



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

**Atsinaujinančių energijos šaltinių įtakos elektros kokybės
parametrams tyrimas**

Baigiamasis magistro projektas

Lukas Šerpetauskas

Projekto autorius

Prof. Audrius Jonaitis

Vadovas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Atsinaujinančių energijos šaltinių įtakos elektros kokybės parametrams tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

Lukas Šerpetauskas

Projekto autorius

Prof. Audrius Jonaitis

Vadovas

Asist. Artūras Baronas

Recenzentas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Lukas Šerpetauskas

Atsinaujinančių energijos šaltinių įtakos elektros kokybės parametrams 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.

Lukas Šerpetauskas

Patvirtinta elektroniniu būd

Šerpetauskas, Lukas. Atsinaujinančių energijos šaltinių įtakos elektros kokybės parametrams tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas prof. dr. Audrius Jonaitis; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Reikšminiai žodžiai: atsinaujinantys energijos ištekliai, elektros kokybė, paskirstytoji generacija, saulės elektrinės, įtampos stabilumas, klimato neutralumas, elektros tinklų valdymas.

Kaunas, 2025. 50 p.

Santrauka

Šiame darbe nagrinėjama atsinaujinančių energijos išteklių (AEI), ypač saulės ir vėjo elektrinių, integracija į elektros energetikos sistemas ir jų poveikis elektros kokybei. Analizuojama, kaip šiuolaikinės paskirstytosios generacijos technologijos, veikiamos kintančių sąlygų ir prijungtos prie skirstomųjų tinklų, keičia galios srautus, įtampos lygį bei sukelia papildomų iššūkių dėl reaktyviosios galios poreikio ir harmoninių iškraipymų. Darbe taip pat apžvelgiami aktualūs Europos Sąjungos politiniai tikslai – žaliojo kurso įgyvendinimas ir klimato neutralumo siekis – bei jų ryšys su Lietuvos energetikos strategija.

Šios temos aktualumas šiuo metu – ypač didelis. Didėjanti AEI įrenginių dalis mūsų energetikos sistemoje reiškia, kad vis daugiau energijos gauname iš švarių, bet nepastovių šaltinių. Tai reiškia ne tik pažangą aplinkosaugos srityje, bet ir rimtus iššūkius tinklų stabilumui, elektros kokybei ir saugiam sistemų veikimui. Jau šiandien susiduriame su problemomis, kai įtampa kai kuriose vietose per dieną šokinėja daugiau nei leidžia normos, atsiranda harmoniniai triukšmai, o srautai tinkle keičia kryptį – visa tai veikia būtinę bei pramoninę įrangą.

Darbo tikslas – parodyti, kad norint sėkmingai pereiti prie žaliosios energetikos, neužtenka tik statyti daugiau saulės ar vėjo jėgainių. Reikia ir išmaniai valdyti energijos sistemas, laikytis techninių reglamentų (tokie kaip RfG – reikalavimai generatoriams (angl. Requirements for Generators)), modernizuoti tinklus bei aktyviai diegti sprendimus, padedančius išlaikyti elektros kokybę. Darbe pateikiami ir realių tyrimų bei literatūros analizės duomenys, kuriais pagrindžiama, kaip AEI įrenginiai veikia tinklą ir kokios priemonės gali padėti išlaikyti stabilų, saugų ir efektyvų energijos tiekimą.

Šerpetauskas, Lukas. Research of Renewable Energy Sources Impact on Electricity Quality Parameters. Master's Final Degree Project / supervisor prof. dr. Audrius Jonaitis; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

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

Keywords: renewable energy resources, electricity quality, distributed generation, solar power plants, voltage stability, climate neutrality, electricity grid management.

Kaunas, 2025. 50.

Summary

This paper examines the integration of renewable energy sources (RES), particularly solar and wind power plants, into power systems and their impact on electricity quality. It analyzes how modern distributed generation technologies, influenced by variable conditions and connected to distribution networks, alter power flows and voltage levels, while also introducing additional challenges related to reactive power demand and harmonic distortions. The paper also reviews the current political goals of the European Union – the implementation of the Green Deal and the pursuit of climate neutrality – and their connection with the Lithuanian Energy Strategy.

The relevance of this topic is especially high today. The growing share of RES installations in our energy system means that an increasing amount of energy is being generated from clean but unstable sources. This reflects not only progress in the field of environmental protection, but also presents serious challenges to the stability of power networks, electricity quality, and the safe operation of systems. Even today, issues are being observed, such as voltage fluctuations that exceed regulatory limits during the day, the presence of harmonic distortions, and changes in the direction of power flows – all of which impact both household and industrial equipment.

The aim of this paper is to demonstrate that a successful transition to green energy requires more than just the construction of additional solar or wind power plants. It is also essential to manage energy systems intelligently, comply with technical regulations (such as RfG – Requirements for Generators), modernize power grids, and actively implement solutions that help maintain power quality. The paper also presents data from real-world research and literature analysis, which substantiate how RES installations affect the power grid and what measures can help ensure a stable, safe, and efficient energy supply.

Turinys

Lentelių sąrašas	7
Paveikslų sąrašas	8
Įvadas	9
1. Literatūrinė analizė	10
1.1. Elektrinių iš atsinaujinančių išteklių plėtra Lietuvoje	11
1.2. Elektros kokybės parametrai	12
1.2.1. Dažnio stabilumas	13
1.2.2. Įtampos svyravimai	15
1.2.3. Įtampos asimetrija	17
1.2.4. Mirkėjimai	19
1.2.5. Patikimumas	19
1.3. Atsinaujinančių energijos šaltinių veikimo principai	20
1.3.1. Saulės elektrinių veikimo principai	20
1.3.2. Vėjo elektrinių veikimo principai	23
2. Tyrimo metodika	28
2.1. Tyrimo objektas ir tikslai	29
2.2. Naudojama programinė įranga	29
2.3. Modelio sudarymas	29
2.4. Tyrimo eigos planas	30
3. Eksperimentinė dalis	32
3.1. Duomenys ir metodai	32
3.1.1. Scenarijai	33
3.1.2. Duomenų rinkinys	34
3.2. Rezultatai ir analizė	34
3.2.1. Įtampų lygio ir nuokrypių analizė	34
3.2.2. Fazės kampų ir galios srautų analizė	37
3.2.3. Galios nuostolių įvertinimas	40
3.2.4. Galios faktorius ($\cos \varphi$) ir jo pokyčiai	41
3.2.5. Harmoniniai iškraipymai	43
3.2.6. Rezultatų aptarimas	44
Išvados	46
Literatūros sąrašas	48

Lentelių sąrašas

1 lentelė. 10/0,4 kV transformatorinių duomenys.....	33
2 lentelė. 10 kV linijos laidininkų duomenys.....	33
3 lentelė. fazių kampai skirtinguose mazguose.....	39

Paveikslų sąrašas

1 pav. gaminančių vartotojų prijungimo tendencijos Lietuvoje [16].....	11
2 pav. techninių sąlygų (TS) gaminantiems vartotojams su rekonstrukcijų poreikiu statistika [17]	12
3 pav. linijų pralaidumus ribojantys veiksniai	13
4 pav. dažnio svyravimai esant normalioms darbo sąlygoms	14
5 pav. dažnio svyravimai esant nenormalioms darbo sąlygoms	15
6 pav. įtampos svyravimų grafikas [4].....	16
7 pav. Įtampos svyravimų grafinė tipologizacija pagal LST EN 50160 standartą [3].....	17
8 pav. a) Subalansuotos (simetrinės) sistemos fazinės įtampos; b) Nesubalansuotos (asimetrinės) sistemos fazinės įtampos	18
9 pav. Simetrinės dedamosios: a) Tiesioginės sekos; b) Atvirkštinės sekos; c) Nulinės sekos.....	18
10 pav. saulės modulio schema.....	20
11 pav. inverterio principinė schema [12]	21
12 pav. vėjo turbino komponentai [5]	25
13 pav. L-200 iš Kartena TP (pažymėta mėlyna spalva)	32
14 pav. Tinklo įtampos profilio pavyzdys 10 kV linijoje L-200 (žali stulpeliai žymi mazgų įtampas % nuo nominalo).	35
15 pav. Įtampos pasiskirstymas tinklo gale esant 2 MW saulės elektrinei mazge Ka-212. Tolimiausioje atkarpoje įtampos pasiekia ~113–117% (žali stulpai su užrašu viršuje), pažymėtos įspėjimais (raudoni taškai), nes viršija +10% normą. Arčiau pastotės (dešinėje) įtampos lieka normos ribose (~105–108%).	36
16 pav. Didžiausios tinklo įtampos priklausomybė nuo prijungtos saulės elektrinės galios, palyginant du prijungimo taškus: prie pastotės artimo mazgo Ka-211 (geltona kreivė) ir nutolusio mazgo Ka-212 (oranžinė kreivė). Raudona punktyrinė linija žymi +10% įtampos ribą.	37

Įvadas

Norint pasiekti valstybės nustatytus tikslus, reikia sparčiai plėsti elektrines, naudojančias atsinaujinančių energijos išteklius (AEI) visoje Lietuvoje. Tam būtina tobulinti teisinį reguliavimą, plėsti finansinės paramos schemas, didinti visuomenės sąmoningumą švarios energetikos srityje ir tobulinti techninę infrastruktūrą. Nepaisant to, didžiausią įtaką plėtros tempui turi techniniai iššūkiai, su kuriais susiduriama prijungiant naujas elektrines prie elektros tinklų. Šie iššūkiai tampa vis didesni ir reikalauja nuolatinio dėmesio bei inovatyvių sprendimų. Tai iš esmės keičia klasikinį elektros energijos tiekimo principą – nuo centralizuoto prie decentralizuoto modelio. Tokie pokyčiai reikalauja pažangių valdymo sistemų, tokių kaip automatinis įtampos reguliavimas (AVR), skaitmeniniai apsaugos algoritmai bei tinklų stebėseną realiuoju laiku, kad būtų užtikrinta nepertraukiama ir kokybiška elektros energijos tiekimo paslauga.

Tyrimo aktualumas slypi tame, kad AEI (ypač saulės ir vėjo elektrinių) skverbtis sukuria naujas įtampų reguliavimo, galios srautų bei energijos kokybės problemas, ypač regioniniuose ir žemesnės įtampos tinkluose. Atsiradus dideliame kiekiui galios elektronikos įrenginių, dažnėja įtampos virpesiai, harmonikos, o įtampos stabilumas tampa sunkiau valdomas. Ši problema tampa ypač aktuali Lietuvoje, kur AEI plėtra yra viena sparčiausių Europos Sąjungoje.

Remiantis Eurostato duomenimis (2023 m.) [29], Lietuva pagal pagaminamos elektros energijos kiekį iš AEI per metus viršija ES vidurkį – daugiau kaip 27 % šalies elektros buvo pagaminta iš atsinaujinančių šaltinių, o planuojama, kad 2030 m. šis rodiklis viršys 45 %. Tuo tarpu globaliai – AEI plėtra stipriausiai vyksta Šiaurės Europoje, taip pat Kinijoje, Indijoje, JAV. Pasaulinės AEI tendencijos rodo, kad AEI integracija į elektros tinklus sukelia vis didesnius iššūkius susijusius su įtampų reguliavimu, apkrovos valdymu ir patikimumu.

Šio tyrimo tikslas – siekiant pasiekti darbo tikslą ir pagrįsti saulės elektrinių integracijos į skirstomuosius tinklus poveikį elektros energijos kokybės parametrų, keliami šie uždaviniai:

1. Ištirti saulės elektrinių poveikį tinklo įtampos profiliui bei nustatyti galimas įtampos nuokrypio problemas esant skirtingoms generacijos galioms ir tinklo mazgų stiprumui.
2. Įvertinti galios srautų pasikeitimus tinkle, nustatyti bidirekcinį (dvipusį) galios srautų atsiradimo sąlygas ir jų įtaką tinklo valdymui bei apsaugų veikimui.
3. Analizuoti linijų ir transformatorių apkrovos bei nuostolių kitimą esant įvairiems saulės generacijos scenarijams, identifikuoti potencialius šiluminių ribų viršijimus ir perkrovų rizikas.
4. Išnagrinėti galios faktoriaus ($\cos \varphi$) pokyčius ir įvertinti poreikį įdiegti galios koeficiento valdymo funkcijas saulės inverteriuose arba taikyti papildomas reaktyviosios galios kompensavimo priemones.
5. Įvertinti harmoninių iškraipymų lygį esamomis ir prognozuojamomis sąlygomis, nustatyti galimą jų didėjimą AEI integracijai intensyvėjant ir pasiūlyti harmonikų mažinimo priemones.
6. Parengti tinklo valdymo ir kokybės stebėsenos rekomendacijas.
7. Pateikti optimalius AEI generacijos paskirstymo sprendimus tinklo atkarpose, atsižvelgiant į techninius, saugos ir elektros kokybės aspektus.

1. Literatūrinė analizė

Mokslinėje literatūroje vis didesnis dėmesys skiriamas atsinaujinančių energijos šaltinių, ypač saulės ir vėjo elektrinių, įtakai elektros energijos kokybės parametrams. Kadangi šios elektrinės dažniausiai prijungiamos prie paskirstymo tinklų ir veikia per keitiklius, jos gali turėti reikšmingą poveikį tokiems kokybės rodikliams kaip įtampos nuokrypis, harmoniniai iškraipymai, galios faktorius ar dažnio stabilumas.

Moksliniuose straipsniuose [32] analizuojama, kaip paskirstytoji saulės ir vėjo generacija lemia įtampos viršnormius, ypač mažos apkrovos sąlygomis. Straipsnio autoriai pabrėžia, kad didelė generacijos koncentracija gali sukelti įtampos asimetriją ir įtampos kilimą virš 110 % nominalo, ypač silpnese tinklo taškuose. Kitose straipsniuose [33] analizuojama, kaip didelės galios saulės fotovoltinės (PV) sistemos, prijungtos prie paskirstymo tinklų, gali sukelti įtampos kilimą, mirgėjimą (angl. flicker) ir galios faktoriaus sumažėjimą, ypač esant kintančioms oro sąlygoms.

Be to, tyrimuose [34] pabrėžiama, kad AEI integracija į tinklą gali sukelti įtampos nestabilumą, harmoninius iškraipymus, dažnio svyravimus ir reaktyviosios galios disbalansą. Straipsnyje siūlomi sprendimai, tokie kaip energijos kaupimo sistemos, lankstūs kintamosios srovės perdavimo sistemos (angl. *flexible AC transmission systems – FACTS*) įrenginiai ir pažangios inverterių technologijos, siekiant pagerinti elektros kokybę.

Kituose moksliniuose tyrimuose [35] nagrinėjama, kaip taikant DSTATCOM – paskirstytą statinį sinchroninį kompensatorių – galima efektyviai integruoti vėjo energijos pagrindu veikiančias paskirstytosios generacijos (angl. *distributed generation – DG*) sistemas į elektros tinklą. Pagrindinis dėmesys skiriamas netiesioginio srovės valdymo algoritmui, kuris leidžia DSTATCOM realiuoju laiku reguliuoti tiek aktyviosios, tiek reaktyviosios galios srautus tarp vėjo elektrinės ir tinklo.

Eksperimentiniai ir modeliuoti rezultatai rodo, kad DSTATCOM padeda:

- Padidinti vėjo elektrinės aktyviosios galios įtekėjimą į tinklą 20–25 %;
- Sumažinti reaktyviosios galios poreikį iš tinklo, kas pagerina bendrą tinklo balansą;
- Užtikrinti stabilų DC įtampos palaikymą, net esant apkrovos ar veikimo režimo pokyčiams;
- Efektyviai dirbti tiek reaktyviają galią tiekdamas į tinklą (kai veikia kaip kondensatorius), tiek ją absorbuodamas (kai veikia kaip induktyvi apkrova).
- Reaguoti greitai į sistemos pokyčius ir palaikyti galios kokybės rodiklius optimaliame lygyje.

Tyrimo metu sukurta eksperimentinė vėjo ir saulės hibridinė sistema su 750 W galia, kurioje DSTATCOM įgyvendintas tiek MATLAB modeliavimu, tiek praktiniame bandymų stende. Gauti rezultatai patvirtina, kad tokie įrenginiai gali tapti efektyviais reaktyviosios galios kompensatoriais bei elektros kokybės stabilizatoriais paskirstytosios generacijos sistemose.

Moksliniuose tyrimuose [32][33][34][35] plačiai akcentuojama, kad atsinaujinančių energijos šaltinių integracija kelia naujus iššūkius galios kokybės srityje, kurių sprendimui būtini tiek technologiniai, tiek valdymo strategijos pokyčiai. Analizuojant šaltinius tampa akivaizdu, kad efektyvi tokių sistemų integracija privalo būti grindžiama ne tik tinklo pralaidumo ar ekonominiais kriterijais, bet ir detalio elektros kokybės parametrų analize.

