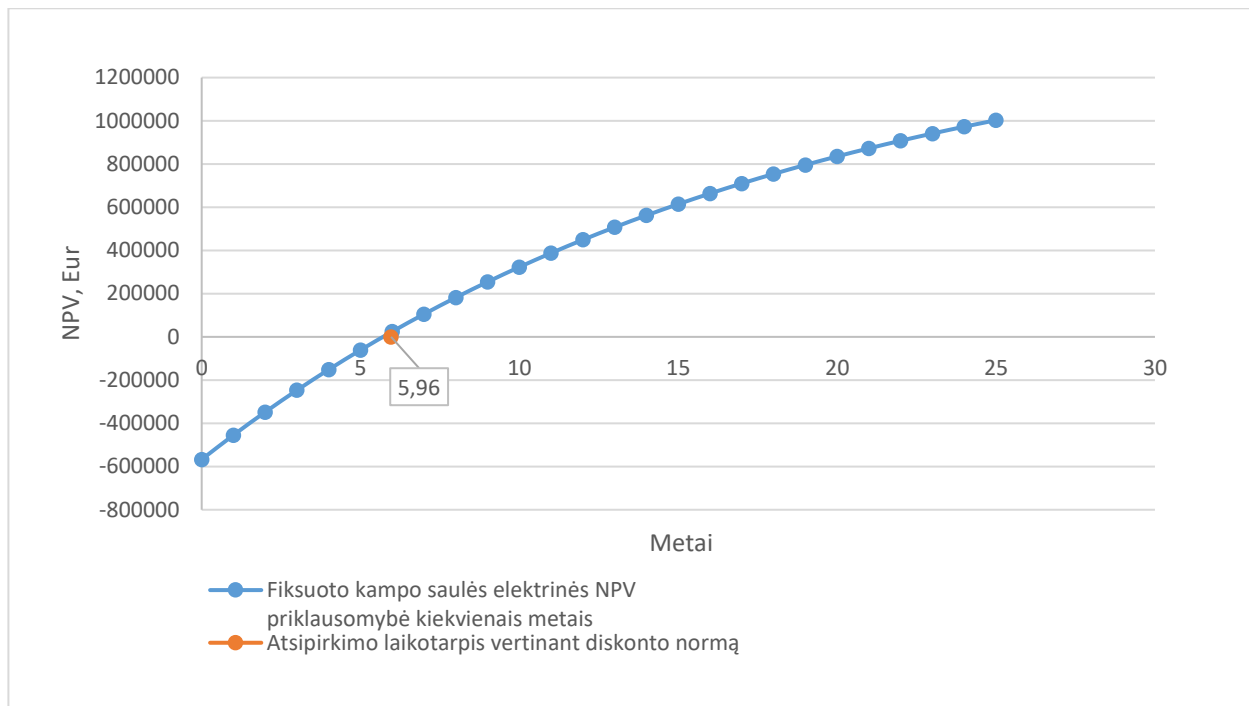
11 lentelė. Ekonominiai rodikliai (fiksuoto kampo saulės elektrinė)

Ekonominiai rodikliai	„Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju	„Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju
NPV, Eur	1002740,39	1724968,52
IRR, %	13	23
T _a , m.	4,76	3,41
DT _a , m.	5,96	3,96
B/C	2,77	4,04
LCOE, Eur/kWh	0,054	0,054

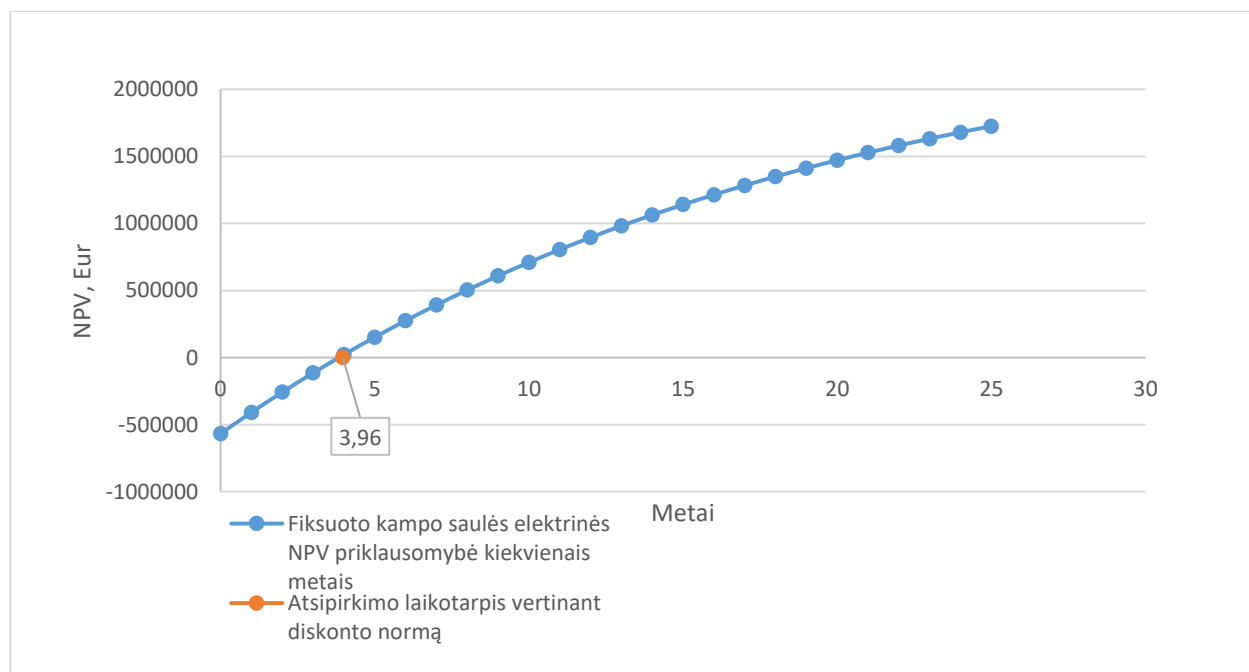
Analizuojant 11 lentelėje gautus rezultatus pastebima, kad įmonei įsirengus fiksuoto kampo saulės elektrinę ir atsiskaitant už elektros energiją abiem metodais saulės elektrinės projektas yra ekonomiškai naudingas sprendimas. Abiem nagrinėjama atsiskaitymo metodų atvejais NPV yra teigiamas. IRR reikšmė abiem atvejais viršija WACC reikšmę ir yra didesnė už užsibrėžtą minimalią vidutinę metinę gražą (6,65 %) investuotojui. Nevertinant diskonto normos atsipirkimo laikotarpis nesiekia 5 metų. Įvertinus diskonto normą, saulės elektrinė, „Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju, atsiperka maždaug per 6 metus, o „Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju – maždaug per 4 metus. Išlaidų ir pajamų santykis (B/C) yra daugiau už 1 ir indikuoja, kad abiem atvejais atitinkamai varotojas atgauna 2,77 ir 4,04 daugiau pajamų, negu patiria išlaidų. LCOE reikšmė abiem variantams yra vienoda ir yra mažesnė už elektros energijos rinkos kainą. Ekonomiškai efektyvesnis sprendimas yra pasirenkant „Net Billing“ atsiskaitymo už elektros energiją metodą.

„Net Billing“ atsiskaitymo metodas įsirengus fiksuoto kampo saulės elektrinę yra ekonomiškai efektyvesnis, nes visi ekonominiai rodikliai yra geresni nei naudojant „Net Metering“ atsiskaitymo už elektros energiją metodą.

43–44 paveiksluose pateikiama fiksuoto kampo saulės elektrinės NPV priklausomybių kiekvienais metais rezultatai taikant „Net Metering“ ir „Net Billing“ atsiskaitymo metodus.