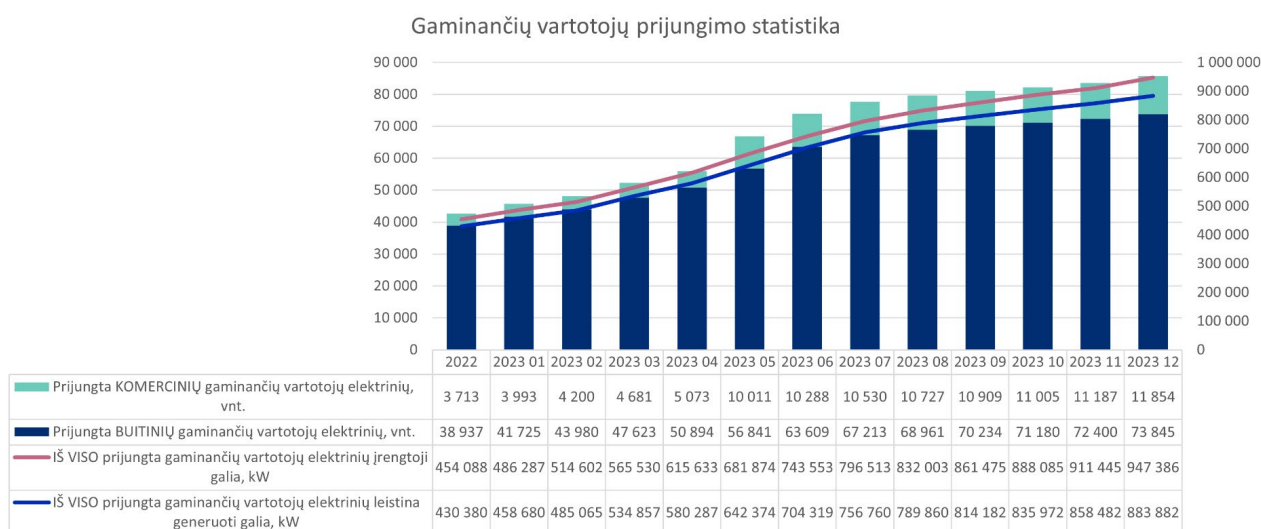
1.1. Elektrinių iš atsinaujinančių išteklių plėtra Lietuvoje

Atsinaujinantys energijos šaltiniai Lietuvoje tampa vis svarbesniu šalies energetikos sektoriaus komponentu. Pastaraisiais metais šalis padarė didelę pažangą diegiant ir plečiant įvairias atsinaujinančios energijos technologijas, ypač vėjo ir saulės energijos srityse. Vėjo jėginių parkai jau yra įsitvirtinę Lietuvos kraštovaizdyje, o jų įrengta galia sparčiai auga. Saulės energija taip pat sparčiai populiarėja, tiek individualiuose namuose, tiek didesnėse saulės elektrinėse. Be to, Lietuvoje aktyviai plėtojama biomasės energija, kurioje naudojamos vietinės medžiagos, tokios kaip mediena ir žemės ūkio atliekos. Atsinaujinančių energijos šaltinių plėtra prisideda prie energetinės nepriklausomybės didinimo, anglies dioksido išmetimų mažinimo ir klimato kaitos stabdymo. Lietuvos vyriausybė siekia ir toliau skatinti šių šaltinių naudojimą, numatydama įvairias paramos priemones ir investicijas į technologijų tobulinimą bei infrastruktūros plėtrą. [18]

Atsinaujinančios energijos šaltinių plėtra Lietuvoje taip pat apima pažangias technologijas ir inovacijas, kurios padeda efektyviau išnaudoti turimus resursus. Įgyvendinamos įvairios iniciatyvos, skirtos skatinti bendruomenių įsitraukimą į atsinaujinančios energijos projektus, taip padedant užtikrinti energijos tiekimo saugumą ir stabilumą vietos lygmeniu. Svarbią reikšmę turi ir energetikos efektyvumo didinimas, modernizuojant senus energijos tinklus bei diegiant išmaniąsias technologijas, kurios leidžia geriau valdyti energijos srautus ir mažinti nuostolius. [19] [20]

Be to, Lietuva aktyviai dalyvauja tarptautinėse iniciatyvose, siekdama dalintis patirtimi ir žiniomis su kitomis šalimis, bei gauti finansavimą iš Europos Sąjungos fondų. Šios pastangos padeda Lietuvai judėti link ambicingų tikslų, tokių kaip visiška perėjimas prie atsinaujinančios energijos šaltinių iki 2050 metų. [15]

Vyriausybės ir privačiojo sektoriaus bendradarbiavimas yra esminis veiksnys sėkmingai įgyvendinant atsinaujinančios energijos projektus. Investicijos į mokslinius tyrimus ir technologijų plėtrą, kartu su viešųjų ir privačių lėšų mobilizavimu, sudaro sąlygas nuolatiniam sektoriaus augimui. Tokiu būdu Lietuva ne tik prisideda prie pasaulinės klimato kaitos problemos sprendimo, bet ir stiprina savo ekonomikos konkurencingumą bei kuria naujas darbo vietas. [19] [20]

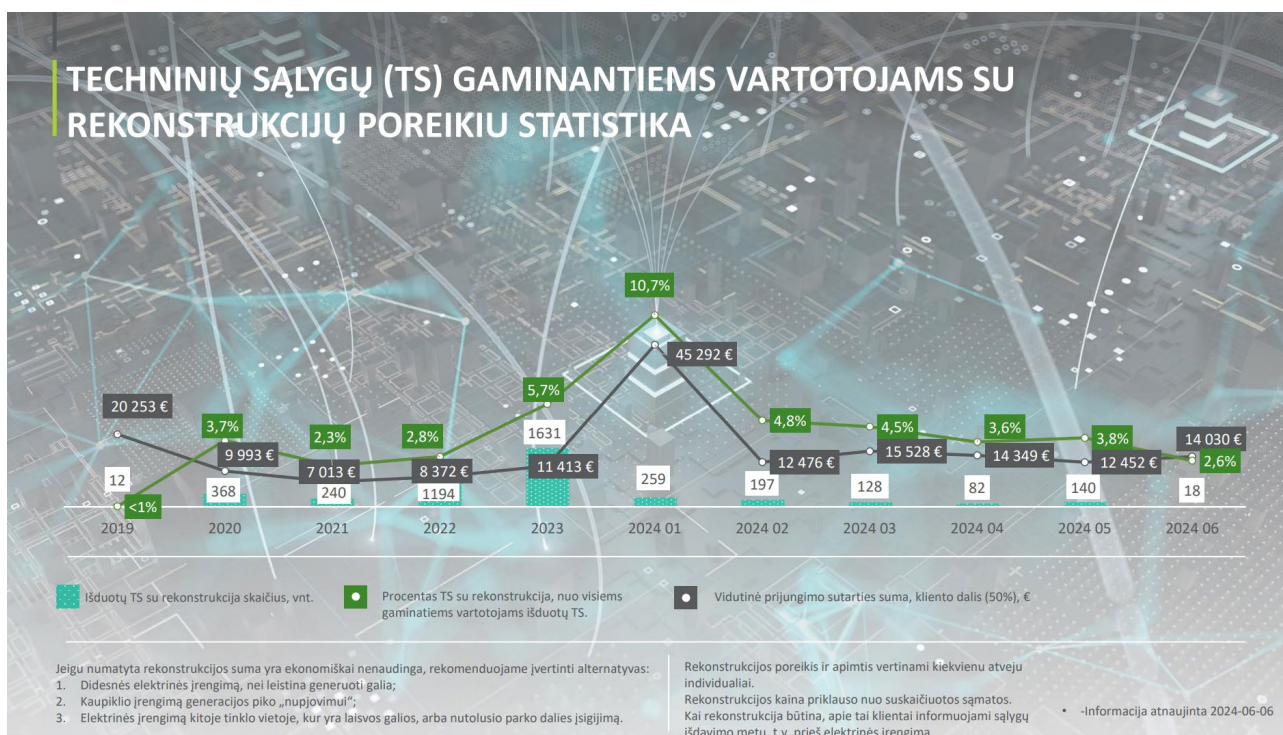


1 pav. gaminančių vartotojų prijungimo tendencijos Lietuvoje [16]

1.2. Elektros kokybės parametrai

Elektros kokybės parametrai yra itin svarbūs siekiant užtikrinti patikimą ir stabilų elektros energijos tiekimą vartotojams. Elektros kokybės rodikliai apima dažnio stabilumą, įtampos lygių palaikymą, harmoninius iškraipymus, trumpalaikius pertraukimus ir kitus parametrus, kurie turi tiesioginę įtaką elektros prietaisų veikimui. Tačiau, prisijungiant atsinaujinantiems energijos ištekliams (toliau – AEI) prie elektros tinklo, susiduriama su įvairiais sunkumais.

Vienas pagrindinių iššūkių yra tai, kad AEI, tokie kaip saulės ir vėjo jėgainės, gamina energiją kintančia galia, priklausomai nuo oro sąlygų. Dėl šios priežasties, elektros tiekimo stabilumas gali būti paveiktas, sukeldamas įtampos svyravimus ir dažnio nukrypimus. Be to, didelio masto AEI integracija į tinklą gali sukelti harmoninių iškraipymų, kurie neigiamai veikia tiek pačius elektros tinklus, tiek prijungtus įrenginius.

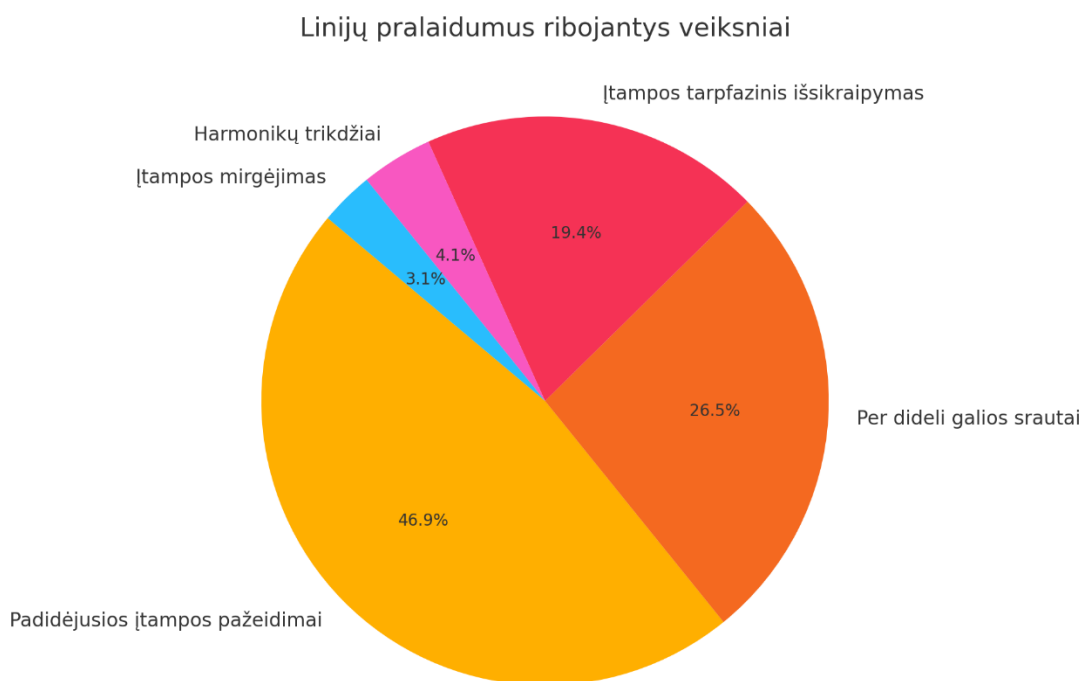


2 pav. techninių sąlygų (TS) gaminantiems vartotojams su rekonstrukcijų poreikiu statistika [17]

Nuosekliai augantis gaminančių vartotojų skaičius ir didėjanti įrengtoji bei leidžiama generuoti galia nurodo vis dažnesnį techninių sąlygų išdavimą, kuris dažnai reikalauja tinklo rekonstrukcijų. Didėjant gaminančių vartotojų skaičiui ir jų poreikiams, būtina atlikti tinklo modernizavimus, siekiant užtikrinti patikimą ir efektyvų elektros tiekimą. Techninių sąlygų išdavimas su elektros tinklo rekonstrukcijos poreikiu rodo didėjantį infrastruktūros pritaikymą atsinaujinančių energijos šaltinių integracijai, kas yra svarbu siekiant tvarios energetikos sistemos. [16] [17]

Norint spręsti šias problemas, būtina diegti pažangias tinklo valdymo sistemas ir išmaniuosius inžinerinius sprendimus, kurie padėtų subalansuoti kintančią AEI gamybą su vartojimo poreikiais. Taip pat reikalingos investicijos į elektros energijos saugojimo technologijas, kurios leistų kaupti perteklinę energiją ir ją naudoti tuomet, kai gamyba yra mažesnė. Tik integruotas požiūris ir pažangios technologijos gali užtikrinti aukštos kokybės elektros tiekimą nepaisant AEI sukeliama iššūkių. [21]

Praktikoje iškyla techniniai ribojimai, kurie neleidžia efektyviai išnaudoti elektros tinklo pajėgumų. Moksliniai tyrimai rodo, kad didžiausią kliūtį saulės elektrinių prijungimui sudaro padidėjusios įtampos pažeidimai, atsakingi už 46% visų atvejų. Per dideli galios srautai laidininkuose sudaro dar 26% trikdžių, o įtampos tarp fazinis išsikraipymas siekia 19%. Mažesnę dalį ribojimų sudaro harmoninių trikdžių (4%) ir įtampos mirgėjimo (3%) poveikis. Šie veiksniai riboja tinklo stabilumą ir neleidžia visiems norintiems prijungti savo elektrines prie skirstomųjų tinklų.



3 pav. linijų pralaidumus ribojantys veiksniai

1.2.1. Dažnio stabilumas

Dažnis yra vienas pagrindinių elektros energijos kokybės parametru, kurio stabilumas yra būtinas elektros sistemoms ir įrenginiams tinkamai veikti. Projektuojant ir eksploatuojant elektros prietaisus, tokius kaip elektros varikliai ir elektronikos prietaisai, laikoma, kad dažnis yra standartinis – 50 hercu. Norint apibrėžti elektros sistemos dažnį normaliomis darbo sąlygomis, naudojami šie parametrai:

- Δf – dažnio nuokrypis, leidžiantis įvertinti dažnio kitimą:

$$\Delta f = f - f_r; \quad (1)$$

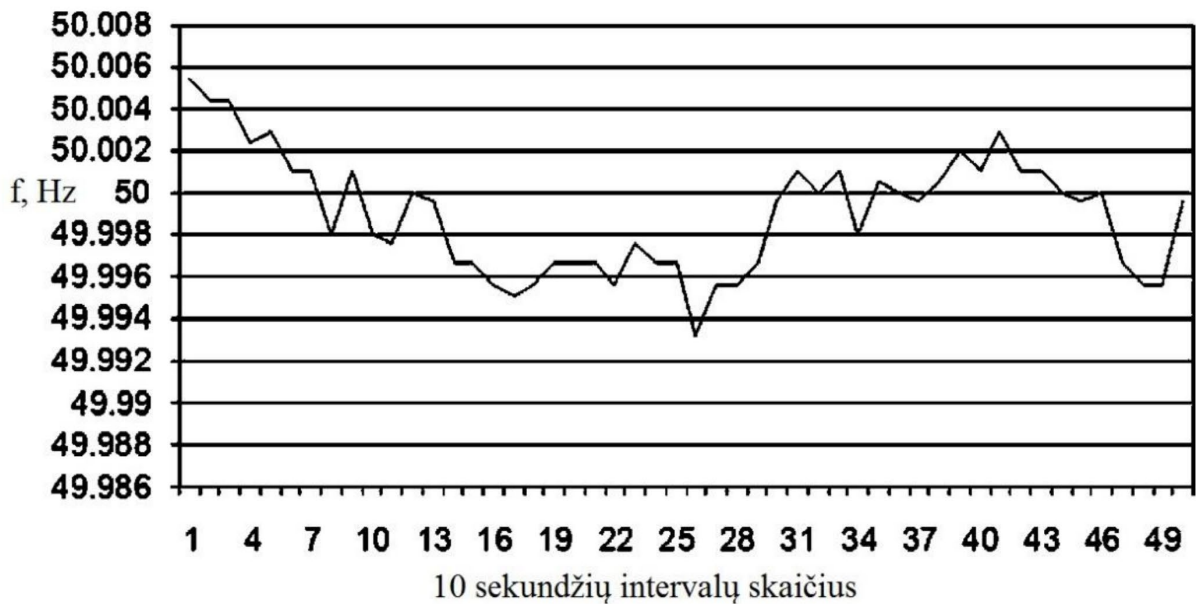
čia f – išmatuotasis tinklo dažnis, f_r – nustatytas tinklo dažnis lygus 50 Hz.

- Santykinis dažnio nuokrypis e_f (%):

$$e_f = \frac{f - f_r}{f_r} \times 100. \quad (2)$$

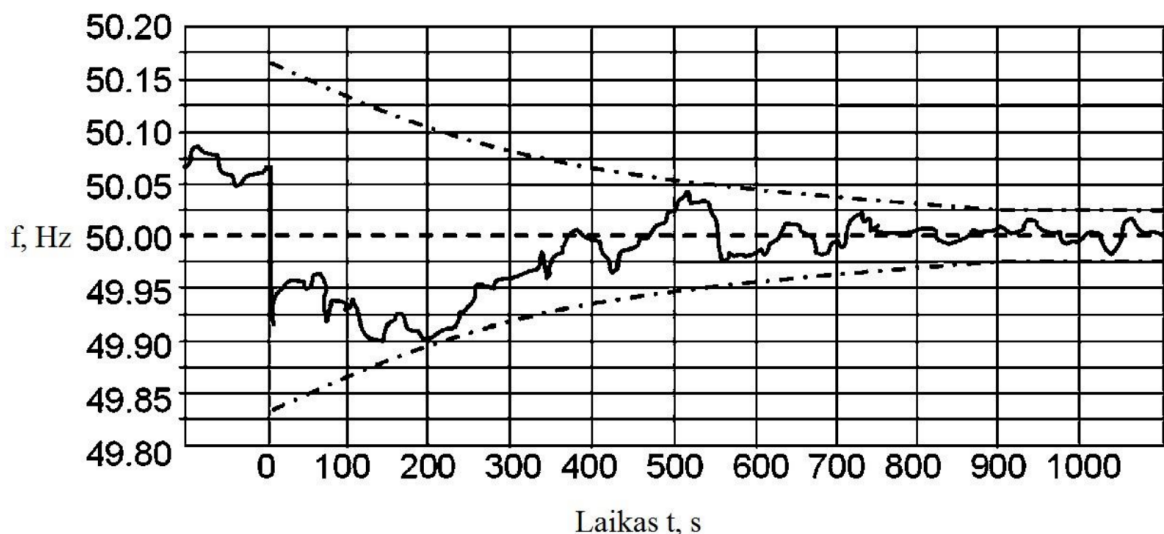
Remiantis EN 50160/2006 standartu, nustatytas tinklo dažnis yra 50 Hz. Esant normalioms darbo sąlygoms, vidutinė dažnio reikšmė, matuojama 10 sekundžių intervale turi išlikti tokia:

- sistemoms su sinchronine jungtimi į bendrą sistemą:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ – toks dažnio svyravimas leidžiamas 95 % laiko, imant metų laikotarpį;
 - b) $50 \text{ Hz} + 4\%/-6\%$ – toks dažnio svyravimas leidžiamas nuolatos;
- sistemoms su asinchronine jungtimi į bendrą sistemą (pavyzdžiui sistemoms veikiančioms salos režimu):
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 2\%$ – toks dažnio svyravimams leidžiamas 95% laiko, imant savaitės laikotarpį;
 - b) $50 \text{ Hz} \pm 15\%$ – dažnio svyravimams leidžiamas nuolatos.



4 pav. dažnio svyravimai esant normalioms darbo sąlygoms

3 pav. pateiktas grafikas parodo dažnio svyravimus esant normalioms darbo sąlygoms, kai dažnis svyruoja leistinose normose.



5 pav. dažnio svyravimai esant nenormalioms darbo sąlygoms

Pateiktame 4 pav. grafike matomas dažnio kitimas, atsirandantis dėl gedimo elektros tinkle, stebimas 1000 sekundžių laikotarpiu. Elektros tinklo stabilų vardinį dažnį palaiko sinchroniniai kompensatoriai, todėl elektros energetikos sistemoje tam numatytos specialios elektrinės, kurių darbuotojai yra atsakingi už dažnio stabilumą [2].

Netikėti galios pokyčiai vartotojų pusėje gali būti kompensuojami elektrinių agregatų greičio reguliatoriais, kurie padeda atkurti galios balansą ir užtikrina dažnio stabilumą. Kad toks reguliavimas būtų efektyvus, veikiančių agregatų galios rezervai turi būti pakankami. Visgi tam tikrose situacijose agregatų galios rezervų nepakanka – ypač tuo atveju, kai staigiai išjungiamas didelis gamybos blokas ar visa elektrinė, arba kai įvyksta avarija aukštos įtampos linijoje. Tada įvyksta dažnio kritimas, keliantis rimtą pavojų. Toks dažnio mažėjimas gali sukelti grandininę reakciją, dėl kurios rizikuojama sustabdyti visų elektrinių darbą sistemoje. Dažnio kritimo laviną dažnai lemia šiluminių elektrinių savųjų reikmių agregatų našumo mažėjimas. Greitas hidroelektrinių (HE) paleidimas trunka iki 120 sekundžių ir dėl to negali būti panaudotas kaip prevencinė priemonė, esant greitam dažnio kritimui. Tokiu atveju vienintelė veiksminga priemonė – atjungti dalį vartotojų, siekiant atkurti galios balansą ir išlaikyti dažnį artimą vardiniam [4].