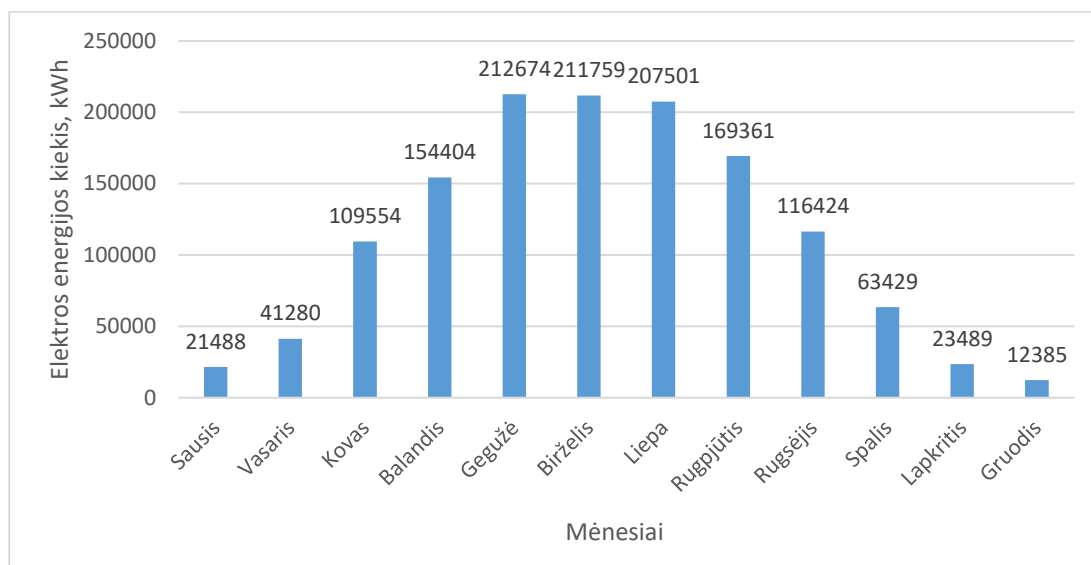
43 pav. Fiksuoto kampo saulės elektrinės NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Metering“ atsiskaitymo metodą



44 pav. Fiksuoto kampo saulės elektrinės NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Billing“ atsiskaitymo metodą

3.5.2. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema ekonominis vertinimas

Remiantis „PVsyst“ programine įranga nustatoma saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema elektros energijos metinė generacija, kuri pavaizduota 45 paveiksle (žr. 2 priedą).



45 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema metinė generacija

Vidutiniškai per metus saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema pagamina 1343748 kWh elektros energijos. Ši reikšmė, lyginant su fiksuoto kampo saulės elektrinės metine generacija, yra 143165 kWh didesnė. Lyginant abiejų tipų saulės elektrines, fiksuoto kampo saulės elektrinė generuoja daugiau elektros energijos spalio – kovo mėnesiais, o saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema pasižymi ženkliai didesne generacija balandžio – rugsėjo mėnesiais.

Naudojant „PVsyst“ programinę įrangą sudaroma 12 lentelė, kurioje apžvelgiami vidutiniai metiniai elektros energijos suvartojimo, generavimo ir sąveikos su tinklu duomenys (žr. 2 priedą).

12 lentelė. Elektros energijos suvartojimo, generavimo ir sąveikos su tinklu duomenys (saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema)

	Saulės elektrinės sugeneruotas ir patiektas į tinklą elektros energijos kiekis, kWh	Elektros energijos poreikis, kWh	Elektros energijos suvartojimas iš tinklo, kWh	Saulės elektrinės sugeneruotos elektros energijos tiesioginis suvartojimas, kWh	Saulės elektrinės generacija, kWh
Sausis	1383	121352	101672	19680	21488
Vasaris	9451	109290	78180	31110	41280
Kovas	62060	105581	60036	45545	109554
Balandis	96282	101484	46259	55226	154404
Gegužė	143929	105759	41327	64431	212674
Birželis	147626	89837	30093	59744	211759
Liepa	142673	92548	31989	60559	207501
Rugpjūtis	110926	93184	38066	55118	169361
Rugsėjis	65099	101307	52166	49141	116424
Spalis	28796	105759	72306	33453	63429
Lapkritis	5670	102228	84957	17271	23489
Gruodis	392	120530	108860	11670	12385
Metinė reikšmė:	814289	1248859	745911	502948	1343748

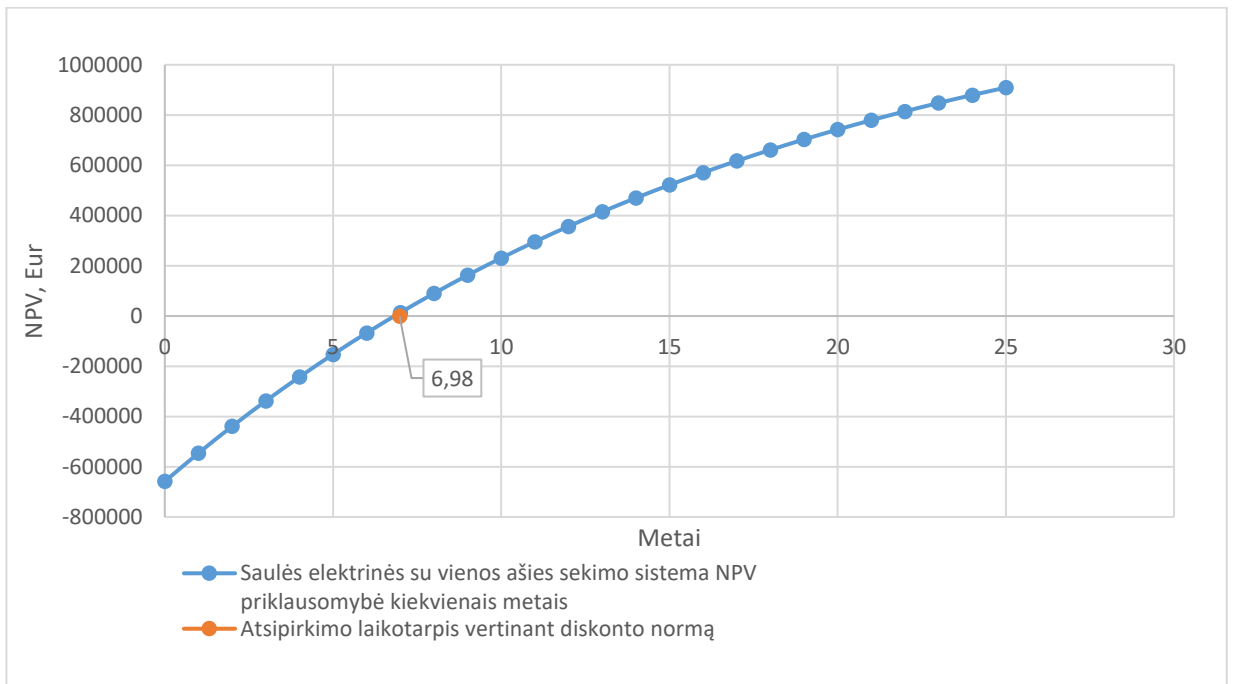
Remiantis metodologinėje dalyje aprašyta ekonominio vertinimo metodika ir atliktais skaičiavimais apskaičiuojami ekonominiai rodikliai (žr. 13 lentelę).

13 lentelė. Ekonominiai rodikliai (saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema)

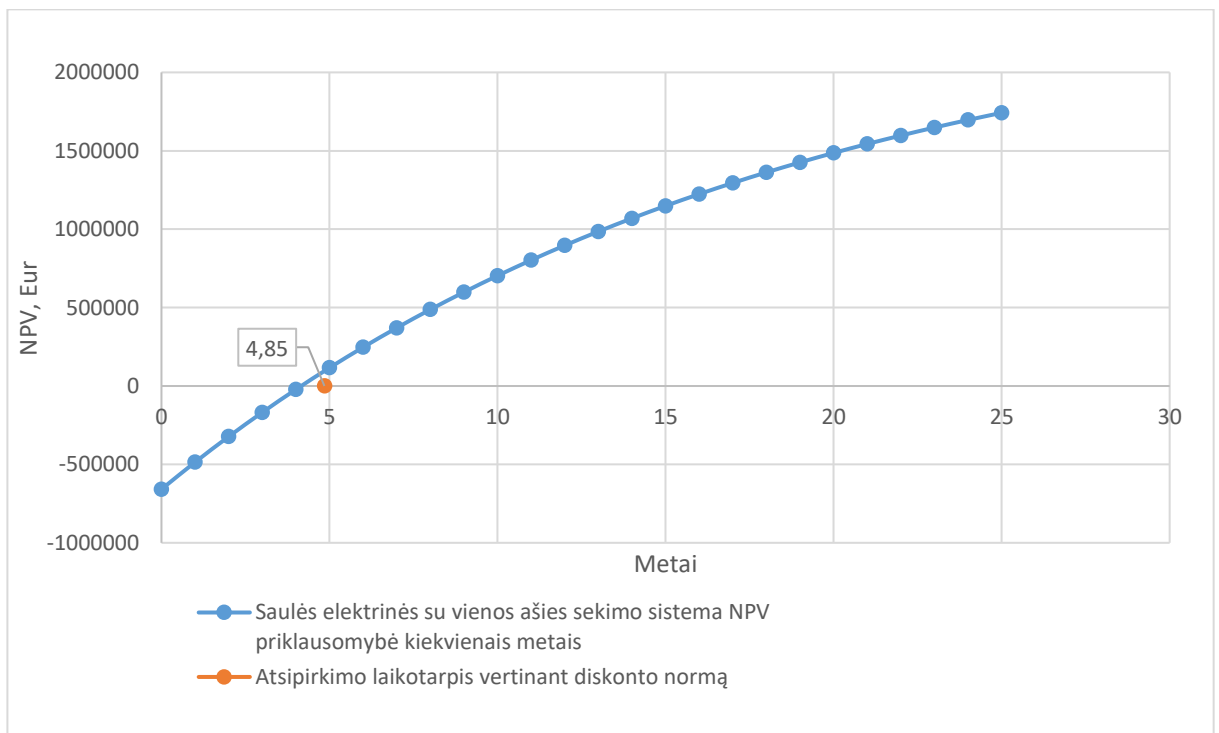
Ekonominiai rodikliai	„Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju	„Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju
NPV, Eur	909459,53	1742265,40
IRR, %	9	20
Ta, m.	5,53	3,61
Dta, m.	6,98	4,85
B/C	2,38	3,65
LCOE, Eur/kWh	0,054	0,054

Analizuojant 13 lentelėje gautus rezultatus pastebima, kad įmonei įsirengus saulės elektrinę su vienos ašies sekimo sistema ir atsiskaitant už elektros energiją abiem metodais saulės elektrinės projektas yra ekonomiškai naudingas sprendimas. Abiem nagrinėjama atsiskaitymo metodų atvejais NPV yra teigiamas. IRR reikšmė abiem atvejais viršija WACC reikšmę ir yra didesnė už užsibrėžtą minimalią vidutinę metinę grąžą (6,65 %) investuotojui. Vertinant diskonto normą saulės elektrinė „Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju atsiperka maždaug per 7 metus, o „Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju – maždaug per 5 metus. Išlaidų ir pajamų santykis (B/C) yra daugiau už 1 ir indikuoja, kad abiem atvejais atitinkamai varotojas atgauna 2,38 ir 3,65 kartų daugiau pajamų, negu patiria išlaidų. LCOE reikšmė abiem variantams yra vienoda ir yra mažesnė už elektros energijos rinkos kainą. Šiuo atveju ekonomiškai naudingesnis sprendimas yra pasirenkant „Net Billing“ atsiskaitymo metodą.

46–47 paveiksluose pateikiama saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema NPV priklausomybių kiekvienais metais rezultatai taikant „Net Metering“ ir „Net Billing“ atsiskaitymo metodus.



46 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Metering“ atsiskaitymo metodą



47 pav. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema NPV priklausomybė kiekvienais metais taikant „Net Billing“ atsiskaitymo metodą

3.5.3. Ekonominio vertinimo rezultatų palyginimas

Iš visų keturių ekonominio vertinimo metu nagrinėtų atvejų ekonomiškai naudingiausias sprendimas yra įsirengti fiksuoto kampo saulės elektrinę ir atsiskaityti už elektros energiją „Net Billing“ atsiskaitymo metodu. Šio projekto ekonominiai rodikliai yra geriausi ir įmonei projektas atsipirktų per trumpiausią laiką. Mažiausiai ekonomiškai naudingas pasirinkimas yra saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema įsirengimas ir atsiskaitymas už elektros energiją „Net Metering“ atsiskaitymo metodu. 14 lentelėje pateikiamas ekonominių rodiklių palyginimas nagrinėjamiems atvejams.

14 lentelė. Ekonominių rodiklių palyginimas nagrinėjamiems atvejams

Ekonominiai rodikliai	Fiksuoto kampo saulės elektrinė „Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju	Fiksuoto kampo saulės elektrinė „Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju	Saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema „Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju	Saulės elektrinė su vienos ašies sekimo sistema „Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju
NPV, Eur	1002740,39	1724968,52	909459,53	1742265,40
IRR, %	13	23	9	20
Ta, m.	4,76	3,41	5,53	3,61
Dta, m.	5,96	3,96	6,98	4,85
B/C	2,77	4,04	2,38	3,65
LCOE, Eur/kWh	0,054	0,054	0,054	0,054

„Net Metering“ atsiskaitymo metodo atveju elektros energijos kainų kitimo riziką prisiima elektros energijos tiekėjas, nes vartotojas moka tik už persiuntimo paslaugą, todėl tiekėjas priklausomai nuo kitimo tendencijos gali iš to uždirbti arba prarasti pinigus. „Net Billing“ atsiskaitymo metodo atveju šią riziką prisiima gaminantis vartotojas, nes patiektą į tinklą elektros energiją jis parduoda rinkos kaina tiekėjui ir rinkos kaina iš tiekėjo perka elektros energiją, kurią suvartoja iš tinklo. Įmonė, svarstanti įsirengti saulės elektrinę, turėtų įvertinti šiuos skirtumus ir suprasti, kad saulės elektrinės pagaminamos elektros energijos kiekis yra nepastovus ir skirtumas tarp pagaminamos ir suvartojamos elektros energijos gali ženkliai kisti.