Dažnio reguliavimo efektyvumas vertinamas pagal elektrinio laiko paklaidą, kuri rodo skirtumą tarp sinchroninio laiko (t. y. laikrodžio, varomo sinchroniniu elektros varikliu, prijungtu prie tinklo) ir astronominio laiko. Ši laiko paklaida elektros sistemose yra reglamentuota. Elektros tinkluose dėl įvairių prietaisų ir įtaisų veiklos gali atsirasti nesisteminiai dažniai, kurie yra standartinio pramoninio dažnio kartotiniai, pavyzdžiui, 150 Hz, 250 Hz, 350 Hz ir kiti [6].

1.2.2. Įtampos svyravimai

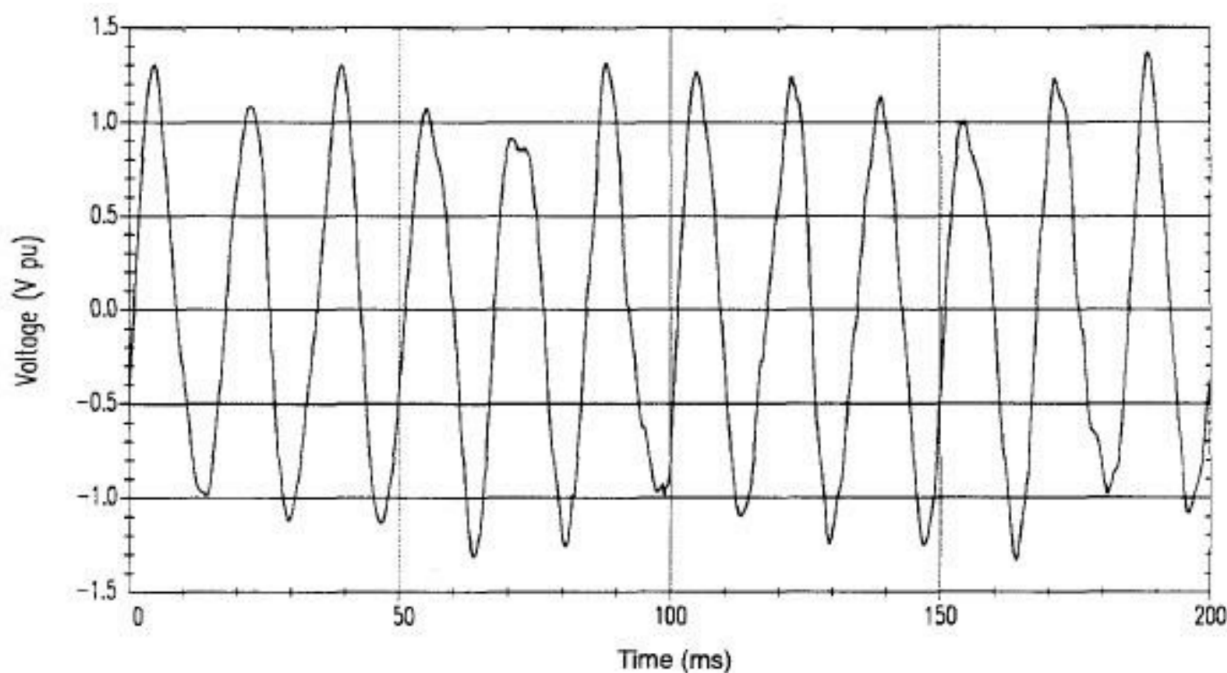
Elektros sistemoje srovės dažnis yra vienodas visame tinkle, tačiau įtampa gali skirtis atskiruose elektros tinklo taškuose. Dėl šios priežasties dažnis laikomas bendru visos sistemos elektros kokybės rodikliu, o įtampa – lokalizuotu rodikliu. Įtampos dydį tam tikruose tinklo taškuose lemia keletas faktorių: generatorių išėjimo (gnybtų) įtampa, elektros energijos srautai tinkle, paties tinklo parametrai, elektros vartotojų reikalaujama galia bei įtampos reguliavimo įrenginių veikimas. Pagal Europos standartą EN 50160, įtampa skirstomuosiuose elektros tinkluose bent 95 % laiko privalo išlikti ± 8 % ribose nuo vardinės reikšmės. Elektros prietaisai yra projektuojami taip, kad veiktų patikimai esant įtampos pokyčiams šiame leistiname intervale [2]. Elektros tinkluose neįmanoma visiškai išvengti trumpalaikių įtampos svyravimų – staigių jos sumažėjimų ar padidėjimų, truncančių iki kelių sekundžių. Tokių įtampos svyravimų pavyzdys pateiktas grafike (žr. 5 pav.). Įtampos pokyčius elektros tinkluose lemia šie veiksniai [3]:

- generatorių ar elektros perdavimo linijų įjungimas arba atjungimas;
- trumpieji jungimai;
- didelės galios elektros įrenginių įjungimas arba išjungimas;
- visos apkrovos arba jos dalies pokyčiai;
- trumpieji jungimai (paminėta pakartotinai originale);
- elektros imtuvų įjungimas ar išjungimas.

Lietuvoje įtampos svyravimų normos nustatytos standarte „LST EN 50160:2010 Viešųjų skirstomųjų tinklų tiekiamos elektros įtampinės charakteristikos“. Jame numatyta, kad įprastomis eksploataavimo

sąlygomis, išskyrus įtampos pertrūkius ar pažeidimus, kiekvienos savaitės visų 10 minučių intervalų tiekiamos įtampos vidutinių kvadratinių verčių 95 % reikšmių vidurkis turi būti $UN \pm 10\%$ ribose. Standarte nurodyta vardinė žemosios įtampos reikšmė UN yra tokia [7]:

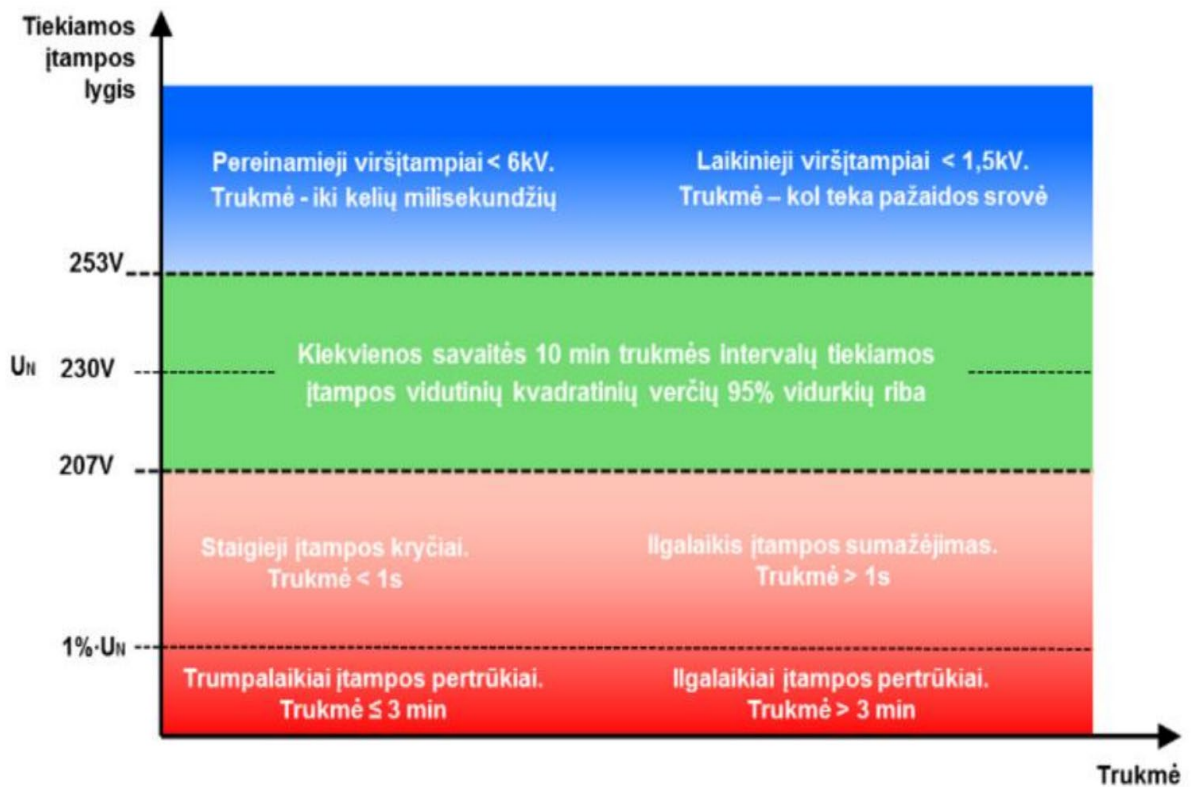
- **Dvilaidėje vienfazėje sistemoje** – 230 V tarp fazės ir neutralės.
- **Keturlaidėje trifazėje sistemoje** – 230 V tarp fazės ir neutralės (400 V tarp fazių).



6 pav. įtampos svyravimų grafikas [4]

Įtampos svyravimų neigiami poveikiai [3]:

- Įtampos svyravimai gali trukdyti įmonių gamybos procesams, dėl to didėja brokuotų gaminių kiekis.
- Įtampos nukrypimai neigiamai veikia elektros variklių veikimą – sumažėjus įtampai, mažėja įmagnetinimo reaktyvioji galia, o esant pastoviam galios poreikiui, variklio srovė didėja, dėl to perkaista izoliacija ir trumpėja variklio eksploatacijos laikas.
- Įtampos nestabilumas trikdo elektroninės aparatūros veikimą ir mažina jos ilgaamžiškumą.
- 10–15% įtampos svyravimai gali pažeisti baterijas, keitiklius, indukcinės krosnis ir elektrolizės įrenginius.
- Fazinės įtampos pokyčiai gali sukelti elektros variklių vibracijas ir dėl to padidinti mechaninių konstrukcijų, ant kurių jie tvirtinami, nusidėvėjimą, trumpinanti jų tarnavimo trukmę.
- Įtampos svyravimai lemia kaitrinių lempų mirgėjimą, sukeldami nemalonų psichologinį poveikį, akių nuovargį ir bendrą organizmo diskomfortą.



7 pav. Įtampos svyravimų grafinė tipologizacija pagal LST EN 50160 standartą [3]

Europos standarte LST EN 50160 yra apibrėžtos, išsamiai paaiškintos ir tiksliai nusakytos pagrindinės įtampos charakteristikos viešuosiuose žemosios, vidutinės ir aukštosios įtampos tinklų vartotojų maitinimo taškuose esant normaliam veikimo režimui. Šiame standarte pateikiamos įtampos charakteristikų leistinosios vertės arba ribos, kurių neturėtų viršyti įtampa jokiuose viešųjų Europos elektros tinklų maitinimo taškuose [3].

Įtampos svyravimai (nuokrypiai) gali būti apskaičiuojami formule:

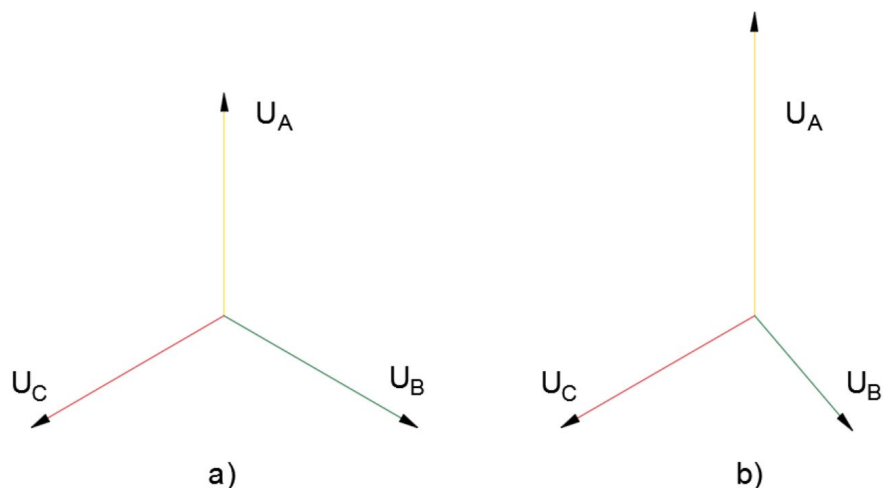
$$\delta U_t = \frac{U_i - U_{ai+1}}{U_{vard}} \times 100\%; \quad (3)$$

čia U_{vard} – vardinė įtampa, δU_t – įtampos svyravimai procentais, U_i – momentinė įtampa laikotarpiu t , U_{ai+1} – momentinė sekančio intervalo a įtampa.

1.2.3. Įtampos asimetrija

Subalansuotoje elektros sistemoje, kurioje nėra įtampos asimetrijos, visų fazių įtampos amplitudės yra vienodos, o tarpusavio kampai lygūs po 120° . Bet koks nukrypimas nuo šių sąlygų sukelia įtampos asimetriją. Apibendrinant, įtampos asimetrija – tai trifazės sistemos būseną, kai tenkinama bent viena iš šių sąlygų [1]:

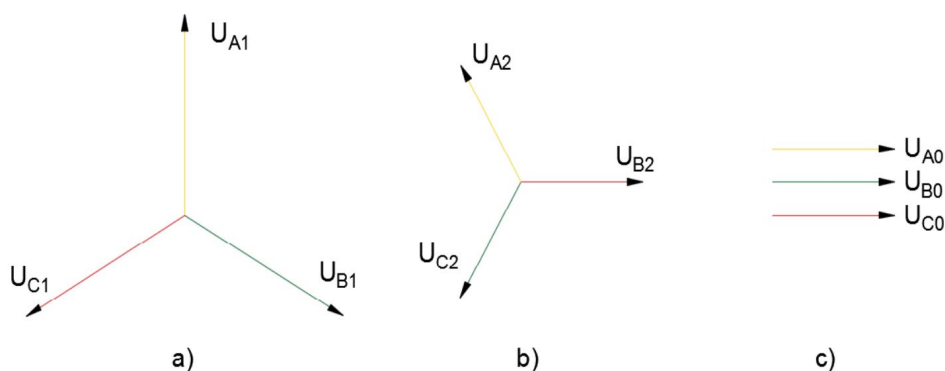
- fazinių įtampų vidutinės vertės nėra vienodos;
- fazinių įtampų tarpusavio kampai nėra po 120° .



8 pav. a) Subalansuotos (simetrinės) sistemos fazinės įtampos; b) Nesubalansuotos (asimetrinės) sistemos fazinės įtampos

8 paveiksle pateiktas palyginimas tarp simetrinės sistemos fazinių įtampų ir asimetrinės sistemos, kurios fazinės įtampos turi skirtingas amplitudes bei kampinius tarpusavio nuokrypius. Analizuojant įtampos asimetriją simetrinių dedamųjų metodu, nesimetrinės sistemos įtampos yra išskaidomos į tris simetrines dedamąsias: tiesioginės, atvirkštinės ir nulinės sekos [2]:

- tiesioginės sekos dedamosios yra vienodo dydžio, išsidėsčiusios kas 120° ir sukasi prieš laikrodžio rodyklę;
- atvirkštinės sekos dedamosios yra taip pat vienodo dydžio, išsidėsčiusios kas 120° , bet sukasi pagal laikrodžio rodyklę;
- nulinės sekos dedamosios yra lygiagrečios, vienodo dydžio ir nejuda jokia kryptimi.



9 pav. Simetrinės dedamosios: a) Tiesioginės sekos; b) Atvirkštinės sekos; c) Nulinės sekos

Fazinių įtampų asimetrijai didėjant, tiesioginės sekos dedamoji mažėja, o atvirkštinės sekos dedamoji didėja. Žemiau pateiktomis formulėmis apskaičiuojamos tiesioginės, atvirkštinės ir nulinės sekos dedamosios:

Tiesioginės sekos:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3} (\underline{U}_A + a^2 \underline{U}_B + a \underline{U}_C). \quad (4)$$

Atvirkštinės sekos:

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3} (\underline{U}_A + a \underline{U}_B + a^2 \underline{U}_C). \quad (5)$$

Nulinės sekos:

$$\underline{U}_1 = \frac{1}{3} (\underline{U}_A + a^2 \underline{U}_B + a \underline{U}_C). \quad (6)$$

Įtampos asimetrijos leistinos ribos nustatytos standarte LST EN 50160:2001. Remiantis šiuo standartu, 95 % savaitės laikotarpio įtampos asimetrija turi būti ne didesnė nei ± 2 %. Vietose, kur vartotojų įranga yra dalinai vienfazė ar dvifazė, elektros tinklo trifazė įtampos asimetrija gali pasiekti iki 3 % ties atsakomybės ir eksploataavimo ribos taškais [2].

Asimetrijos faktorius U_U apskaičiuojamas pagal šią formulę:

$$U_U = \frac{|UB|}{|UA|} \times 100\%; \quad (7)$$

Asimetrija taip pat gali būti apskaičiuojama naudojantis šia formule:

$$U_U = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \times \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \times \beta}}} \times 100\%; \quad (8)$$

$$\text{čia } \beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2}.$$

Mokslinėje literatūroje [25] taip pat galima rasti ir šiek tiek kitokia išraiška pateiktą formulę įtampos asimetrijai apskaičiuoti:

$$\text{įtampos asimetrija} = \frac{\text{maks.nuokrypis nuo vidutinės } \{U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}\} \text{ vertės}}{\text{idutinės įtampos } \{U_{ab}, U_{cb}, U_{ca}\} \text{ vertės}}; \quad (9)$$

1.2.4. Mirgėjimai

Elektros energijos tiekimo kokybės parametrams didelę įtaką daro įtampos svyravimai, kurie sukelia vadinamuosius šviesos mirgėjimus. Šviesos mirgėjimai (angl. *flicker*) yra vizualiai pastebimas apšvietimo intensyvumo svyravimas, atsirandantis dėl elektros tinklo įtampos svyravimų. Mirgėjimai dažniausiai kyla dėl didelių, netolygiai veikiančių elektros imtuvų, tokių kaip suvirinimo įranga ar kasybos pramonėje naudojami mechanizmai. Atsinaujinančių energijos šaltinių, ypač vėjo ir saulės elektrinių, integracija į tinklus gali prisidėti prie šio reiškinio dėl jų generuojamos elektros galios kintamumo. EN 50160 standartas reglamentuoja leistiną mirgėjimų intensyvumą, kuris yra vertinamas naudojant P_{st} (trumpalaikis mirgėjimo koeficientas) ir P_{lt} (ilgalaikis mirgėjimo koeficientas) rodiklius. P_{st} reikšmė neturėtų viršyti 1, o P_{lt} – 0,8 per savaitės trukmės stebėjimo laikotarpį. Dideli mirgėjimai ne tik mažina elektros tiekimo kokybę, bet ir gali sukelti diskomfortą vartotojams bei sumažinti elektroninės įrangos patikimumą.