Išvados

1. Išanalizavus saulės energetikos rinkos situaciją pasaulyje ir ateities perspektyvas nustatyta, jog nauja tendencija, populiarėjanti saulės energijos rinkoje, yra dvipusių (angl. „*bifacial*“) saulės elementų kūrimas siekiant padidinti energijos gamybą.
2. Didžiausią įtaką saulės elektrinės veikimo efektyvumui daro fotovoltinės technologijos, saulės spinduliuotė, aplinkos ir modulio celės temperatūra, pasvirimo kampas ir orientacija, šešėliavimas ir dulkių kaupimasis, inverterio efektyvumas.
3. Nustatyta tyrimo vertinimo metodika išsiaiškinti kokią įtaką saulės elektrinių efektyvumui turi modulių pasvirimo kampas, orientacija, atstumas tarp modulių eilių, modulių technologijos pasirinkimas, inverterio apkrovimas ir užterštumo lygis ant modulių paviršiaus. Ekonominio vertinimo metodika parengta vertinant pagrindinius ekonominius rodiklius: NPV, IRR, B/C, LCOE, atsipirkimo laikotarpį (vertinant ir nevertinant diskonto normą), atsižvelgiant į skirtingus atsiskaitymo už elektros energijos metodus.
4. Išanalizavus atliktas simuliacijas nustatyta kokią įtaką efektyvumui daro saulės elektrinių komponentų parinkimas. Optimalaus azimuto ir modulių pasvirimo kampo parinkimas turi nuo 3,9 % iki 8,14 % įtakos apšvietos reikšmei į modulių paviršių. Modulių tipo ir azimuto priklausomybė gali daryti įtakos apie 27,5 % generacijos pokyčiui. Modulio tipo parinkimas gali turėti nuo 1,33 % iki 8,49 % įtakos elektros energijos generacijos reikšmei. Atstumo tarp eilių ir azimuto priklausomybė generacijai gali daryti ženklų įtaką. Naudojant vienpusius p tipo modulius generacijos pokytis gali siekti iki 27,63 %. Pasirenkant vienpusių n tipo modulių sistemą pokytis gali padidėti iki 27,64 %. Dvipusių p tipo modulių atveju generacijos skirtumas gali siekti 30,30 %, o naudojant n tipo technologiją pokytis išauga iki 30,66 %. Neperkraunant arba mažiau apkraunant inverterius, lyginant su optimaliu apkrovimu, gaunamas ženkliai mažesnis generacijos skirtumas (nuo 0,006 % iki 0,136 %) nei perkraunant daugiau (nuo 0,359 % iki 7,012 %). Elektros energijos generacijos pokytis fiksuoto kampo saulės elektrinėms svyruoja nuo 0,45 % (atlikus vieną metinį valymą) iki 0,9 % (atlikus tris valymus per metus). Saulės elektrinių su vienos ašies sekimo sistema generacija gali kisti nuo 0,47 % (atlikus vieną metinį valymą) iki 0,94 % (atlikus tris valymus per metus).
5. Nustatyta, kad iš visų keturių ekonominio vertinimo metu nagrinėtų atvejų ekonomiškai naudingiausias sprendimas yra įsirengti fiksuoto kampo saulės elektrinę ir atsiskaityti už elektros energiją „Net Billing“ atsiskaitymo metodu. Šio projekto ekonominiai rodikliai yra geriausi ir įmonei projektas atsipirktų per 4 metus. Mažiausiai ekonomiškai naudingas pasirinkimas yra saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema įsirengimas ir atsiskaitymas už elektros energiją „Net Metering“ atsiskaitymo metodu. Šiuo atveju saulės elektrinės projektas atsipirktų per 7 metus.

Literatūros sąrašas

1. Ember. A safe climate powered by clean electricity. 2022. Prieiga per internetą: <https://ember-climate.org/>. [žiūrėjimo data: 2023-06-06]
2. Solar Power Europe. The 1TW EU Solar Pathway for 2030. 2022. Prieiga per internetą: <https://www.solarpowereurope.org/press-releases/re-power-eu-with-solar-the-1-tw-eu-solar-pathway-for-2030>. [žiūrėjimo data: 2023-06-06]
3. IEA. Electricity Market Report. 2022. Prieiga per internetą: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-january-2022/executive-summary>. [žiūrėjimo data: 2023-06-06]
4. PV magazine. BloombergNEF says global solar will cross 200 GW mark for first time this year, expects lower panel prices. 2022. Prieiga per internetą: <https://www.pv-magazine.com/2022/02/01/bloombergnef-says-global-solar-will-cross-200-gw-mark-for-first-time-this-year-expects-lower-panel-prices/>. [žiūrėjimo data: 2023-06-06]
5. Solar Power Europe. 2022: The Year of Terawatt Solar Global installed solar capacity expected to hit Terawatt mark in early 2022. 2022. Prieiga per internetą: <https://www.solarpowereurope.org/news/2022-the-year-of-terawatt-solar>. [žiūrėjimo data: 2023-06-06]
6. Mordor Intelligence. Solar Photovoltaic (PV) market - growth, trends, Covid-19 impact, and forecasts (2022 –2027). 2021. Prieiga per internetą: <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/solar-photovoltaic-market>. [žiūrėjimo data: 2023-06-06]
7. Solar Energy Global Market Report 2023. Prieiga per internetą: <https://www.thebusinessresearchcompany.com/report/solar-energy-global-market-report>. [žiūrėjimo data: 2023-06-07]
8. Adnan Aslam, Naseer Ahmed, Safian Ahmed Qureshi. Advances in Solar PV Systems; A Comprehensive Review of PV Performance, Influencing Factors, and Mitigation Techniques. 2022. Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/20/7595>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
9. Udayakumar, M.D, Anushree, G. Sathyaraj, J. Manjunathan, A. The Impact of Advanced Technological Developments on Solar PV Value Chain. 2021. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785320373132?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
10. Divine Atsu, Istvan Seres, Istvan Farkas. The state of solar PV and performance analysis of different PV technologies grid-connected installations in Hungary. 2021. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121001039?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
11. Arechkik Ameer, Abderrahime Sekkat, Khalid Loudiyi. Performance evaluation of different photovoltaic technologies in the region of Ifrane, Morocco. 2019. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082618315552?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
12. Jayanta Deb Mondol, Yigzaw G. Yohanis, Brian Norton. The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system. 2007. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148106001170?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data 2023-06-08]

13. Raden A.A. Ramadhan, Yosca R.J. Heatubun, Sek F. Tan, Hyun-Jin Lee. Comparison of physical and machine learning models for estimating solar irradiance and photovoltaic power. 2021. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121009459?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
14. Minas Patsalides, Demetres Evagorou, George Makrides. The Effect of Solar Irradiance on the Power Quality Behaviour of Grid Connected Photovoltaic Systems. 2007. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/228863997_The_Effect_of_Solar_Irradiance_on_the_Power_Quality_Behaviour_of_Grid_Connected_Photovoltaic_Systems. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
15. Adnan Al-Bashir, Mohamed Al-Dweri, Ahmad Al-Ghandoor. Analysis of Effects of Solar Irradiance, Cell Temperature and Wind Speed on Photovoltaic Systems Performance. 2019. Prieiga per internetą: <https://www.econjournals.com/index.php/ijcep/article/view/8591>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
16. Remus Pravalie, Cristian Patriche, Georgeta Bandoc. Spatial assessment of solar energy potential at global scale. A geographical approach. 2018. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652618332657?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-08]
17. M.M. Fouad, Lamia A. Shihata, ElSayed I. Morgan. An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels. 2017. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307803?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
18. Xiao, C., Yu, X., Yang, D., Que, D. Impact of Solar Irradiance Intensity and Temperature on the Performance of Compensated Crystalline Silicon Solar Cells. 2014. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024814003274?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
19. Amelia, A.R., Irwan, Y.M., Leow, W.Z., Irwanto, M., Safwati, I., Zhafarina, M. Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance. 2016. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
20. Tarek O. Kaddoura, Makbul A.M. Ramli, Yusuf A. Al-Turki. On the estimation of the optimum tilt angle of PV panel in Saudi Arabia. 2016. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116303604>. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
21. Helmke C, Jantsch M, Ossenbrink HA. The large amorphous silicon PV facade in ISPRA experience and results after one year of operation. 1995. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
22. Nakamura H, Yamada T, Sugiura T, Sakuta K, Kurokawa K. Data analysis on solar irradiance and performance characteristics of solar modules with a test facility of various tilted angles and directions. 2001. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
23. Soleimani EA, Farhangi S, Zabihi MS. The effect of tilt angle, air pollution on performance of photovoltaic systems in Tehran. 2001. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
24. Hiraoka S, Fujii T, Takakura H, Hamakawa Y. Tilt angle dependence of output power in an 80 kWp hybrid PV system installed at Shiga in Japan. 2003. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
25. Hussein HMS, Ahmad GE, El-Ghetany HH. Performance evaluation of photovoltaic modules at different tilt angles and orientations. 2004. Prieiga per internetą:

- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890403003571>. [žiūrėjimo data: 2023-06-09]
26. Sharma, M.K., Kumar, D., Dhundhara, S., Gaur, D., Verma, Y.P. Optimal Tilt Angle Determination for PV Panels Using Real Time Data Acquisition. 2020. Prieiga per internetą: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/gch2.201900109>. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 27. Viitanen, J, Energy efficient lighting systems in buildings with integrated photovoltaics, Aaltouniversity, 2015. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 28. M.C. Alonso-Garcia, J.M. Ruiz, F.Chenlo. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of photovoltaic module. 2006. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024805001145>. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 29. Saidan, M., Albaali, A.G., Alasis, E., Kaldellis, J.K. Experimental Study on the Effect of Dust Deposition on Solar Photovoltaic Panels in Desert Environment. 2016. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630132X?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-11]
 30. Gupta, V., Sharma, M., Pachauri, R.K., Dinesh Babu, K.N. Comprehensive Review on Effect of Dust on Solar Photovoltaic System and Mitigation Techniques. 2019. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19308710?via%3Dihub>. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 31. Mostefaoui, M., Ziane, A., Bouraiou, A., Khelifi, S. Effect of Sand Dust Accumulation on Photovoltaic Performance in the Saharan Environment: Southern Algeria (Adrar). 2019. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-018-3496-7>. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 32. Ashish Verma, Shivya Singhal. Solar PV Performance Parameter and Recommendation for Optimization of Performance in Large Scale Grid Connected Solar PV Plant – Case Study. 2015. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/273773520_Solar_PV_Performance_Parameter_and_Recommendation_for_Optimization_of_Performance_in_Large_Scale_Grid_Connected_Solar_PV_Plant-Case_Study [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 33. Roberto Gonzalez, Jess Lopez, Pablo Sanchis. Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic Systems. 2007. Prieiga per: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4118303>. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 34. Vu Minh Phap, Hang Thi Thuy Le. Comparison of Central Inverter and String Inverter for Solar Power Plant: Case Study in Vietnam. 2019. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/338607739_Comparison_of_Central_Inverter_and_String_Inverter_for_Solar_Power_Plant_Case_Study_in_Vietnam#fullTextFileContent. [žiūrėjimo data: 2023-06-10]
 35. „Most utility-scale fixed-tilt PV in US tilted 20 to 30 degrees“. 2018. Prieiga per internetą: <https://renewablesnow.com/news/most-utility-scale-fixed-tilt-pv-in-us-tilted-20-to-30-degrees-631668/>. [žiūrėjimo data: 2024-04-20]
 36. „Saulės elektrinės. Koks optimalus modulių pasvirimo kampas?“. 2024. Prieiga per internetą: <https://ignitis.lt/lt/duk/saules-energija/saules-elektrines/koks-optimalus-moduliu-pasvirimo-kampas>. [žiūrėjimo data: 2023-04-20]
 37. „AutoCAD“ programinė įranga. Prieiga per internetą: <https://www.autodesk.com/campaigns/autocad-family>. [žiūrėjimo data: 2024-01-15]

38. „PVCASE“ programinė įranga. Prieiga per internetą: <https://pvcase.com/ground-mount/>. [žiūrėjimo data: 2024-01-16]
39. „A powerful software for your photovoltaic systems“. Prieiga per internetą: <https://www.pvsyst.com/>. [žiūrėjimo data: 2024-01-17]
40. Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation. 2024. Prieiga per internetą: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation/>. [žiūrėjimo data: 2024-02-23]
41. Technology Data for Generation of Electricity and District Heating. 2024. Prieiga per internetą: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and-> [žiūrėjimo data: 2024-02-23]
42. SOMMERFELDT, N., „Solar PV in prosumer energy systems. A Techno-economic analysis on sizing, integration, and risk“. 2019. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/339738481_Solar_PV_in_prosumer_energy_systems_A techno-economic_analysis_on_sizing_integration_and_risk. [žiūrėjimo data: 2024-02-23]
43. „Net metering vs. Net billing explained“. 2022. Prieiga per internetą: <https://www.energysage.com/solar/net-metering-vs-net-billing/>. [žiūrėjimo data: 2024-02-24]
44. „Is Overloading Your Solar Inverter a Good Idea?“. Prieiga per internetą: <https://ornatesolar.com/blog/is-overloading-your-solar-inverter-a-good-idea>. [žiūrėjimo data: 2024-04-23]
45. Persiuntimo paslaugos kainos (be PVM) trečiosios grupės vartotojams, kurių leistinoji naudoti galia yra didesnė nei 30 kW. 2024. Prieiga per internetą: https://www.eso.lt/lt/verslui/elektra_99/tarifai-kainos-atsiskaitymai-ir-skolos/persiuntimo-paslaugos-kainos-2024_2783/zemosios-itampos-elektros-tinklų_2789.html. [žiūrėjimo data: 2024-04-25]
46. „NordPool“ 2023 metų elektros energijos kainos Lietuvoje duomenys. 2023. Prieiga per internetą: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=2023-01-01¤cy=EUR&aggregation=Monthly&deliveryAreas=LT>. [žiūrėjimo data: 2024-04-25]
47. „SOLR.V WACC - Weighted Average Cost of Capital“. Prieiga per internetą: <https://valueinvesting.io/SOLR.V/valuation/wacc>. [žiūrėjimo data: 2024-04-25]

Priedai

1 priedas. Fiksuoto kampo optimalios saulės elektrinės PVsyst ataskaita



Version 7.4.6

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: SIMULATION

Variant: FIXED TILT

Unlimited sheds

System power: 1013 kWp

Pasmilgys - Lithuania



Project: SIMULATION

Variant: FIXED TILT

PVsyst V7.4.6

VDI, Simulation date:
04/25/24 21:52
with V7.4.6

Project summary

Geographical Site Pasmingys Lithuania	Situation Latitude 55.30 °N Longitude 23.96 °E Altitude 43 m Time zone UTC+2	Project settings Albedo 0.20
Weather data Pasmingys Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited sheds	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Ext. defined as file
Sheds	Mutual shadings of sheds	LOADPROFILE_Commercial_BDEW_G2.CSV
Tilt 40 °	Electrical effect	
Azimuth 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 1512 units	Nb. of units 9 units	
Pnom total 1013 kWp	Pnom total 900 kWac	
	Pnom ratio 1.126	

Results summary

Produced Energy 1176.61 MWh/year	Specific production 1161 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 94.26 %
Used Energy 1248.86 MWh/year		Solar Fraction SF 38.21 %

Table of contents

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



Project: SIMULATION

Variant: FIXED TILT

PVsyst V7.4.6

VDT, Simulation date:
04/25/24 21:52
with V7.4.6

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited sheds	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	15 units
Sheds		Unlimited sheds	
Tilt	40 °	Sizes	
Azimuth	0 °	Sheds spacing	15.0 m
		Collector width	4.79 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	31.9 %
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	15.2 °
		Shadings electrical effect	
		Cell size	21.0 cm
		Strings in width	4 units
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Mutual shadings of sheds	
		Electrical effect	
		User's needs	
		Ext. defined as file	
		LOADPROFILE_Commercial_BDEW_G2.CSV	
Bifacial system			
Model	2D Calculation		
	unlimited sheds		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Sheds spacing	15.00 m	Ground albedo	0.20
Sheds width	4.79 m	Bifaciality factor	80 %
Limit profile angle	15.2 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	31.9 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Height above ground	0.80 m	Shed transparent fraction	0.0 %

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
121352	109290	105581	101484	105759	89837	92548	93184	101307	105759	102228	120530	1248859	kWh