1.2.5. Patikimumas

Patikimumas yra vienas svarbiausių elektros energijos tiekimo kokybės rodiklių, apibūdinantis elektros tiekimo sistemos gebėjimą užtikrinti nepertraukiamą ir stabilią elektros energiją vartotojams. Patikimumas tiesiogiai susijęs su tinklo struktūra, priežiūra bei energijos šaltinių stabilumu. Atsinaujinančių energijos šaltinių integracija, nors ir prisideda prie švaresnės energijos gamybos, kelia papildomų iššūkių tinklo patikimumui. Saulės ir vėjo elektrinės gamina energiją priklausomai nuo oro sąlygų, todėl jų generacija yra nevienoda ir sunkiai prognozuojama. Dėl to gali padidėti elektros energijos tiekimo pertraukčių dažnis ir trukmė, o tai neigiamai veikia tinklo patikimumą. Norint sumažinti neigiamą poveikį, būtina diegti pažangias tinklo valdymo technologijas, tokias kaip energijos saugyklos, kurios leidžia kaupti perteklinę energiją ir naudoti ją trūkumo metu, bei tobulinti avarijų valdymo sistemas. EN 50160 standartas taip pat reglamentuoja patikimumo parametrus,

tokius kaip leidžiamas pertraukčių dažnis ir trukmė, užtikrinant, kad tinklas atitiktų vartotojų poreikius ir standartus.

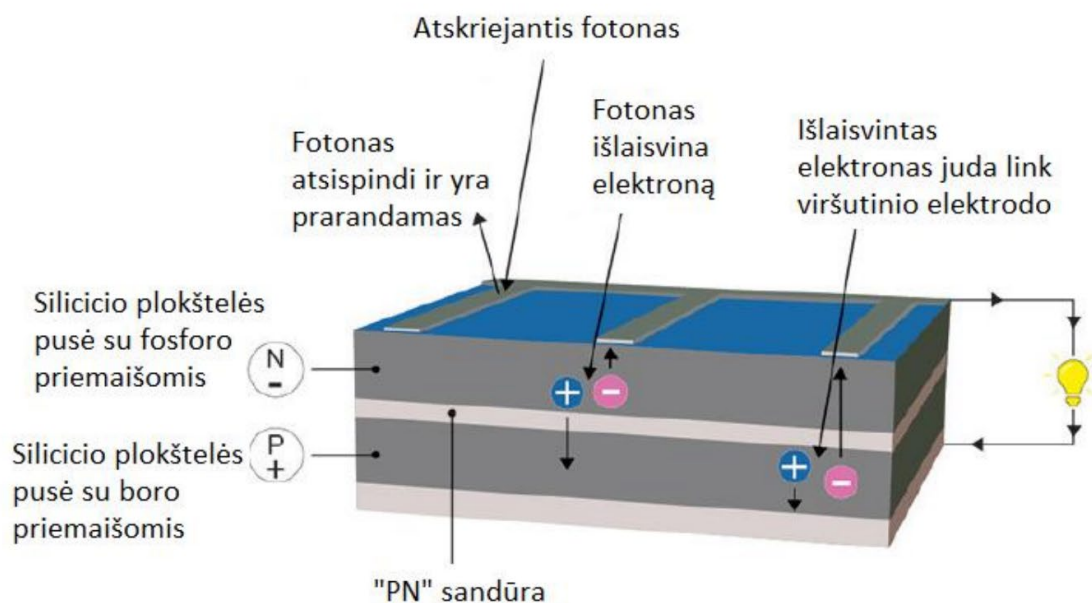
1.3. Atsinaujinančių energijos šaltinių veikimo principai

Pagrindiniai atsinaujinančios energijos šaltiniai apima saulės energiją, vėjo energiją, hidroenergiją, biomasės energiją ir geotermine energiją. Kiekvienas iš šių šaltinių veikia pagal unikalius fizikos ir inžinerijos principus, leidžiančius efektyviai konvertuoti natūralią energiją į naudotiną elektros ar šiluminę energiją. Toliau aptarsime šių energijos šaltinių veikimo principus ir jų taikymo būdus.

1.3.1. Saulės elektrinių veikimo principai

Norint konvertuoti saulės energiją į elektros energiją, naudojama saulės elektrinė. Tai elektros įrenginių sistema, kurią sudaro fotovoltiniai moduliai, įtampos keitiklis ir laidynas, jungiantis šiuos įrenginius. Pagrindinis komponentas yra fotovoltiniai moduliai, kurie puslaidininkių pagalba konvertuoja saulės šviesą į elektros energiją, naudodami fotoefektą. Fotoefektas yra fizikinis reiškinys, kurio metu šviesos dalelių (fotonų) energija perduodama medžiagos (puslaidininkio) elektronams, kurie dėl to tampa laisvi (vidinis fotoefektas) arba išlekia iš medžiagos (išorinis fotoefektas). Laidžios medžiagos, tokios kaip metaliniai kontaktai, yra pritaikytos ant saulės elemento paviršiaus, kad surinktų išlaisvintus elektronus. Tai sukuria srovę, kuri gali būti panaudota išoriniame elektros grandinėje.

Saulės elementai turi dviejų skirtingų tipų puslaidininkius: n-tipo (su pertekliumi elektronų) ir p-tipo (su pertekliumi skylių). Šie du sluoksniai sujungiami, suformuodami pn-sandūrą, kurioje sukuriama elektrinis laukas. Šis laukas verčia elektronus judėti link n-tipo sluoksnio, o skylės – link p-tipo sluoksnio. Priekinis kontaktas, nukreiptas į saulę, yra tinklelio formos, kad praleistų fotonus, o apatinis kontaktas yra vientisa laidžios medžiagos plokštė. Paprasčiausia saulės elemento principinė schema pavaizduota 10 paveiksle.



10 pav. saulės modulio schema

1.3.1.1. Inverteris

Nors saulės elektrinių fotovoltiniai moduliai gamina elektros energiją, tam, kad ji būtų panaudota, techninius jų parametrus reikia pritaikyti prie esamų elektros tinklo parametrų. Pagrindinis aspektas šiuo atveju yra tinkamas elektros tinklo tipas. Pasaulyje naudojami du pagrindiniai elektros srovės tipai [9]:

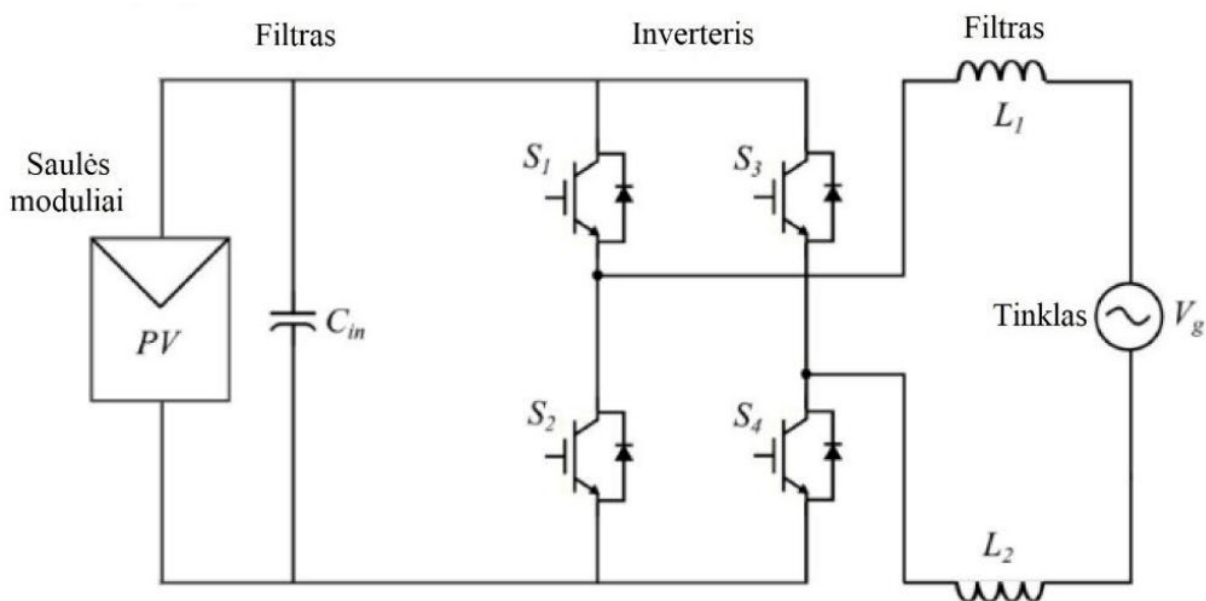
- Nuolatinė srovė (DC), kuriai būdingas viena kryptimi tekantis ir laikui bėgant nekintantis elektros srovės srautas.
- Kintamoji srovė (AC), kuri yra priešinga nuolatinei srovei – jos tekėjimo kryptis nėra pastovi, o periodiškai keičiasi.

Dauguma pasaulyje naudojamų elektroninių prietaisų ir komponentų, tokių kaip tranzistoriai ar diodai, veikia nuolatinės srovės režimu. Vis dėlto, kai elektros energiją reikia perduoti dideliais atstumais, pranašumą turi kintamoji srovė, nes ji leidžia lengviau transportuoti energiją ir yra tinkama elektros varikliams, kurie elektros energiją paverčia mechanine.

Saulės elektrinės generuoja elektros energiją nuolatinės srovės forma, tačiau visa elektros energetikos infrastruktūra yra paremta kintamosios srovės principais. Todėl norint sujungti šias dvi sistemas, reikalingas inverteris, kurio pagrindinės funkcijos yra [10]:

- Nuolatinės srovės, gaunamos iš saulės modulių, konvertavimas į kintamąją srovę, užtikrinant 50 Hz dažnį.
- Elektros įtampos svyravimų sumažinimas.
- Užtikrinimas, kad išėjimo srovės bangos forma atitiktų tinklo reikalavimus.

Saulės elektrinės sugeneruota nuolatinė srovė tiekama į inverterį, kuris sudarytas iš MOSFET arba IGBT tipo tranzistorių, valdomų specializuotais valdymo algoritmais arba kontrolinėmis grandinėmis. Tranzistorių poros pakaitomis įsijungia ir išsijungia, taip suformuodamos sinusoidinį srovės signalą išėjime. Keičiant tranzistorių įjungimo bei išjungimo laikotarpius, gaunamas reikiamos formos sinusoidinis signalas, atitinkantis elektros tinklo dažnio ir įtampos standartus [11]. Tipinė inverterio schema pateikta 11 paveiksle [12].



11 pav. inverterio principinė schema [12]

Kaip matyti iš 11 paveikslo, inverterį sudaro trys pagrindiniai elementai: kondensacinis filtras, tranzistoriai ir induktyvinis filtras. Tranzistoriai įjungimo ir išjungimo ciklais sukuria sinusoidinę išėjimo srovę, o kondensacinis filtras užtikrina žemos varžos kelią aukšto dažnio srovėms, tuo tarpu induktyvinis filtras pagerina išėjimo sinusoidės kokybę.

Egzistuoja trys pagrindiniai saulės elektrinių inverterių tipai: autonominiai (salos režimo, izoliuoti nuo tinklo) inverteriai, tinklo inverteriai bei hibridiniai inverteriai, galintys veikti tiek prisijungę prie elektros tinklo, tiek autonominiu režimu [13].

Dauguma populiarių inverterių gamintojų – SMA (Vokietija), Sungrow (Kinija), Huawei (Kinija), Kehua (Kinija) – savo įrenginiuose taiko tiristorinę (IGBT pagrindu veikiančią) keitiklių technologiją. Tai – puslaidininkinių prietaisų pagrindu veikiantys inverteriai, kuriuose dažniausiai naudojami IGBT (*angl. Insulated Gate Bipolar Transistor*) elementai, leidžiantys efektyviai valdyti didelės galios kintamosios srovės signalus. Nors IGBT kartais vadinami „tiristoriais“, svarbu pabrėžti, kad tai ne klasikiniai lėti tiristoriai (SCR), o greitesni, modernesni puslaidininkiniai prietaisai, plačiai taikomi galios elektronikoje. Tokie inverteriai veikia impulsiniu perjungimu PWM (*angl. Pulse Width Modulation*), kuris leidžia sintezuoti beveik sinusinį AC signalą iš tiesinės DC įtampos.

Tačiau dėl šio impulsinio darbo būdo atsiranda svarbių įtampos kokybės problemų, susijusių su harmoninių iškreipimų atsiradimu. Kadangi PWM technologija naudoja greitą perjungimą (dažniausiai 2–20 kHz dažniu), ji natūraliai generuoja aukštesniųjų harmonikų komponentes (5, 7, 11, 13, 17... eilės). Tos harmonikos gali būti perduodamos į tinklą, ypač jei inverterio išėjimo filtras (LC arba LCL tipo) nėra pakankamai efektyvus arba yra prastai suprojektuotas. Pavyzdžiui, 5-oji harmonika (250 Hz) ir 7-oji (350 Hz) dažnai aptinkamos tinkluose su dideliu skaičiumi tokių inverterių.

Harmoniniai iškreipimai (matuojami rodikliu THD – Total Harmonic Distortion) gali sukelti kelias neigiamas pasekmes:

- Įrangos perkaitimą, ypač transformatorių, variklių ir kabelių, kurie dėl „skin effect“ patiria didesnius nuostolius esant aukštiesiems dažniams;
- Elektroninės įrangos veikimo sutrikimus (matuokliai, apsaugos relės, automatikos prietaisai);
- Rezonansinius reiškinius – kai tinklo elementų savita dažnių charakteristika sutampa su inverterio generuojamų harmonikų dažniu, gali stiprėti tam tikros harmonikos;
- Srovės ir įtampos nesinusoidinį pobūdį, kuris mažina efektyvumą ir trikdo kitas tinkle prijungtas įrenginių grupes.

Pagrindiniai gamintojai (SMA, Huawei, Sungrow ir kt.) siekia mažinti harmonikas naudodami:

- Filtras (LCL arba LC tipo);
- Greito perjungimo dažnius – kuo aukštesnis PWM dažnis, tuo lengviau filtrais atskirti norimą signalą nuo triukšmo;
- EMI slopinimo sprendimus (*angl. Electromagnetic Interference mitigation*);
- Programinį valdymą, kuris sumažina harmonikų amplitudę, kai tinklas jautresnis.

Nepaisant šių sprendimų, kai vienoje linijoje prijungiama daug inverterių, net ir mažos harmonikų dalys gali susidėti, ypač jei visų inverterių PWM dažniai labai panašūs. Tokiu atveju gali padidėti bendras tinklo THD lygis, viršijantis norminius reikalavimus (EN 50160 nurodo, kad 10 kV tinkle

THD įtampa neturėtų viršyti 5 %). Be to, kai kurios vidutinės galios inverterių serijos (pvz., >100 kW) turi mažiau pažangią filtravimo įrangą dėl konstrukcijos ekonominių motyvų – todėl komerciniai PV ūkiai tampa viena pagrindinių harmoninių apkrovų paskirstymo tinkle.

Tačiau ši problema tampa aktuali tik kauptinio poveikio atveju – t. y. jei tinkle veikia šimtai arba tūkstančiai kilovatų inverterių. Tokiais atvejais harmoninių analizė ir tinklo kokybės monitoringas tampa būtinas, kad būtų galima laiku nustatyti kritinius taškus, įrengti pasyvius arba aktyvius filtrus, o inverterių valdymo algoritmai galėtų būti adaptuoti prie realios tinklo būklės (pvz., naudojant „smart inverter“ funkcijas).

1.3.2. Vėjo elektrinių veikimo principai

Vėjo elektrinės, kaip ir kitos atsinaujinančios energetikos technologijos, nuolat tobulėja ir diversifikuojasi pagal taikomus techninius sprendimus. Nors iš pirmo žvilgsnio vėjo jėgainės atrodo panašios – visos naudoja vėjo energiją elektros generavimui – jų technologinis išpildymas gali būti labai skirtingas. Tarptautinėje praktikoje vėjo elektrinės klasifikuojamos į keturis pagrindinius tipus: Type 1, Type 2, Type 3 (DFIG) ir Type 4. [30] Kiekvienas iš jų pasižymi skirtingais valdymo būdais, tinklo sąveikos savybėmis ir integracijos galimybėmis. Vėjo turbina susideda iš bokšto ir naseles, kuri yra sumontuota bokšto viršuje. Naselėje yra keletas komponentų, kurie atlieka specifines funkcijas energijos konvertavimo procese iš vėjo energijos į elektros energiją. Penktame paveiksle pavaizduoti pagrindiniai vėjo turbino komponentai: turbino rotorius, transmisijos sistema (pavarų dėžė), generatorius, galimi galios elektronikos komponentai, valdymo sistema, transformatorius ir galiausiai prijungimas prie tinklo. Per daugelį metų vėjo turbinų technologijos vystėsi ir pasiekė labai patikimą ir pažangų lygį. Vėjo turbinų technologijos keitėsi ir progresavo nuo fiksuoto greičio, stabdomų valdymu ir su pavarų dėžėmis, iki kintamo greičio, kampo valdymo ir su arba be pavarų dėžių. Šiandien vyraujančios ir perspektyviausios vėjo turbinų technologijos yra pagrįstos kintamo greičio veikimo koncepcijomis. Didesnis susidomėjimas kintamo greičio vėjo turbinomis yra dėl jėgos elektronikos buvimo, kuri suteikia daugybę patrauklių savybių, įskaitant sumažintą mechaninį stresą, padidintą galios išgavimą, taip pat gebėjimą palaikyti tinklą atitinkant vis sudėtingesnius tinklo reikalavimus. Dėl jėgos elektronikos buvimo vėjo turbino gali veikti panašiai kaip įprastos elektrinės ir taip aktyviai palaikyti tinklą. [5]

Type 1 – fiksuoto greičio asinchroninė vėjo elektrinė, tai seniausio tipo vėjo jėgainės, kuriose naudojami fiksuoto greičio asinchroniniai generatoriai (dažniausiai trumpai sujungtų apvijų, *angl. squirrel-cage induction generator* – SCIG). Jie tiesiogiai jungiami prie tinklo per transformatorių ir dažniausiai turi paprastą mechaninę pavarą (su transmisija). Kadangi generatoriaus sukimosi greitis fiksuotas, vėjo greičio kaita turi nedidelį poveikį generuojamai galiai – efektyvumas nėra optimalus. Taip pat šios elektrinės reikalauja reaktyvios galios kompensavimo, nes asinchroniniai generatoriai ima reaktyviąją galią iš tinklo. Be to, jos negali aktyviai valdyti įtampos ar dažnio, todėl jų integracija į modernų tinklą yra ribota. [30] [31] [32]

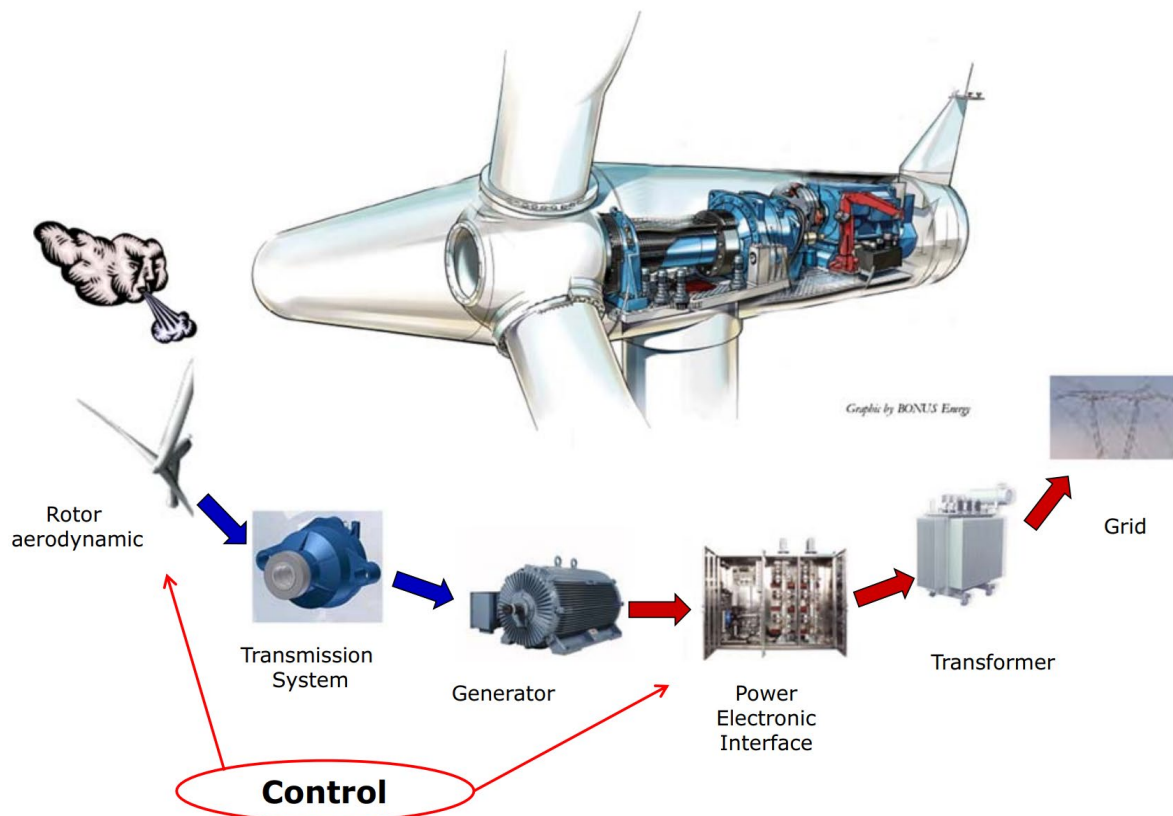
Type 2 – fiksuoto arba riboto greičio asinchroninė elektrinė su rotoriniais varžos reguliatoriais. Type 2 technologija yra šiek tiek pažangesnė už Type 1, nes naudoja asinchroninius generatorius su reguliuojama rotorine varža. Tokiu būdu galima keisti generatoriaus sukimosi greitį ribotame diapazone (paprastai $\pm 10\%$ nuo nominalo), kas leidžia geriau išnaudoti vėjo energiją. Tai pasiekama jungiant kintamosios varžos bloką į generatoriaus rotoriaus grandinę. Vis dėlto, šis sprendimas vis dar neturi galimybės valdyti reaktyvios galios ar greitai prisitaikyti prie tinklo svyravimų. Tokios

elektrinės šiandien jau beveik nebediegiamos dėl ribotų galimybių integracijai į aktyviai valdomą tinklą. [30] [31] [32]

Type 3 (DFIG) – dvigubo maitinimo asinchroninė vėjo elektrinė. Dvigubo maitinimo indukcinis generatorius (*angl. Doubly-Fed Induction Generator*, DFIG) yra plačiausiai naudotas technologinis sprendimas nuo 2000-ųjų pradžios. Jo pagrindinis pranašumas – dalinai valdomas rotorius per AC–DC–AC keitiklį, leidžiantis reguliuoti generatoriaus sukimosi greitį daug platesniame intervale ($\pm 30\%$ ar daugiau). Dėl šio sprendimo DFIG elektrinės pasižymi geru energijos konversijos efektyvumu ir turi galimybę valdyti tiek aktyviąją, tiek reaktyviąją galią, taip prisidedamos prie įtampos reguliavimo. Be to, keitiklis perima tik apie 30 % visos galios, todėl įranga yra pigesnė ir patikimesnė nei pilno keitiklio sprendimai. [30] [31] [32]

Type 4 – pilnai konvertuojamos vėjo elektrinės (pilnas keitiklis). Type 4 vėjo elektrinės naudoja sinchroninius generatorius (dažnai be šepetėlių), kurie neprijungiami tiesiogiai prie tinklo – visa pagaminta elektros energija pirmiausia konvertuojama į DC, tada vėl į AC per pilną galios keitiklį. Tai leidžia pilnai valdyti tiek dažnį, tiek įtampą, tiek galios srautus – šios elektrinės turi didžiausią lankstumą ir tinklo valdymo galimybes. Jos gali funkcionuoti kaip aktyvūs tinklo elementai, teikiantys dažnio reguliavimą, įtampos palaikymą, netgi įsijungti salos režimu. Type 4 technologija dažnai taikoma didelio galingumo parkuose, ypač tuose, kurie jungiami į perdavimo tinklą. [30]

Skirtingi vėjo elektrinių tipai atspindi evoliuciją nuo paprastų, pasyvių sistemų (Type 1) iki pilnai valdomų, skaitmenizuotų generatorių (Type 4). Ši klasifikacija svarbi ne tik techniniu, bet ir sisteminiu požiūriu – integruojant vėjo jėgaines į paskirstymo ar perdavimo tinklus, būtina įvertinti jų technologinį tipą, nes nuo to priklauso jų elgsena svyravimų, trumpo jungimo ar apkrovų pokyčių metu. Modernūs tinklai reikalauja lankstumo ir greitos reakcijos – todėl Type 3 ir Type 4 technologijos tampa dominuojančios, ypač didelio masto projektuose.



12 pav. vėjo turbinos komponentai [5]

1.3.2.1. Aerodinaminis rotorius

Vėjo turbinos aerodinaminis rotorius sugauna vėjo energiją ir paverčia ją kinetine mechanine energija. Aerodinaminį rotorių sudaro stebulė ir mentės, kurios prie stebulės tvirtinamos mechaniniais jungtimis. Moderniose vėjo turbinose paprastai yra dvi arba trys mentės, pagamintos iš stiklo pluošto kilimėlių, impregnuotų poliesteriu. Senesnėse vėjo turbinose mentės gali būti tvirtai pritvirtintos prie stebulės, o moderniose mentės gali būti pasukamos aplink jų išilginę ašį.

1.3.2.2. Pavarų dėžė

Pagrindinis pavarų dėžės tikslas yra padidinti sukamąjį greitį; vėjo turbinos pavarų dėžė konvertuoja lėtą, didelio sukimo momento aerodinaminio rotoriaus sukimąsi į daug greitesnį generatoriaus veleno sukimąsi. Pagal geometrinį dizainą pavarų dėžės paprastai skirstomos į dvi klases. Pirmoji yra cilindrinės ir sraigtinės pavarų dėžės, kurias sudaro pora pavarų ratų su lygiagrečiomis ašimis. Antroji yra planetarinė pavarų dėžė, kurią sudaro epiciklinės pavarų ratų eilės. Kadangi pavarų dėžė nuolat patiria didelius ir kintančius sukimo momentus dėl padidėjusio vėjo turbinų dydžio ir vėjo greičio kintamumo, ji yra silpniausia vėjo turbinų dalis ir dažnai sugenda per mažiau nei dvejus metus. Todėl kai kuriose naujose vėjo turbinų technologijose pavarų dėžė buvo pašalinta, sukuriant generatorius su daugiapolinėmis struktūromis, kad rotorinė dalis galėtų pritaikyti savo greitį prie generatoriaus greičio. Generatorius lėtėja didėjant polinių porų skaičiui, todėl pavarų dėžė gali būti nereikalinga daugiapolėse vėjo turbinų generatorių sistemose, kur polinių porų skaičius gali būti didesnis nei 100. [5]

1.3.2.3. Generatoriai

Generatorius yra elektromechaninis komponentas, kuris paverčia mechaninę energiją į elektros energiją. Kaip parodyta 5-ame paveiksle, generatoriai paprastai turi statorių ir rotorių. Statorius yra stacionari dalis su vielos ritėmis, o rotorius yra besisukanti dalis, atsakinga už generatoriaus magnetinį lauką. [5]

Rotoriuje gali būti nuolatinis magnetas arba elektromagnetas, kuris sukuria magnetinį lauką, besisukantį kartu su rotoriumi. Sukdamasis rotorius praeina pro statoriaus apvijas ir indukuoja įtampą statoriaus gnybtuose. Jei statoriaus magnetinis laukas seka rotoriaus magnetinį lauką, generatorius vadinamas sinchroniniu, kitaip - asinchroniniu.

Pagrindiniai pramonėje naudojami generatoriai yra sinchroniniai ir asinchroniniai (indukciniai) generatoriai. Sinchroninis generatorius veikia sinchroniniu greičiu, kurį nustato prijungto tinklo dažnis, nepriklausomai nuo taikomo sukimo momento dydžio. Jis gali būti naudojamas be pavarų dėžės, jei turi daug polinių porų (daugiapolis).

Sinchroninis generatorius yra brangesnis ir sudėtingesnis nei asinchroninis generatorius, tačiau jam nereikia reaktyviosios magnetizuojančios srovės ir papildomos galios kompensavimo įrangos.

Asinchroninis generatorius turi keletą privalumų, tokių kaip tvirtumas ir mechaninis paprastumas, o dėl masinės gamybos jis yra ir pigus. Pagrindinis trūkumas yra tai, kad statoriui reikalinga reaktyvioji magnetizuojanti srovė. Kadangi asinchroniniame generatoriuje nėra nuolatinių magnetų ir jis nėra atskirai sužadinamas, jam reikalinga reaktyvioji galia sužadinimui, kuri gali būti tiekiamą iš tinklo arba per galios elektroniką. [5]

Asinchroniniame generatoriuje elektrinis laukas indukuojamas tarp rotoriaus ir besisukančio statoriaus lauko dėl santykinio judėjimo, vadinamo slydimu, kuris sukelia srovę rotoriaus apvijos. Rotoriaus ir statoriaus magnetinių laukų sąveika sukuria sukimo momentą rotoriuje. [5]

1.3.2.4. Valdymo sistema ir vėjo turbinos valdymo galimybės

Generatorius paverčia mechaninę energiją į elektros energiją, kuri tiekiamą į elektros tinklą per galios elektronikos sąsają. Kadangi ji yra tarp vėjo turbinos generatoriaus ir elektros tinklo, galios elektronikos sąsaja turi tenkinti tiek generatoriaus, tiek tinklo reikalavimus ekonomiškai ir lengvai prižiūrimu sprendimu. Generatoriuje ši sąsaja užtikrina, kad turbinos sukimosi greitis būtų nuolat reguliuojamas, kad būtų išgauta maksimali galia iš vėjo, sekant maksimalios galios tašką. Tinklo pusėje galios elektronikos sąsaja turi atitikti tinklo taisykles, nepriklausomai nuo vėjo greičio, pvz., gebėti valdyti aktyviają ir reaktyviają galią, dažnį ir įtampą. [5]

Galios elektronikos įsiskverbimas į vėjo turbinų sistemas nuo 1980-ųjų nuolat augo, tapdamas vis labiau pažangesnis ir gerinantis vėjo turbinų veikimą – ne tik mažinant mechaninį stresą ir padidinant energijos gamybą, bet ir leidžiant vėjo turbinoms veikti kaip aktyvioms valdomoms komponentėms elektros sistemoje, palaikančioms tinklą panašiai kaip įprastos jėgainės. Šiandien komponentai gali valdyti didesnes sroves ir įtampas, o galios nuostoliai mažėja, todėl įrenginiai tampa patikimesni.

Dažniausiai naudojamos galios elektronikos sąsajos vėjo turbinų taikymuose yra:

- Švelnaus paleidimo įrenginys: tai paprastas ir pigus galios elektronikos komponentas, naudotas 1980-aisiais vėjo turbinose su SGIG, siekiant sumažinti įjungimo srovę prijungiant

vėjo turbiną prie tinklo ir taip sumažinti trikdžius tinkle. Be švelnaus paleidimo įrenginio, įjungimo srovė gali būti 7-8 kartus didesnė už vardinę srovę, kas gali sukelti rimtus įtampos trikdžius tinkle. [5]

- Kondensatorių blokas: tai elektrinis komponentas, tiekiantis reaktyviąją galią asinchroniniams vėjo turbinų generatoriams. Tradiciškai, mechaniniu būdu perjungiami kondensatorių blokai yra lengviausias ir ekonomiškiausias būdas sumažinti asinchroninių generatorių reaktyviosios galios poreikį iš tinklo. [5]
- Dažnio keitiklis: dažniausiai naudojamas vėjo turbinose nuo 2000-ųjų, tai įrenginys, kuris palengvina dviejų nepriklausomų dažnių elektros sistemų sujungimą. Jis leidžia reguliuoti ir kontroliuoti generatoriaus dažnį ir įtampą, taip padidindamas vėjo turbinų gebėjimą veikti kaip aktyvūs komponentai elektros sistemoje. [5]

2. Tyrimo metodika

Atsinaujinančių energijos išteklių plėtra Lietuvoje pastaraisiais metais įgauna vis didesnę pagreitį, tačiau šie procesai negali būti vertinami vien nacionaliniu mastu. Lietuvos energetikos strategijos, kurios numato iki 2030 m. pasiekti, kad daugiau nei 70 % suvartojamos elektros energijos būtų pagaminta iš atsinaujinančių šaltinių, yra neatsiejamos nuo Europos Sąjungos žaliojo kurso (*angl. European Green Deal*). Šiame dokumente nustatyta, kad ES iki 2050 m. sieks tapti klimatui neutraliu kontinentu, todėl visos valstybės narės įsipareigoja ženkliai mažinti šiltnamio efektą sukeliančių dujų emisijas, plėtoti tvarią energijos gamybą ir diegti efektyvias technologijas. Tačiau didėjanti dislokuotos generacijos koncentracija gali sukelti iššūkių elektros tinklo kokybei ir stabilumui. Ypač aktuali problema – įtampos pokyčiai skirstomuosiuose tinkluose: dienos metu intensyviai generuojant saulės elektrinėms, įtampos lygis tinklo mazguose gali pakilti virš norminių ribų, o naktį ar debesuotomis dienomis – nukristi iki žemesnių reikšmių. Taip pat aptariamas galios srautų (energijos tekėjimo krypties) pasikeitimas tinkle, galios faktoriaus ($\cos \varphi$) kitimas, bei galimi harmoninių iškraipymų atsiradimai dėl saulės inverterių veikimo.

Lietuva įsipareigojimus įgyvendina per Nacionalinį energetikos ir klimato srities veiksmų planą (NEKSVP) [36], kuriame detalizuojami konkretūs tikslai dėl saulės, vėjo ir biomasės išteklių plėtros. Tačiau šių tikslų realizavimas priklauso ne tik nuo politinės valios ar finansinių instrumentų, bet ir nuo to, ar nacionalinė energetikos sistema yra technologiškai pasirengusi priimti didelį kiekį kintamos gamybos šaltinių. Būtent čia būtina atkreipti dėmesį į tai, kad AEI integracija į elektros tinklus susijusi su visos Europos energetikos sistemos transformacija, apimančia techninius, teisinius ir sisteminius iššūkius.

Viena iš svarbiausių sričių – tai techniniai reikalavimai elektros energiją generuojantiems įrenginiams, apibrėžti ES reglamentu dėl generavimo (*angl. Requirements for Generators – RfG*). Šis reglamentas yra sudedamoji dalis Elektros tinklų kodeksų sistemos (*angl. Network Codes*), kurių tikslas – užtikrinti, kad visos ES šalys taikytų vieningus reikalavimus generacijos įrenginiams ir jų sąveikai su tinklu. Pagal RfG reglamentą, AEI pagrindu veikiantys generatoriai (ypač saulės ir vėjo elektrinės) privalo atitikti tam tikrus kriterijus, susijusius su įtampos palaikymu, dažnio palaikymu, galios faktoriaus reguliavimu, apsaugų suderinimu ir automatinio atsijungimo sąlygomis. Tai reiškia, kad net ir smulkūs gamintojai, prijungiami prie paskirstymo tinklo, turi užtikrinti, kad jų įrenginiai nedarys žalos bendrai sistemos stabilumui ir kokybei.

Be to, yra ir kitų standartų, tokių kaip ENTSO-E tinklo kodeksai [37], IEC tarptautiniai standartai (pvz., IEC 61727, IEC 62116), kurie nustato minimalius funkcinius reikalavimus inverteriams, apsaugos įrenginiams ir galios kokybės parametrams. Šie reikalavimai tampa ypač aktualūs, kai AEI įrenginių dalis viršija tam tikrą ribą ir pradeda daryti apčiuopiamą poveikį tinklui: keičiasi įtampos profilis, gali atsirasti harmoniniai iškraipymai, dažnio svyravimai ar dvipusis galios tekėjimas.

AEI plėtra Lietuvoje turi būti vertinama kaip dalis platesnės Europos klimato politikos, o jos sėkmingas įgyvendinimas priklauso ne tik nuo investicijų ar subsidijų, bet ir nuo sugebėjimo integruotis į Europos energetikos sistemą tiek reguliaciniu, tiek techniniu lygmeniu. Tinkamas RfG, tinklo kodeksų ir kitų standartų taikymas užtikrins, kad AEI ne tik prisidės prie klimato kaitos mažinimo, bet ir nesukels papildomų rizikų elektros tinklų patikimumui bei kokybei.

2.1. Tyrimo objektas ir tikslai

Analizės tikslas – įvertinti, kaip prijungtos saulės elektrinės veikia elektros tinklo parametrus (įtampą, nuostolius, galios srautus, harmonikas, galios faktorių ir kt.), remiantis pateiktais eksperimentiniais duomenimis. Analizė atliekama 10 kV paskirstymo tinklo dalies (maitinamos iš Kartėnos transformatorių pastotės) pavyzdžiu. Naudojami duomenys gauti atliekant tinklo modeliavimą programoje *NEPLAN* skirtingais atvejais, kuomet prie tinklo prijungiamos įvairios galios saulės elektrinės skirtinguose taškuose.

Tyrimo objektas – atsinaujinančių energijos išteklių (AEI) integracija į Lietuvos elektros energijos tinklą ir su tuo susiję iššūkiai bei sprendimai. Konkrečiai, tyrimas nagrinėja saulės energijos panaudojimą, jų įtaką elektros kokybės parametrams ir tinklo stabilumui, bei technologinius sprendimus, padedančius įveikti šiuos iššūkius.

Tyrimo tikslai:

1. įvertinti AEI poveikį elektros kokybei: išanalizuoti, kaip saulės energijos integracija veikia pagrindinius elektros kokybės parametrus, tokius kaip įtampos stabilumas, harmoniniai iškraipymai;
2. identifikuoti iššūkius, susijusius su AEI prijungimu prie tinklo: nustatyti pagrindines problemas ir sunkumus, kurie kyla integruojant AEI į Lietuvos elektros energijos tinklą, įskaitant technologinius, ekonominius ir reguliavimo aspektus.