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-670NEG21C.20	Model	SUN2000-100KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	1512 units	Number of Inverters	9 units
Nominal (STC)	1013 kWp	Total power	900 kWac
Modules	54 string x 28 In series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (→35°C)	105 kWac
Pmpp	937 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1005 V	Power sharing within this Inverter	
I mpp	933 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	1013 kWp	Total power	900 kWac
Total	1512 modules	Max. power	945 kWac
Module area	4697 m²	Number of Inverters	9 units
Cell area	4401 m²	Pnom ratio	1.13



Project: SIMULATION

Variant: FIXED TILT

PVsyst V7.4.6

VDT, Simulation date:
04/25/24 21:52
with V7.4.6

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to Irradiance		Global array res.	18 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	0.8 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.963	0.891	0.672	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.11 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-H1	
Wire section (9 Inv.)	Alu 9 x 3 x 95 mm²
Average wires length	193 m



Project: SIMULATION

Variant: FIXED TILT

PVsyst V7.4.6

VDT, Simulation date:
04/25/24 21:52
with V7.4.6

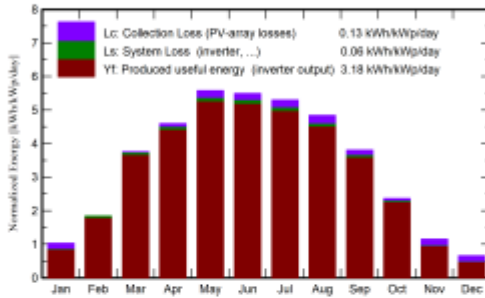
Main results

System Production

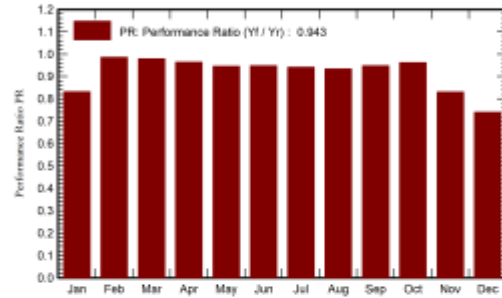
Produced Energy 1176.61 MWh/year
Used Energy 1248.86 MWh/year

Specific production 1161 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 94.26 %
Solar Fraction SF 38.21 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio	EFrGrid MWh	EFrGrid MWh
January	15.6	10.92	-3.66	32.0	26.9	27.5	6.5	0.832	100.9	100.9
February	30.7	20.79	-2.63	51.3	48.4	52.1	20.1	0.986	78.2	78.2
March	78.7	39.27	1.49	116.5	111.7	117.8	71.1	0.979	61.2	61.2
April	116.2	63.13	7.94	137.9	131.4	137.4	83.3	0.964	50.1	50.1
May	163.6	74.02	13.75	173.0	164.8	169.2	106.9	0.946	47.0	47.0
June	166.2	75.76	16.39	164.8	156.8	161.6	103.6	0.948	35.2	35.2
July	165.6	83.48	19.33	164.3	156.0	160.1	100.9	0.942	36.6	36.6
August	133.8	71.66	18.28	150.1	142.7	144.9	90.6	0.934	41.8	41.8
September	87.8	48.49	12.99	114.1	108.9	111.8	62.7	0.948	54.4	54.4
October	46.0	25.96	7.37	73.2	70.0	72.8	38.3	0.962	72.7	72.7
November	16.5	10.30	3.24	34.6	30.2	29.8	12.3	0.831	85.4	85.4
December	9.5	6.90	-0.50	20.4	15.4	15.7	2.9	0.740	108.2	108.2
Year	1030.2	530.68	7.89	1232.2	1163.1	1200.6	699.4	0.943	771.6	771.6

Legends

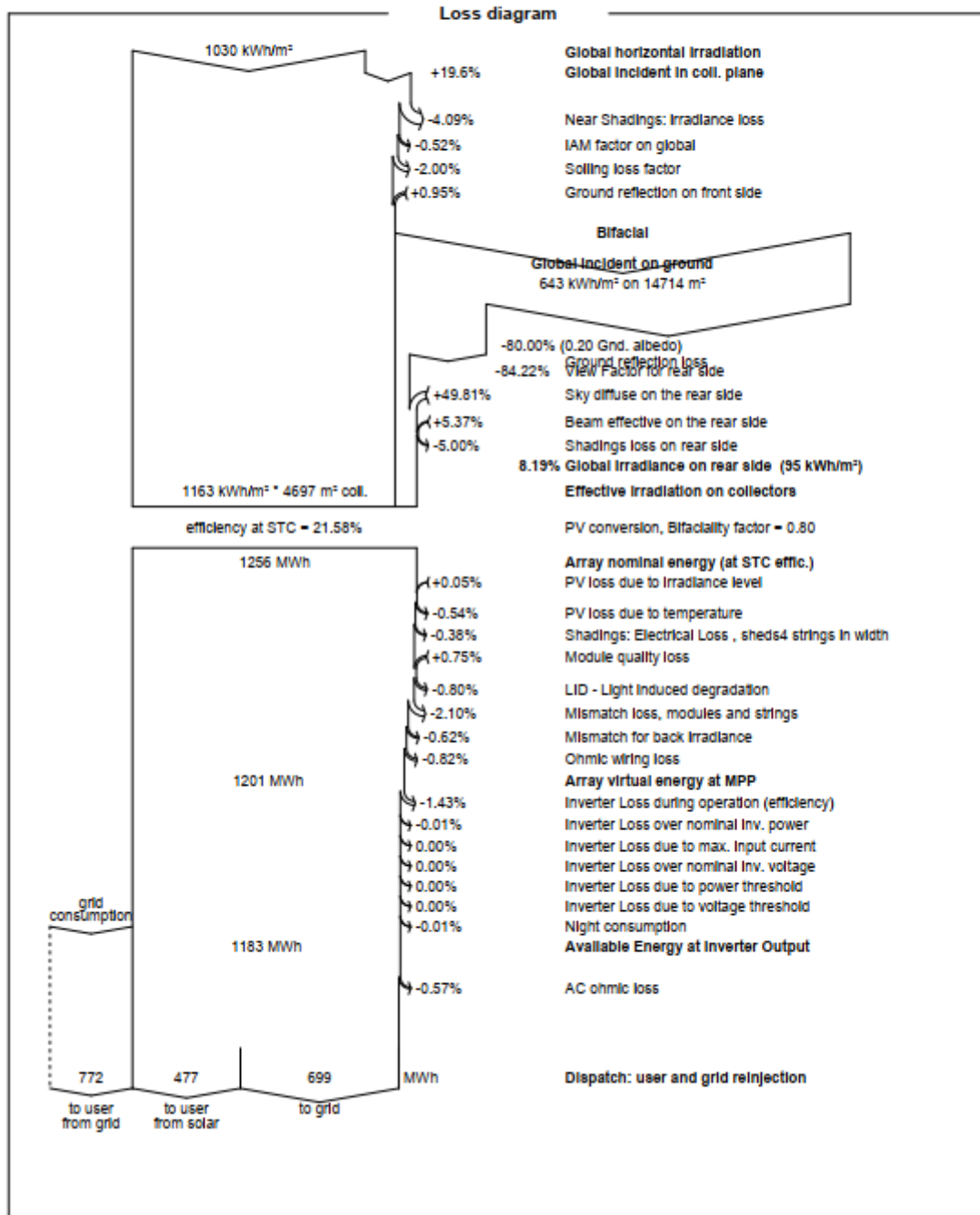
GlobHor	Global horizontal Irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse Irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global Incident In coll. plane	EFrGrid	Energy from the grid
GlobEff	Effective Global,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