2.2. Naudojama programinė įranga

Šiame tyrime bus naudojama programinė įranga *NEPLAN*, kuri yra skirta elektros tinklų modeliavimo ir analizės uždavimams atlikti. *NEPLAN* programinė įranga leis modeliuoti realius elektros tinklo pavyzdžius, remiantis Energijos skirstymo operatoriaus (toliau – ESO) duomenų baze. Tai suteiks galimybę tiksliai analizuoti esamų tinklų veikimą ir AEI integracijos poveikį.

NEPLAN programa pasižymi įvairiapusėmis funkcijomis, kurios apima:

1. Tinklo analizę: leidžia atlikti išsamią tinklo analizę, įskaitant įtampos kritimo, apkrovos srautų, trumpųjų jungčių ir harmoninių iškraipymų skaičiavimus;
2. AEI integracijos modeliavimą: programa leidžia modeliuoti saulės ir vėjo energijos šaltinius, jų prijungimą prie tinklo ir poveikį elektros kokybei bei stabilumui;
3. Scenarijų simuliaciją: *NEPLAN* leidžia kurti įvairius scenarijus ir modeliuoti skirtingas sąlygas, siekiant įvertinti AEI įtaką skirtingomis eksploatacinėmis sąlygomis;

Naudodamas *NEPLAN* programinę įrangą, tyrimas galės tiksliai modeliuoti ir analizuoti realius elektros tinklo pavyzdžius iš ESO duomenų bazės, pateikdamas pagrįstas išvadas ir rekomendacijas dėl AEI integracijos į Lietuvos elektros energijos sistemą.

2.3. Modelio sudarymas

Modelio sudarymas yra esminis šio tyrimo etapas, nes jis leidžia tiksliai atspindėti elektros tinklo veikimo principus ir įvairias AEI integracijos sąlygas. Tam bus naudojama *NEPLAN* programinė įranga, kuri suteikia galimybes modeliuoti sudėtingas elektros tinklų sistemas ir analizuoti įvairius scenarijus. Modelio sudarymo procesas apima kelis pagrindinius etapus:

1. Pradinė duomenų analizė ir rinkimas: Siekiant tiksliai atspindėti esamą elektros tinklų situaciją, modelio sudarymui bus naudojami Energijos skirstymo operatoriaus (ESO) pateikti duomenys. Šie duomenys apima tinklo struktūrą, komponentų technines charakteristikas, energijos suvartojimo profilius ir esamus AEI pajėgumus.
2. Tinklo topologijos nustatymas: Remiantis surinktais duomenimis, NEPLAN programoje bus sukurta tinklo schema, kurioje bus nurodyti visi esminiai komponentai: elektros linijos, transformatoriai, skirstomieji mazgai, generatoriai ir vartotojai. Schema bus sudaroma taip, kad tiksliai atspindėtų realų tinklo modelį.
3. AEI modeliavimas: Į tinklo modelį bus įtraukti saulės ir vėjo energijos šaltiniai, atsižvelgiant į jų technines charakteristikas ir pajėgumus. NEPLAN programinė įranga leidžia nustatyti šaltinių gamybos profilius, kurie priklauso nuo gamtinių sąlygų (pvz., saulės šviesos intensyvumo ar vėjo greičio).
4. Sistemos apkrovų modeliavimas: Sistemoje bus numatytos skirtingos apkrovos scenarijai, atspindintys tiek tipinę, tiek ekstremalią tinklo apkrovą. Tai leis tiksliau įvertinti AEI poveikį elektros tinklo stabilumui ir energijos kokybei.
5. Scenarijų sudarymas ir simuliacija: Modelis bus naudojamas scenarijų simuliacijai, kurioje bus analizuojamos įvairios AEI integracijos sąlygos. Scenarijai apims:
 - Skirtingus AEI įdiegimo lygius (mažą, vidutinį ir didelį);
 - Skirtingas gamybos ir vartojimo balansavimo strategijas;
 - Kritines situacijas, tokias kaip avarijos ar tinklo apkrovos viršijimai.

2.4. Tyrimo eigos planas

Tyrimo eigai sudaromas planas:

1. Duomenų rinkimas:
 - a) Pasirenkama 10 kV linija, kurioje yra daug prijungtų ir planuojamų prijungti saulės elektrinių, surenkami visi būtini duomenys: principinė schema, laidininkai, transformatoriai ir saulės elektrinių techniniai parametrai.
 - b) Nustatytoje dienoje nuskaitomi prijungtų saulės elektrinių išmaniųjų skaitiklių duomenys (momentinė galia „P“)
 - c) Analizuojami teisės aktai, reglamentuojantys reaktyviosios galios valdymo funkcijas, ir sudaromos funkcijų valdymo kreivės, skirtos tyrimui.
2. Elektros tinklo modeliavimas:
 - a) Pasirinktos linijos pagrindu programinėje įrangoje „NEPLAN“ sukuriamas detalus modelis, apimantis 10 kV linijas bei 0,4kV galios transformatorius.
 - b) Modelyje integruojamos esamos ir planuojamos prijungti saulės elektrinės, jų inverteriams nustatomos leistinos galios, įtampos ribos, nominalios inverterio galios bei reaktyviosios galios valdymo funkcijų kreivės, papildant jas gamybos profilio duomenimis.
3. Skaičiavimai:
 - a) Atliekami skaičiavimai pagal kelis scenarijus:
 - 1) Įprastinis režimas be naujo saulės parko;
 - 2) Įprastinis režimas su nauju saulės parku

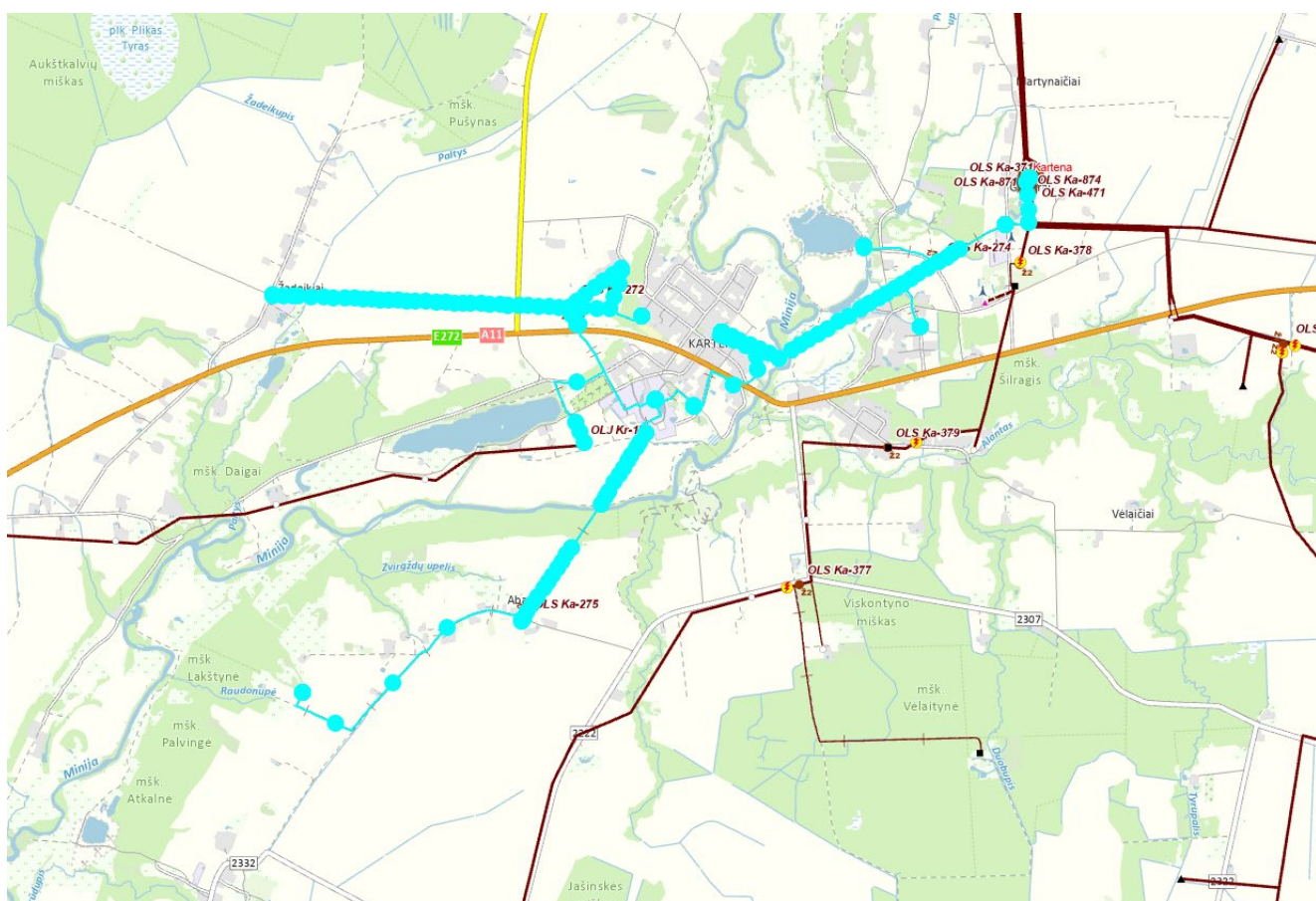
4. Rezultatai:

- a) Po kiekvieno scenarijaus skaičiavimų rezultatai išsaugomi.
- b) Surinkti duomenys lyginami tarpusavyje, siekiant įvertinti skirtingų scenarijų poveikį.

3. Eksperimentinė dalis

3.1. Duomenys ir metodai

Tinklo modelis: Analizuojama 10 kV skirstomojo tinklo linija L-200, išeinanti iš Kartena transformatorių pastotės (TP). Linija aprūpina vartotojus, taip pat prie jos jungiamos planuojamos saulės elektrinės. Tinklo modeliui priskirta virš 170 mazgų (įskaitant 10 kV tinklo atšakas bei kai kurias 0,4 kV žemosios įtampos mazgus transformatorių galiniuose taškuose). Pastotėje transformatorius turi galimybę reguliuoti įtampą – nominali 10 kV įtampa paprastai palaikoma ~10,5–10,7 kV lygyje (t. y. ~105–107 % nuo vardinės), siekiant kompensuoti įtampos kritimus linijoje. Norminė leistina įtampos nuokrypių riba skirstomuosiuose tinkluose yra $\pm 10\%$ nuo nominalios įtampos, todėl 10 kV tinkle įtampos turi išlikti maždaug 9–11 kV ribose (atitinkamai 90–110 %). Analizuojant rezultatus, kritine zona laikysime mazgus, kuriuose įtampa priartėja ar viršija ~110 % nominalios vertės.



13 pav. L-200 iš Kartena TP (pažymėta mėlyna spalva)

Nusistatoma pradinė įtampa linijai L-200 iš Kartena TP, kuri yra 10,55 kV. Ši įtampa gauta pasinaudojant AB „ESO“ dispečerinės palaikomų įtampų transformatorių pastovių 10 kV skirstyklose duomenimis.

Tyrimui įgyvendinti pasirinkta Akmenės r. sav. esanti 10 kV mišraus tipo (oro ir kabelių linija) linija L-200 iš Kartena TP 10/10 kV transformatorių pastotės, kurioje yra prijungtų generacijos galingumų, kurie pateikti pirmoje lentelėje. 10 kV linijos trasa pavaizduota 13 paveiksle.

1 lentelė. 10/0,4 kV transformatorinių duomenys

Transformatorinės pavadinimas	Prijungta saulės elektrinių galia (kW)
Ka-201	15,1
Ka-203	102,97
Ka-204	319,96
Ka-206	48,76
Ka-207	42,66
Ka-208	65,68
Ka-210	17
Ka-212	17,66

2 lentelė. 10 kV linijos laidininkų duomenys

Markė	Tipas	Aktyvioji varža, Ω/km	Reaktyvioji varža, Ω/km	Leistina srovė, A
Al-240	Kabelių linija	0,125	0,09	318,75*
Al-150	Kabelių linija	0,206	0,097	238*
Al-120	Kabelių linija	0,253	0,1	216,75*
Al-95	Kabelių linija	0,32	0,103	187*
A-70	Oro linija	0,43	0,341	265
A-50	Oro linija	0,59	0,355	215

* – leistina laidininko, kuris paklotas vamzdyje, srovė

3.1.1. Scenarijai

Buvo nagrinėti keli saulės elektrinės prijungimo scenarijai, skirtingi generacijos galingumu ir prijungimo tašku:

- Bazinė būseną (be saulės elektrinės): Linija apkrauta tik vietinių vartotojų apkrovomis (etalonas palyginimui).
- 1 MW saulės elektrinė ties linijos galu (mazge Ka-212): saulės jėgainė prijungta tolimajame linijos taške, gana toli nuo pastotės.
- 2 MW saulės elektrinė ties linijos viduriu (mazge Ka-211): didesnės galios jėgainė prijungta arčiau pastotės (mazgas Ka-211).
- 2 MW saulės elektrinė ties linijos galu (Ka-212): tokios pat galios jėgainė prijungta pačiame linijos gale – tikėtina labiau paveiks įtampa dėl didesnio atstumo.
- 3 MW ir 4 MW saulės elektrinė ties Ka-211: dar didesnės galios generacija arčiau pastotės, siekiant nustatyti ribas, kiek galima prijungti neperžengiant leistinų parametrų.

Visų atvejų vartotojų apkrovos laikomos tokios pačios (artimos maksimalioms dienos metu), kad būtų galima izoliuoti generacijos poveikį. Transformatoriaus 10 kV magistralėje įtampa nustatyta ~10,55 kV (105 %) lygiu esant mažoms apkrovoms. Šis nustatymas atitinka realią praktiką, kai transformatorius su automatiniu įtampos reguliavimu (AVR) sistema palaiko šynų įtampą ties šiek tiek padidinta verte, kad net ir nutolusiuose mazguose įtampos išliktų virš 0,95% U_n .

3.1.2. Duomenų rinkinys

Kiekvienam scenarijui gauti detalaus skaičiavimo rezultatai: kiekvienam tinklo mazgui nustatyta įtampa (kV), fazės kampas (laipsniais) bei įtampos dydis procentais nuo vardinės. Taip pat išvestiniu būdu įvertinami galios nuostoliai linijoje (remiantis srovių ir varžų sandaugomis) bei stebimas galios faktorius transformatoriaus prie 10 kV šynos.

Atskirai ties kai kuriais 10/0,4 kV transformatoriais modelyje prijungtos 0,4 kV tinklo dalys, tad duomenyse matyti ir ~0,4 kV įtampos tam tikruose mazguose – tai reiškia transformatoriaus žemosios pusės įtampą. Nominali 0,4 kV tinklo fazinė įtampa – 230 V (arba 400 V tarp fazių), todėl 0,4 kV mazguose 0,42 kV įtampa atitinka ~105 % nuo nominalo. Šiuos mazgus taip pat stebime, nes saulės generacijos sukelti įtampos pokyčiai 10 kV pusėje persiduoda ir vartotojams žemos įtampos tinkluose.

3.2. Rezultatai ir analizė

3.2.1. Įtampų lygio ir nuokrypių analizė

Visų nagrinėtų scenarijų rezultatai rodo, kad tinklo įtampos daugumoje mazgų viršija 100 % nominalios reikšmės – tai natūralu, kadangi pastotėje nustatyta šiek tiek padidinta įtampa (apie 107 %), siekiant kompensuoti kritimus. Bazinėje būsenoje (be generacijos) tolimiausiame linijos taške įtampa siekia apie ~104 % U_n , artimiausiuose prie pastotės – ~107 % U_n . Taigi net ir be saulės elektrinės tinklas veikia padidintos įtampos sąlygomis, bet šios vertės dar patenka į standartų leidžiamas ribas (≤ 110 %). Įjungus saulės elektrines, situacija kinta:

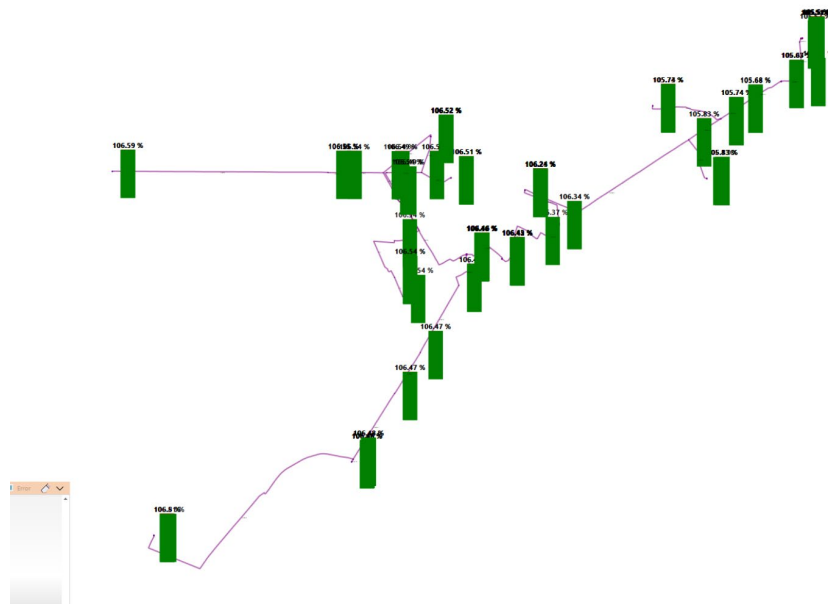
- Esant 1 MW saulės elektrinei tolimame mazge (Ka-212), įtampa tame vietiniame mazge ir aplinkiniuose pakyla iki ~108,8 % U_n (apie 10,88 kV). Likusioje tinklo dalyje įtampos svyruoja tarp ~105 % ir 108 %. Vidutinė įtampa tinkle šiame scenarijuje ~106,8 % (skaičiuojant per visus 177 mazgus).
- Esant 2 MW saulės elektrinei ties Ka-211 (arčiau pastotės), didžiausia tinklo įtampa pastebima prie pat tos elektrinės prijungimo taško, tačiau siekia tik apie 107,3 % – taigi panaši, kaip ir be generacijos, arba nežymiai didesnė. Tolimiausi mazgai išlieka apie 105 % lygyje, kadangi dalis galios poreikio padengiama vietoje, ir net šiek tiek sumažėja srovių tėkmė iš pastotės (apie tai – tolesnėje galios srautų analizėje).
- Esant 2 MW saulės elektrinei ties Ka-212 (linijos gale), užfiksuotas žymus įtampos šuolis – tolimiausiuose mazguose įtampa pakyla iki ~117,7 % ($\approx 11,77$ kV). Tai viršija leistiną +10 % ribą, todėl toks režimas yra nepriimtinas. Šalia generacijos mazgo rodikliai patenka į *kritinę zoną*: keli mazgai pasiekia 113–117 % įtampas, fiksuojami įtampos viršnorminiai nuokrypiai.
- 3 MW ir 4 MW saulės elektrinės ties Ka-211: net ir padidinus galią iki 4 MW arčiau pastotės, maksimali įtampa tinkle didėja nežymiai – iki ~107,8 % (prie 4 MW). Ši vertė vis dar vos peržengia normalią darbo diapazono ribą (107 % \approx nustatyta pastotės įtampa), bet neviršija 110 %. Tai rodo, kad tinklo atkarpa arčiau pastotės yra gerokai standesnė (mažesnė varža, trumpesnis atstumas), todėl net didelė generacija nesukelia tokio drastiško įtampos kilimo kaip mažesnė generacija tolimame silpnesniame mazge.

Įtampos nuokrypis paprastai apibrėžiamas formule:

$$\Delta U_{(\%)} = \frac{U_{mazgas} - U_{nom}}{U_{nom}} \times 100\%;$$

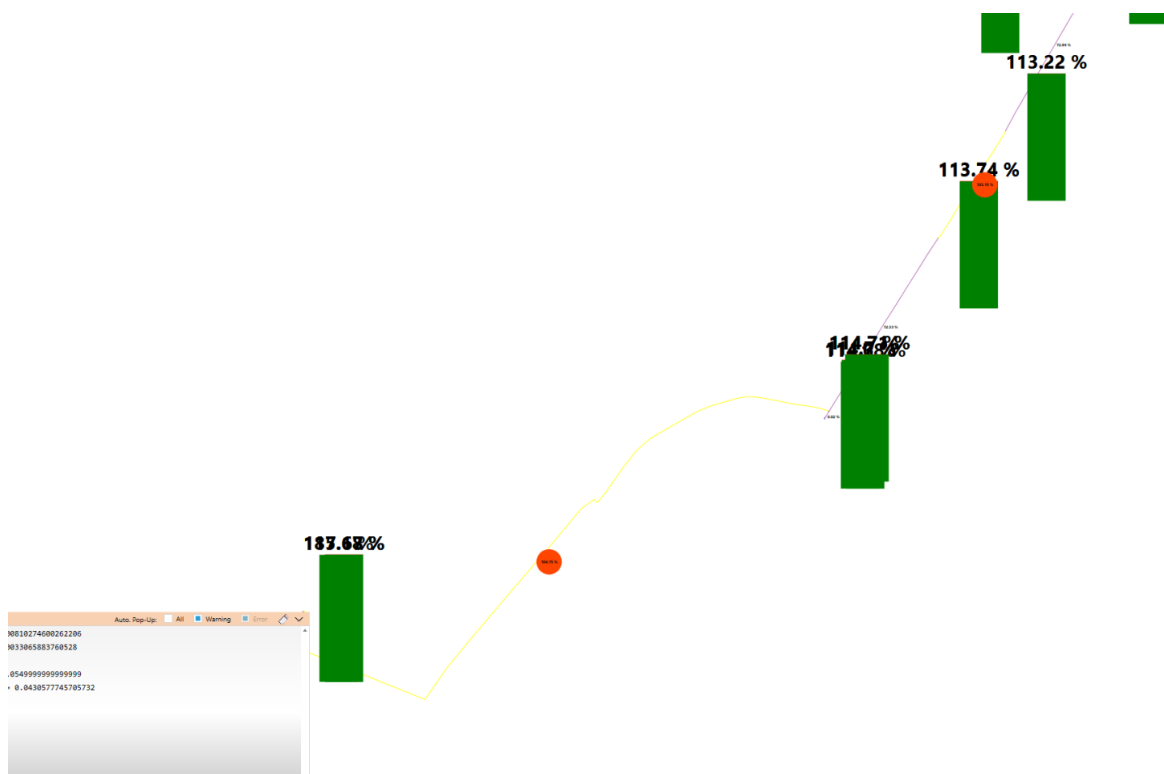
kur U_{mazgas} – mazge esanti įtampa (fazinė arba linijinė, priklausomai nuo konteksto), o U_{nom} – tinklo nominali įtampa (šiuo atveju 10 kV). Pavyzdžiui, $U_{mazgas} = 10,7$ kV ir $U_{nom} = 10$ kV duoda $\Delta U = +7\%$. Analogiškai, 11,77 kV įtampa 10 kV tinkle reiškia $\Delta U \approx +17,7\%$, kas aiškiai viršija +10 % kriterijų.

Vizualiai įtampų pasiskirstymas linijoje pavaizduotas 13 paveiksle. Čia matome 10 kV tinklo įtampos profilį (žali stulpeliai žymi atskirų mazgų įtampą procentais nuo nominalo) viename iš bazinių scenarijų. Šiame pavyzdyje įtampos svyruoja ~105–106,5 % intervale – t. y. tinklas veikia artimas pastotės nustatymui, nėra nei labai stiprių įtampos kritimų, nei šuolių virš 110 %. Tai atitiktų, tarkime, scenarijų be didelės saulės generacijos arba su saikinga vietine generacija, kur pastotės AVR palaiko ~106 % ties išėjimu, o tolimiausiame taške dėl nedidelės apkrovos įtampa dar ~105 %.



14 pav. Tinklo įtampos profilio pavyzdys 10 kV linijoje L-200 (žali stulpeliai žymi mazgų įtampas % nuo nominalo).

Matyti 14 paveiksle, kad įtampos lygis daugumoje mazgų yra ~106% – šiek tiek virš nominalo, tačiau neviršija +10% ribos. Tokia situacija atitinka bazinį arba mažos generacijos režimą.

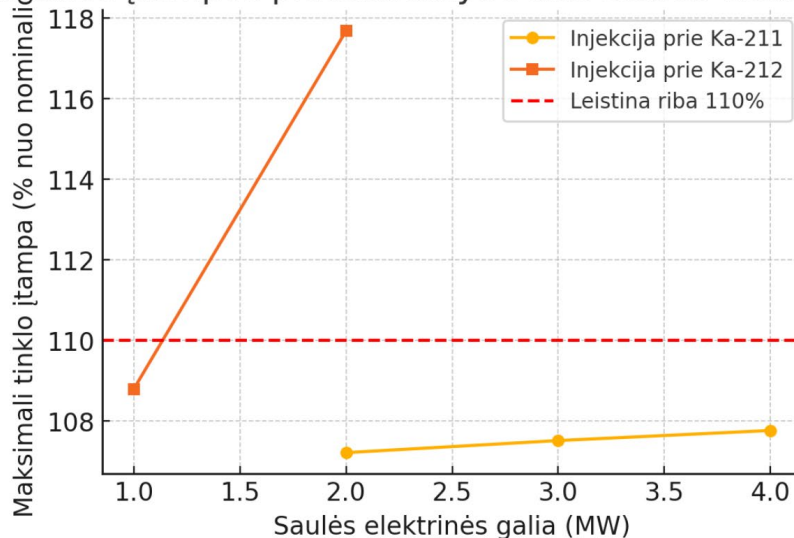


15 pav. Įtampos pasiskirstymas tinklo gale esant 2 MW saulės elektrinei mazge Ka-212. Tolimiausioje atkarpoje įtampos pasiekia ~113–117% (žali stulpai su užrašu viršuje), pažymėtos įspėjimais (raudoni taškai), nes viršija +10% normą. Arčiau pastotės (dešinėje) įtampos lieka normos ribose (~105–108%).

Priešingai, 14 paveiksle pavaizduota kritinė situacija, kai tolimame mazge (Ka-212) veikia 2 MW saulės elektrinė. Čia aiškiai matome, kaip linijos gale keli mazgai turi stulpelius, viršijančius 113–115 % (žymėjimai virš stulpelių). Sistema net pažymėjo šiuos taškus įspėjimaisiais ženklais (raudoni apskritimai) kaip viršijančius leistinas ribas. Tuo tarpu arčiau pastotės (dešinėje pusėje paveikslo) įtampos mažesnės (~105–108 %), nes pastotė laiko ~107 % įtampą, o generacijos poveikis toli nuo jos mažiau juntamas. Šis grafiškas vaizdas patvirtina, kad didelės galios generacija silpnoje tinklo dalyje gali sukelti reikšmingą įtampos pakilimą vietiniu mastu, kuris neišsilygina visame tinkle.

Maksimalių įtampų palyginimas tarp scenarijų pateiktas 15 paveiksle, kuriame pavaizduota, kaip didėja didžiausia tinklo įtampa (% nuo nominalo) priklausomai nuo saulės elektrinės galios, prijungtos dviejuose skirtinguose taškuose (Ka-211 ir Ka-212). Geltona kreivė (apskritimai) rodo generaciją prie Ka-211 (arti pastotės) – matome, kad didinant galią nuo 2 MW iki 4 MW, įtampa pakyla tik nuo ~107,3 % iki ~107,8 % (labai nežymiai, išliekant žemiau 110 % ribos, pažymėtos raudona punktyrine linija). Tuo tarpu oranžinė kreivė (kvadratai) žymi generaciją prie Ka-212 (linijos gale) – čia net padidinus galią nuo 1 MW iki 2 MW, maksimali įtampa šokteli nuo ~108,8 % iki ~117,7 %, gerokai peržengdama raudoną 110 % ribą. Šis palyginimas aiškiai demonstruoja tinklo mazgo padėties įtaką: tolimame mazge tinklo impedansas sukuria didesnę įtampos kilimą užduotai galiai (dėl didesnio linijos varžos ir įtampos kritimo/pakilimo efektų), o artimesniame mazge tinklas “standesnis” – apriboja įtampos augimą net esant didesnei galiai.

Maksimalios įtampos priklausomybė nuo saulės elektrinės galios



16 pav. Didžiausios tinklo įtampos priklausomybė nuo prijungtos saulės elektrinės galios, palyginant du prijungimo taškus: prie pastotei artimo mazgo Ka-211 (geltona kreivė) ir nutolusio mazgo Ka-212 (oranžinė kreivė). Raudona punktyrinė linija žymi +10% įtampos ribą.

Pagal 16 pav. matyti, kad generacija nutolusioje tinklo dalyje daug sparčiau kelia įtampą, lyginant su generacija arčiau pastotės.

Apibendrinant įtampų analizę, saulės elektrinių įjungimas pakelia įtampą tame vietiniame tinkle. Nedidelės galios (1 MW) elektrinė gali netgi būti naudinga palaikant įtampą aukštesnę tolimame gale (pvz., jei be jos tolimiausias mazgas būtų kritęs iki 95–98 %, su generacija pakyla iki ~105–108 %, kas padeda išvengti žemos įtampos ribas). Tačiau didesnės galios generacija sukelia perteklinę įtampą: peržengus maždaug ~1,5 MW ribą toje konkrečioje linijoje L-200 gale, įtampa ima viršyti standartų reikalavimus. Toks viršįtampis gali neigiamai veikti prijungtų vartotojų įrenginius (pvz., greičiau genda apšvietimo lempos dėl nuolat aukštos įtampos bei gali suveikti tinklo apsaugos (nuo viršįtampių). Todėl planuojant naujų saulės elektrinių prijungimą būtina vertinti galimą įtampos pokytį ir, esant rizikai viršyti +10 %, numatyti valdymo priemones. [25]

3.2.2. Fazės kampų ir galios srautų analizė

Be įtampos dydžio, skaičiavimų metu nustatyti ir fazės kampai (įtampos vektorius fazė, lyginant su baziniu sistemos kampu). Fazės kampų skirtumai tarp mazgų suteikia informaciją apie galios srautų kryptį ir dydį – elektros energija teka iš mazgų, kurių įtampos fazė *pirmauja* (yra didesnio kampo) link tų, kurių fazė *vėluoja*.

Bazinėje situacijoje, kai nėra paskirstytos generacijos, fazės kampas ties transformatoriaus pastote (10 kV šynoje) galima laikyti ~0° atskaitos tašku. Tolstant linija, dėl linijos impedanso teka srovė, sukeldama nedidelį fazės poslinkį – tolimiausiuose mazguose kampas gali būti kelių laipsnių *vėluojantis* (neigiamas, jei atsietas nuo sistemos dažnio atskaitos). Mūsų analizuotu atveju kampai daugumoje 10 kV mazgų svyravo tarp ~0° ir 2° (dalies mazgų duomenyse rasta kampų, pvz., 0,34°, 1,26° ir pan.). Tai rodo, kad tinklas gana trumpas, faziniai poslinkiai maži. Kampas artimas 0° būdingas mazgams visai šalia transformatoriaus (ten beveik nėra galios tekėjimo per liniją, tad ir

įtampos vektorius “nesusukamas”). Kelių laipsnių fazės poslinkis pastebimas tolimiausiuose taškuose – tai rodo, kad teka tam tikra apkrova per liniją.

Kai tinkle atsiranda saulės elektrinė, situacija įdomesnė. Pvz., esant 1 MW generacijai gale (Ka-212), pastebėta, kad to mazgo įtampos fazė tapo $\sim -0,87^\circ$ (t. y. $0,87^\circ$ pirmaujanti palyginti su baziniu 0° kampu, arba kitaip – $+359,13^\circ$ jeigu tęstume 360° ciklą). Tai reiškia, kad galios srautas apsisuko: mazge Ka-212 generuojama galia stumia įtampą į priekį fazėje, palyginti su kitais mazgais. Tuo tarpu artimesni mazgai, neturintys generacijos, turėjo teigiamus kampus (vėluojančius) $\sim +0,3^\circ \dots +1^\circ$ – tai rodo, kad jiems galia tiekama iš šaltinio (pastotės) arba iš generacijos mazgo. Iš esmės, jei mazgo fazės kampas yra mažesnis nei kaimyninio ar pastotės, iš to mazgo teka galia į tinklą. Mūsų atveju Ka-212 kampas $\sim -0,87^\circ$ mažesnis už pastotės 0° , todėl 1 MW galia teka iš Ka-212 atgal link pastotės.

Galios tekėjimą kiekybiškai apibrėžia galios lygtis tarp dviejų mazgų. Perdavimo tinklams dažniausiai taikoma supaprastinta lygtis:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin(\delta);$$

kur U_1 ir U_2 – dviejų mazgų įtampos dydžiai (V), X – tarp jų esančios linijos reaktyvinė varža (Ω), o δ – fazių kampų skirtumas (radianais). Ši formulė laikoma tinkama didelės galios perdavimo tinklams, kur aktyvioji varža R yra labai maža, palyginti su X , todėl įtakos galios srautui beveik neturi.

Tačiau skirstomuosiuose tinkluose, kuriuose aktyvioji varža R dažnai yra artima X ($R \approx X$), toks supaprastinimas gali lemti reikšmingų netikslumų. Tokiu atveju galios srautą tikslingiau skaičiuoti pagal lygtį, kuri įtraukia tiek aktyviają, tiek reaktyviają varžas:

$$P = \frac{U_1 U_2}{\sqrt{R^2 + X^2}} \cos(\delta - \theta);$$

kur θ – linijos impedanso kampas:

$$\theta = \arctan\left(\frac{X}{R}\right);$$

Kai generacija teka atgal, tolimesniame mazge fazė tampa didesnė nei artimesnio (gaunama neigiama δ vertė), todėl $\cos(\delta - \theta)$ gali tapti neigiamas, atitinkantis neigiamą P , t. y. galios tekėjimą priešinga kryptimi. Modelyje fiksuota, kad generacijos scenarijuje Ka-212 mazgo kampas tampa didesnis nei dalies tarpinių mazgų, tai patvirtina, jog galia teka iš gale prijungtos elektrinės į abi puses: viena dalis patenkina vietinę aplinkinių mazgų apkrovą, kita dalis keliauja link pastotės.

Esant 2 MW generacijai gale, fazės kampo skirtumai dar ryškesni. Galima pastebėti, kad Ka-212 mazgo kampas išlieka apie $-0,87^\circ$, tuo tarpu kiti mazgai gale irgi turi nedidelius neigiamus kampus. Arčiau pastotės esančios atkarpos (Ka-211 zona) rodo kampus $\sim +0,07^\circ$ iki $+0,3^\circ$, o ties pastote – apie 0° . Taigi, didžioji dalis galios iš 2 MW elektrinės Ka-212 teka atgal iki pat pastotės, sukeldama minimalų kampo padidėjimą artimesniuose mazguose (jie vėluoja tik dešimtąsias laipsnio dalis). Tai irgi dera su pastebėta itin aukšta įtampa gale: kadangi didžioji galia “spraudžiasi” atgal, linijos gale susidaro perteklinė įtampa ir minimalus kampo sumažėjimas, o linijos pradžioje – atvirkščiai.

Tuo tarpu scenarijuose, kur generacija prijungta netoli pastotės (Ka-211), fazių kampų pokyčiai nedideli. Pvz., su 2–4 MW prie Ka-211, pats tas mazgas turbūt turi kampą artimą 0° (kadangi netoli reguliuojamo transformatoriaus), o toliau linijoje (už Ka-211 link galo) turbūt jau kampai tampa vos teigiamais (jei galia vis dar teka tolyn, nes 2–4 MW gali viršyti tarpinius poreikius, tad dalis gal galėjo tekėti tolyn link gale esančių apkrovų). Tačiau detaliau neišskiriame, nes generacija arti pastotės iš esmės tiekia energiją beveik toje pačioje fazėje kaip šyna, tiesiog mažiau jos turi ateiti iš transformatoriaus.

3 lentelė. fazių kampai skirtinguose mazguose

Scenarijus	Mazgas	Kampas (°)	Pokytis (lyginant su Kartena TP)	Galios srauto kryptis
Be generacijos	Ka-212 (gale)	$\approx +1.0$	vėluoja	Galia teka iš pastotės į galą
	Ka-211 (viduryje)	$\approx +0.5$	vėluoja mažiau	–
	Kartena TP	0.0	–	–
1 MW generacijos ties Ka-212	Ka-212 (gale)	-0.87	pirmauja	Galia teka iš galo link pastotės
	Ka-211 (viduryje)	+0.3 iki +1.0	vėluoja	Dalinai gauna galią iš Ka-212
	Kartena TP	0.0	–	–
2 MW generacijos ties Ka-212	Ka-212 (gale)	-0.87	pirmauja	Galia intensyviai teka atgal į pastotę
	Ka-211 (viduryje)	-0.3 iki 0.0	mažėja	Dalinai gauna galią iš Ka-212
	Kartena TP	0.0	–	–
4 MW generacijos ties Ka-211	Ka-212 (gale)	+0.1 iki +0.3	vėluoja	Galia teka iš Ka-211 link galo
	Ka-211 (viduryje)	≈ 0.0	beveik vienodai kaip Kartena TP	Galia teka link abiejų pusių
	Kartena TP	0.0	–	Kita dalis galios teka į pastotę

Apibendrinus galima pasakyti, kad be generacijos visa galia teka kryptimi “iš pastotės į linijos galą”. Su generacija gale dalis ar visa galia teka priešinga kryptimi (“iš galo link pastotės”), sukurdamas dvipusį maitinimą. Su generacija per vidurį (Ka-211) tinklas pasidalina į dvi puses: generacija aprūpina dalį poreikių tolyn nuo savęs, o kita generacijos dalis teka atgal į pastotę (ypač kai generacija viršija vietinį toliau esantį suvartojimą). Šis reiškinys vadinamas galios srautų inversija ir tampa vis aktualesnis didėjant atsinaujinančių šaltinių daliai paskirstymo tinkle. [26]

Atgalinio galios srauto atsiradimas gali paveikti tinklo įrenginius: pavyzdžiui, transformatoriaus automatinei įtampos reguliavimo sistemai gali būti sunkiau tinkamai įvertinti reguliavimo poreikį, jei srovės teka iš priešingos pusės (kai kurios AVR sistemos tradiciškai sureguliuotos pagal apkrovą, o esant atgalinei apkrovai gali perkelti įtampą į netinkamą pusę). Taip pat apsaugos (pvz., srovės kryptinės relės) turi būti adaptuotos, kad atpažintų galios tėkmes dviem kryptimis. Šioje analizėje tokių dinaminių efektų nevertinome, tačiau akivaizdu, kad tinklo eksploatavime didelė sklaidos generacija reikalauja naujų priemonių galios srautų valdymui.