PVsyst V7.4.6
 VDT, Simulation date:
 04/25/24 21:52
 with V7.4.6

Project: SIMULATION

Variant: FIXED TILT





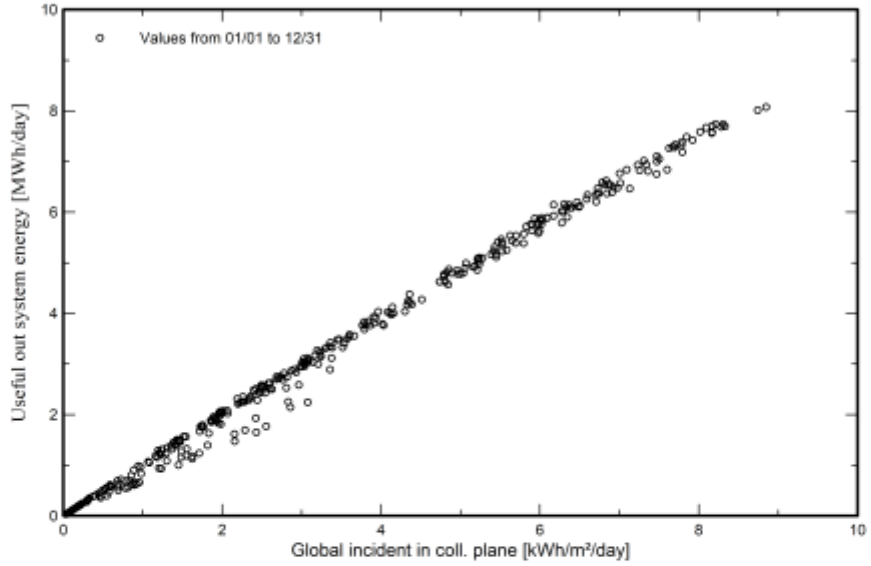
PVsyst V7.4.6
VDT, Simulation date:
04/25/24 21:52
with V7.4.6

Project: SIMULATION

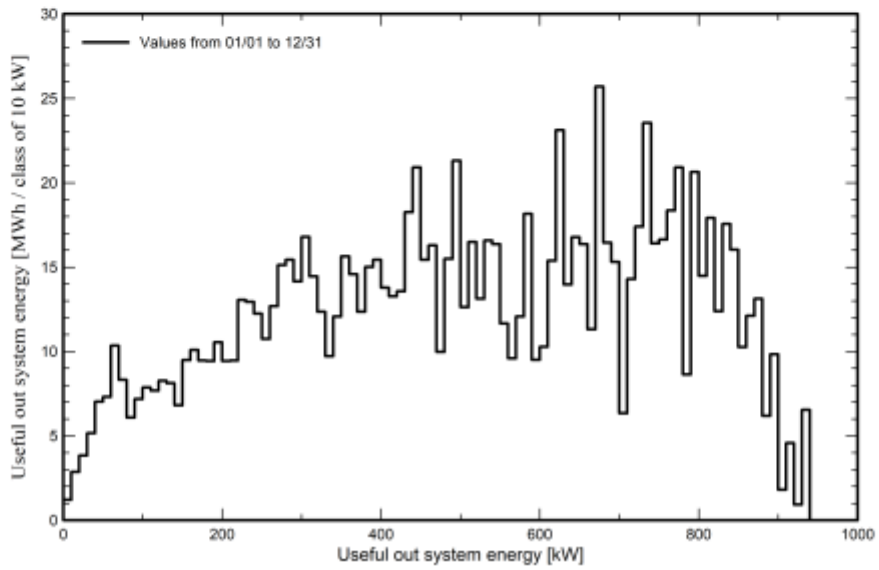
Variant: FIXED TILT

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



2 priedas. Saulės elektrinės su vienos ašies sekimo sistema PVsyst ataskaita



Version 7.4.6

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: SIMULATION

Variant: TRACKERS

Unlimited Trackers with backtracking

System power: 1013 kWp

Pasmilgys - Lithuania



PVsyst V7.4.6
 VDT, Simulation date:
 04/25/24 22:07
 with V7.4.6

Project: SIMULATION

Variant: TRACKERS

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Pasmilgya	Latitude 55.30 °N	Albedo 0.20
Lithuania	Longitude 23.96 °E	
	Altitude 43 m	
	Time zone UTC+2	
Weather data		
Pasmilgya		
Meteonorm 8.1 (2007-2017), Sat=100% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking		Near Shadings
PV Field Orientation			No Shadings
Orientation		Tracking algorithm	
Tracking horizontal axis		Irradiance optimization	
		Backtracking activated	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	1512 units	Nb. of units	9 units
Pnom total	1013 kWp	Pnom total	900 kWac
		Pnom ratio	1.126
User's needs			
Ext. defined as file			
LOADPROFILE_Commercial_BDEW_G2.CSV			

Results summary

Produced Energy	1317.24 MWh/year	Specific production	1300 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	93.06 %
Used Energy	1248.86 MWh/year			Solar Fraction SF	40.27 %

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



Project: SIMULATION

Variant: TRACKERS

PVsyst V7.4.6

VDT, Simulation date:
04/25/24 22:07
with V7.4.6

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking											
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array										
Orientation		Irradiance optimization	Nb. of trackers 15 units										
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	Unlimited trackers										
			Sizes										
			Tracker Spacing 15.0 m										
			Collector width 4.79 m										
			Ground Cov. Ratio (GCR) 31.9 %										
			Phi min / max. +/- 60.0 °										
			Backtracking strategy										
			Phi limits for BT +/- 71.3 °										
			Backtracking pitch 15.0 m										
			Backtracking width 4.79 m										
			Shadings electrical effect										
			Cell size 21.0 cm										
			Strings in width 4 units										
Models used		Near Shadings											
Transposition	Perez	No Shadings	User's needs										
Diffuse	Perez, Meteorom		Ext. defined as file										
Circumsolar	separate		LOADPROFILE_Commercial_BDEW_G2.CSV										
Horizon		Bifacial system											
Free Horizon		Model	2D Calculation										
			unlimited trackers										
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions											
Tracker Spacing	15.00 m	Ground albedo	0.20										
Tracker width	4.79 m	Bifaciality factor	80 %										
GCR	31.9 %	Rear shading factor	5.0 %										
Axis height above ground	0.80 m	Rear mismatch loss	10.0 %										
		Shed transparent fraction	0.0 %										
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
121352	109290	105581	101484	105758	89837	92548	93184	101307	105758	102228	120530	1248859	kWh

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-670NEG21C.20	Model	SUN2000-100KTL-H1
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	1512 units	Number of Inverters	9 units
Nominal (STC)	1013 kWp	Total power	900 kWac
Modules	54 string x 28 in series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (↔35°C)	105 kWac
Pmpp	937 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	1005 V	Power sharing within this Inverter	
I mpp	933 A		



Project: SIMULATION

Variant: TRACKERS

PVsyst V7.4.6

VDI, Simulation date:
04/25/24 22:07
with V7.4.6

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	1013 kWp	Total power	900 kWac
Total	1512 modules	Max. power	945 kWac
Module area	4697 m ²	Number of Inverters	9 units
Cell area	4401 m ²	Pnom ratio	1.13

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to Irradance		Global array res.	18 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	0.8 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.963	0.891	0.672	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.11 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-H1	
Wire section (9 Inv.)	Alu 9 x 3 x 95 mm ²
Average wires length	193 m



Project: SIMULATION

Variant: TRACKERS

PVsyst V7.4.6

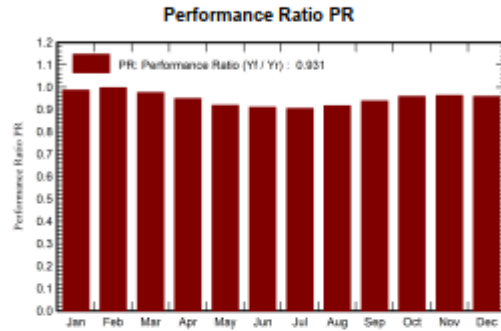
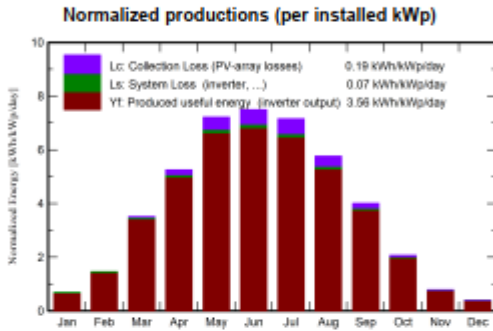
VDI, Simulation date:

04/25/24 22:07

with V7.4.6

Main results

System Production			
Produced Energy	1317.24 MWh/year	Specific production	1300 kWh/kWp/year
Used Energy	1248.86 MWh/year	Perf. Ratio PR	93.06 %
		Solar Fraction SF	40.27 %



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR	EFrGrid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio	MWh	MWh
January	15.6	10.92	-3.66	21.1	20.0	21.5	1.4	0.987	101.7	101.7
February	30.7	20.79	-2.63	40.2	38.4	41.3	9.5	0.997	78.2	78.2
March	78.7	39.27	1.49	108.9	104.7	109.6	62.1	0.976	60.0	60.0
April	116.2	63.13	7.94	157.6	151.5	154.4	96.3	0.949	46.3	46.3
May	163.6	74.02	13.75	223.7	215.5	212.7	143.9	0.919	41.3	41.3
June	166.2	75.76	16.39	225.0	216.7	211.8	147.6	0.910	30.1	30.1
July	165.6	83.48	19.33	221.8	213.6	207.5	142.7	0.905	32.0	32.0
August	133.8	71.66	18.28	178.8	172.1	169.4	110.9	0.917	38.1	38.1
September	87.8	48.49	12.99	120.2	115.6	116.4	65.1	0.938	52.2	52.2
October	46.0	25.96	7.37	64.1	61.6	63.4	28.8	0.958	72.3	72.3
November	16.5	10.30	3.24	23.5	22.4	23.5	5.7	0.963	85.0	85.0
December	9.5	6.90	-0.50	12.4	11.8	12.4	0.4	0.959	108.9	108.9
Year	1030.2	530.68	7.89	1397.3	1344.0	1343.7	814.3	0.931	745.9	745.9

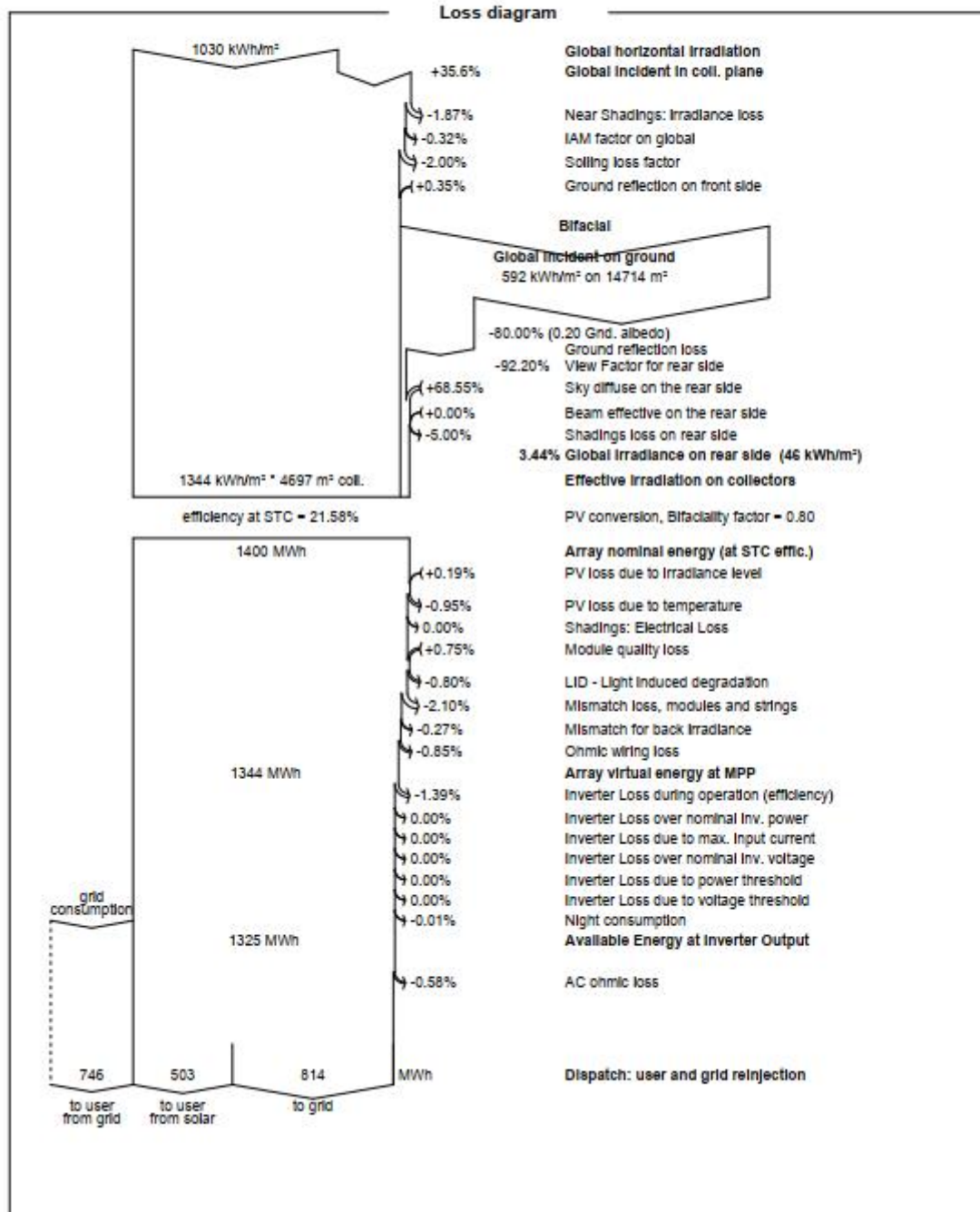
Legends

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	EFrGrid	Energy from the grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



PVsyst V7.4.6
 VDT, Simulation date:
 04/25/24 22:07
 with V7.4.6

Project: SIMULATION
 Variant: TRACKERS



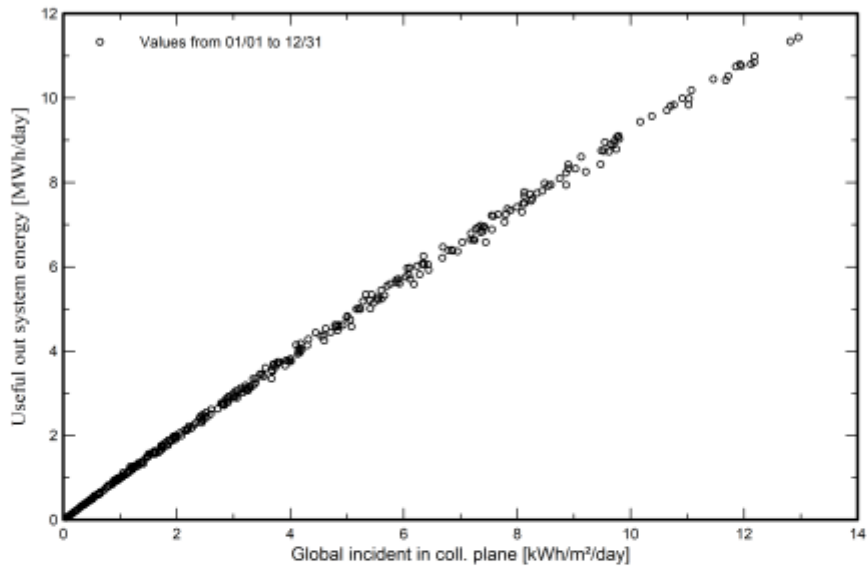


PVsyst V7.4.6

VDT, Simulation date:
04/25/24 22:07
with V7.4.6

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