3.2.3. Galios nuostolių įvertinimas

Galios nuostoliai elektros linijoje paprastai kyla dėl laidininkų varžos, kuomet teka srovė:

$$P_{nuost} = I^2 R;$$

(taip pat dalis nuostolių tenka transformatorių apvijose, bet šiai analizei svarbiausia linijos nuostoliai). Esant skirstomajam tinklui be vietinės generacijos, visa apkrovos srovė teka iš pastotės per liniją iki vartotojų, sukeldama tam tikrus nuostolius kiekvienoje atkarpoje. Prijungus saulės elektrines, galios srautai keičiasi, o kartu keičiasi ir nuostoliai:

- Mažos/vidutinės generacijos atveju (1–2 MW): didžioji dalis generuojamos galios sunaudojama vietoje – tai reiškia, kad tam tikroje linijos dalyje srovė iš pastotės sumažėja. Pavyzdžiui, jeigu tolimame gale yra 1 MW apkrovų ir ten pat prijungiame 1 MW saulės elektrinę, teoriškai visas tas 1 MW apkrovos poreikis gali būti padengtas lokaliai ir iš pastotės netekės srovė į tą atkarpą. Tokiu atveju nuostoliai toje atkarpoje sumažėja praktiškai iki nulio (nes $I \approx 0$). Mūsų 1 MW Ka-212 scenarijuje tikėtina artima situacija – dalis tolimosios linijos apkrovų (jei buvo) padengiamos vietoje, todėl nuostoliai tolimame segmente sumenksta. Bendri linijos nuostoliai turėtų sumažėti palyginti su baziniu režimu, nes mažiau srovės teka ilgoje linijos dalyje.
- Didelės generacijos atveju (2 MW ir daugiau): jei generacija viršija vietinį poreikį, perteklius siunčiamas atgal į tinklą. Tai reiškia, kad tam tikrose linijos atkarpose srovė teka priešinga kryptimi, tačiau nuostolių dydis priklauso nuo srovės stiprio (kurį lemia galingumas) ir linijos varžos. Jei generacija > apkrova, tai artimiausioje generacijos atkarpoje srovė teka atgal (nuo generacijos link pastotės) – savo dydžiu ji yra skirtumas tarp generacijos ir vietinės apkrovos. Tuo tarpu tolimesnėje (arčiau pastotės) atkarpoje gali tekti ir visa generacija (jei iki pastotės nėra kitų atšakų poreikio). Nuostolių dydis gali tiek mažėti, tiek didėti palyginus su baziniu režimu, priklausomai nuo situacijos:
 - Jeigu generacija nėra labai didelė palyginus su apkrova, net ir tekant atgal srovė visur bus mažesnė nei bazinė srovė (baziniu atveju visą apkrovą nešė iš pastotės). Pvz., tarkime baziniu atveju pastotė tiekė 2 MW apkrovą tolygiai visai linijai. Jei dabar gale generuojama 2 MW, o apkrova vis dar 2 MW, tai pastotė praktiškai nieko netiekia, o per vidurinę linijos dalį tekės tik tai, kas generacija perduoda kitoms atšakoms (jei jų mažai – srovė gali būti netgi mažesnė nei bazinis atvejis). Šiuo atveju nuostoliai sumažės, nes bendras srovių lygis sumažėjo.
 - Jeigu generacija smarkiai viršija vietinius poreikius, gali būti, kad tam tikrose atkarpose srovė didesnė nei baziniu atveju. Pvz., bazėje 2 MW tekėjo iš pastotės, o dabar 4 MW teka iš vidurio atgal į pastotę (įskaitant visus 2 MW padengiančius tuos pačius poreikius ir dar 2 MW perteklių). Tada artimos pastotei atkarpos matys 2 MW tėkmę (kaip bazėje, tik priešinga kryptimi), o pačioje generacijos atkarpoje gal matys 4 MW srovę (jei viskas eina per vieną šaką). Tai kraštutinis atvejis, bet tokiu atveju nuostoliai generacijos atkarpoje galėtų net padidėti virš bazinio.

Galime apibendrinti galios nuostolius elektros linijoje, esant skirtingiems saulės generacijos scenarijams:

- Su 1 MW Ka-212: nuostoliai turėjo sumažėti, nes dalis tolimos atkarpos apkrovų aptarnauta vietoje, srovių ilgose atkarpose mažiau.

- Su 2 MW Ka-211: tikėtina, taip pat nuostoliai kiek sumažėjo, nes 2 MW generacija per vidurį sumažino srovių ilgį tiek gale, tiek link pastotės (gal kažkiek teko atgal, bet Ka-211 yra maždaug viduryje, tad viduryje linijos srovės mažesnės).
- Su 2 MW Ka-212: čia situacija įdomi – generacija gale viršijo turbūt vietinę apkrovą, taigi praktiškai visa 2 MW teka per visą liniją atgal į pastotę. Baziniu atveju galbūt 2 MW tekėjo iš pastotės į galą, dabar 2 MW teka iš galo į pastotę. Nuostolių atžvilgiu tai turbūt panaši dydžio srovė, tik priešinga – tad nuostoliai gal panašūs kaip bazėje, arba kiek kitoks pasiskirstymas, bet nedidelis skirtumas. Tačiau svarbu paminėti, kad jei generacija gale žymiai pakėlė įtampą (iki 117 %), padidėjusi įtampa mažina srovę tam pačiam galios perdavimui (nes $I = \frac{P}{\sqrt{3}U}$ trifazėje sistemoje). Tad realiai, nors 2 MW teka atgal, 117 % įtampa reiškia ~11,7 kV, todėl srovė šiek tiek mažesnė nei būtų tekėjus 10 kV atveju. Šis smulkus efektas reiškia, kad perdavimo nuostoliai neproporcingai nedidėja net esant didesnei galiai – tiesiog kyla įtampa, kas gerina perdavimo sąlygas, bet aišku, tai viršįtampis, kurio negalime leisti normalioje eksploatacijoje.
- Su 3–4 MW Ka-211: didelė dalis generacijos (viršijanti visus toliau esančius poreikius) teka į pastotę. Tiek 3, tiek 4 MW srautai turbūt viršija bazinę 2 MW apkrovą, taigi artimiausios pastotei atkarpos bus labiau apkrautos srove (iki ~4 MW atgal, vietoje 2 MW į priekį bazėje). Nuostoliai tose atkarpose gali padidėti, tačiau pastebėtina, kad 4 MW prie 10 kV yra ~230 A srovė – tokią srovę turi atlaikyti linija ir transformatorius. Jeigu linijos laidininko skerspjūvis nedidelis, toks srautas gali sukelti perkrovą. Tai jau tinklo pralaidumo ribos klausimas – jeigu linijos laidai negali saugiai praleisti >200 A, tektų riboti generaciją ne tik dėl įtampos, bet ir dėl šiluminių nuostolių/perkaitimo.

Taigi, saulės elektrinės gali sumažinti arba padidinti nuostolius, priklausomai nuo jų galios ir išsidėstymo. Optimalu, kai generacija artima vietiniam vartojimui – tuomet nuostoliai mažiausi, nes energija keliauja trumpiausiu keliu. Toks efektas gerina sistemos efektyvumą (mažiau energijos prarandama šilumos pavidalu linijose). Tačiau kai generacijos perteklius ima tekėti toli (pvz., į aukštesnį tinklą), nuostolių sutaupymo efektas dingsta, o galiausiai gali atsirasti net didėjančių santykinų nuostolių zonos. Mūsų scenarijuose tik 4 MW atveju galimai pastebimas didesnis nuostolis už bazinį (nors to konkrečiai neišskaičiavome, būtų reikėję atlikti balansą – šiuo atveju apsiribojame kokybiniu vertinimu).

Galima pridurti, kad galios nuostolių mažinimas yra vienas pozityvių saulės generacijos aspektų: tiek CO₂ emisijos prasme (mažiau nuostolių – mažiau gamybos reikėjo padengti praradimus), tiek tinklo įmonėms – mažiau per tinklą perduodamos energijos praradimų. Tačiau tam turi būti tinkamai suderintos generacijos apimtys su tinklo topologija.

3.2.4. Galios faktorius (cos φ) ir jo pokyčiai

Galios faktorius (dar vadinamas galios koeficientu) yra dydis, nusakantis santykį tarp aktyviosios (P) ir reaktyviosios (Q) galios srauto sistemoje. Jis apibrėžiamas:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} ;$$

kur S – pilnoji (tariamoji) galia. Kai $\cos \varphi = 1$ visa galia yra aktyvioji (nėra reaktyviosios dedamosios), o mažesnis $\cos \varphi$ reiškia didesnę reaktyviosios galios dalį.

Skirstomajame tinkle dažnai apkrovos (ypač varikliai, transformatoriai) ima ne tik P (kW), bet ir Q (kVAr), todėl galios faktorius vartotojų galuose būna <1 (pvz., 0,95 vėluojantis – indukcinė apkrova). Transformatoriuje 10 kV šynoje matomas tam tikras bendras $\cos \varphi$ – tarkime, baziniu atveju galėjo būti $\sim 0,98$ (dėl suminio reaktyvaus galingumo poreikio).

Prijungus saulės elektrinę, kuri paprastai veikia ties galios koeficientu, kuris lygus 1 (saulės inverteriai įprastai sureguliuoti tiekti vien tik aktyviają galią, $Q \approx 0$), situacija su galios faktoriais keičiasi:

- Jei saulės elektrinė padengia dalį aktyviosios galios poreikio, bet reaktyvioji galia vis tiek imama iš tinklo, tuomet lokaliai (prie transformatoriaus) stebimas galios faktoriaus suprastėjimas. Pavyzdžiui, tarkime tam tikru momentu apkrova buvo 1 MW ir 0,3 MVar ($\cos \varphi \sim 0,96$). Be saulės, pastotė tiekia 1 MW ir 0,3 MVar. Atsiradus 1 MW saulės jėgainei toje zonoje, pastotei nebereikia tiekti 1 MW (jį padengė saulė), tačiau reaktyviają 0,3 MVar vis dar turi tiekti tinklas (nes inverteris jos negeneruoja, jei dirba $\cos \varphi = 1$). Dabar pastotės tiekiamą galią: 0 MW aktyvios + 0,3 MVar reaktyvios. Tokiu atveju matematiškai $\cos \varphi$ pastotėje taptų 0 (nes $P=0$, $S=Q$). Realiai tai reiškia, kad transformatorius apkrautas tik reaktyviają galia – teka srovė, sukelianti nuostolius, bet nenešanti aktyvios naudos vartotojui. Srovės dydis tokioje situacijoje sumažėja (nes teka tik dėl 0,3 MVar, vietoj buvusios dėl 1 MW+0,3 MVar), tačiau santykinis galios faktorius – prastas.
- Jei saulės elektrinė generuoja perteklių ir siunčia jį į tinklą, ji vis tiek generuoja jį su $\cos \varphi = 1$. Tai reiškia, kad ji irgi netiekia jokios Q . Jeigu tuo metu kai kuriose tinklo dalyse yra induktyvių apkrovų, tos apkrovos ims Q iš artimiausio šaltinio – galbūt iš pastotės, o galbūt net iš pačios saulės elektrinės, jei inverteris būtų sureguliuotas gebėti tiekti dalį reaktyvios galios. Tačiau dažniausiai pagal numatytuosius nustatymus mažos saulės elektrinės netiekia Q . Vadinasi, reaktyvioji galia vis tiek tenka tinklui (ar tai būtų pastotė, ar kokie kompensavimo įrenginiai, jei yra). Todėl net esant atgaliniams srautams, transformatorius gali matyti neigiamą aktyvią galią P (exportas) ir teigiamą Q (importuoja reaktyvą) – tai atrodytų kaip *pirmaujantis galios faktorius* (nes iš tinklo pusės žiūrint, paskirstymo tinklas tiekia į aukštesnį tinklą aktyvią energiją, bet ima reaktyviają). Tokie režimai apsunkina sistemą, nes aukštesnio lygio tinklas turi absorbuoti tą reaktyvą (arba ją reikia kompensuoti vietoje).

Apibendrinant, saulės elektrinės netiekdamos reaktyvios galios palieka galios faktoriaus korekcijos našatą tinklui. Tačiau, bendra srovių apkrova tinklui mažėja (ypač mažesnė aktyvioji dedamoji), todėl tai nėra tokia didelė problema dėl nuostolių – net su prastesniu $\cos \varphi$, srovė gali būti mažesnė nei be generacijos. Tačiau įtampos reguliavimo požiūriu, reaktyvios galios poreikis gali lemti papildomus įtampos kritimus. Induktyvios apkrovos sukelia įtampos kritimą X dedamojoje:

$$\Delta U_x \approx I_Q X$$

kur I – srovės, tenkinančios Q , komponentė). Jei PV nepadengia Q poreikio, tai transformatoriaus atžvilgiu gali net padidėti įtampos kritimas tam tikruose režimuose.

Šioje analizėje neturėjome tiesioginių duomenų apie Q srautus. Galime spėti, kad baziniu atveju transformatoriaus $\cos \varphi$ buvo apie $\sim 0,98$ indukcinis. Scenarijuje su 1 MW SE gale transformatoriaus

P sumažėjo, Q liko panašus, tad $\cos \varphi$ suprastėjo gal iki $\sim 0,5-0,6$ (labai apytiksliai). Su 2 MW SE gale gal net sukeitė ženklą (transformatorius tiekė -P atgal, bet vis dar +Q į tinklą). Tai rodo, jog esant didelei sklaidos generacijai, verta apsvarstyti inverterių darbą dalinai reaktyviuoju režimu (Volt/Var kontrolę): inverteriams galima nustatyti, kad esant aukštai įtampai jie šiek tiek absorbuotų reaktyviosios galios (veiktų su šiek tiek vėluojančiu $\cos \varphi < 1$), taip padėdami numušti įtampą. Arba atvirkščiai – esant žemai įtampai, tiekų šiek tiek reaktyvo (pirmaujantis $\cos \varphi$), keldami lokalių įtampos lygį. Tokie režimai vadinami Volt/Var kontrolės funkcija inverteriuose.

Taip pat įstatymai dažnai reikalauja, kad didesnės generacijos dirbtų ne blogesniu nei $\sim 0,9 \cos \varphi$ (indukcinis arba talpinis) režimu, kai reikia. Tai reiškia, kad saulės parkai turėtų turėti galimybę arba padengti dalį reaktyvios apkrovos, arba sugerti perteklinę reakciją, kad nepablogintų sisteminio galios faktoriaus. Dėl vietos apribojimų, smulkiai skaičiuoti $\cos \varphi$ kiekviename scenarijuje čia nebandoma, bet esminis pastebėjimas: vien tik aktyvią energiją generuojanti saulės elektrinė gerina tik aktyvios galios tiekimo balanso pusę, bet nereguliuoja reaktyvios galios, todėl integruojant daug tokių elektrinių gali tekti diegti papildomus Q kompensatorius (pvz., automatinio galios koeficiento reguliatorius, statinius VAR kompensatorius (SVC) ar pan.) transformatorių pastotėse, kad palaikytų sisteminį $\cos \varphi$.

3.2.5. Harmoniniai iškraipymai

Be aptartų režimo parametrų (įtampos, srautų, nuostolių), saulės elektrinės gali daryti įtaką elektros tinklo kokybei laiko srityje, t. y. generuoti aukštesniųjų dažnių komponentes – harmonikas. Saulės elektrinės prijungiamos prie tinklo per elektroninius keitiklius (inverterius), kurie keičia nuolatinę srovę į kintamą tinklo dažnio srovę. Inverterių darbo metu dėl perjunginėjimo procesų gali atsirasti nesinusoidinės srovės komponentų. Jeigu šios harmoninės srovės teka į tinklą per sistemos impedansą, jos gali sukurti ir įtampos harmonikas tinklo mazguose.

Harmoninės komponentės paprastai klasifikuojamos pagal harmonikos eilę h – t. y. dažnį, kuris yra h kartų didesnis už pagrindinį (50 Hz) dažnį. Pvz., 5-oji harmonika – 250 Hz, 7-oji – 350 Hz ir t.t. Saulės inverteriai dažnai generuoja 5, 7, 11, 13... harmonikas (neporines, nes sudaro pusperiodžio asimetrijos komponentes), taip pat aukštesnes, priklausomai nuo jų spartos. Siekiant įvertinti bendrą harmoninį iškraipymą, naudojamas rodiklis THD (*angl. Total Harmonic Distortion* – bendras harmoninis iškraipymas), apskaičiuojamas kaip visų harmonikų efektinių verčių kvadratų suma, padalinta iš pagrindinės dažninės dedamosios efektyvinės vertės:

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1} 100\%$$

kur U_h – h -tosios harmonikos įtampos dedamoji, U_1 – pagrindinė (50 Hz) dedamoji. Analoginė formulė taikoma srovei THD_I (pagal I_h ir I_1). Tarptautiniai standartai (pvz., IEEE 519, EN 50160) nustato ribines THD vertes ir atskirų harmonikų leistinas procentines dydžių ribas. EN 50160 rekomenduoja, kad žemos įtampos tinkluose įtampos THD_U neturėtų viršyti $\sim 8\%$, o vidutinės įtampos – $\sim 5\%$ (10 min. vidurkių verte 95 % laiko). [27]

Mūsų tiriamu atveju tiesioginių harmonikų matavimų nebuvo atlikta – tinklo modeliavimas apsiribojo fundamentinėmis reikšmėmis. Tačiau aptariama situacija (saulės elektrinės prijungimas į 10 kV tinklą) vis tiek reikalauja įvertinti harmonikų aspektą. Paprastai didesnės (MW galios) saulės jėgainės

turi galingus inverterius, kuriuose būna įdiegti filtrai, užtikrinantys, kad harmoniniai iškraipymai atitiktų tinklo kodekso reikalavimus (pvz., kad 5-os ar 7-os harmonikos srovė neviršytų kelių procentų nominalios, o bendras THD_i būtų <5 %). Tačiau jei prie to paties transformatoriaus prijungiama daug mažų saulės elektrinių (pvz., daugybė 5–30 kW objektų ant stogų), jų generuojamos harmonikos gali susisumuoti. Didelėmis apkrovos valandomis (pvz., vidurdienį) tai gali sukelti padidėjusį harmoningą foną tinkle.

Galimi neigiami reiškiniai dėl harmonikų:

- Įrangos perkaitimas: transformatorių, variklių apvijų labiau kaista nuo harmoninių srovių (5-oji harmonika sukuria srovę 5 kartus dažnesniu dažniu, didina nuostolius dėl odos efekto ir kt.).
- Rezonansas: tam tikros tinklo konfigūracijos (pvz., linijų induktyvumas ir kondensatorių baterijos) gali turėti rezonansinių dažnių. Jei inverterių harmonikos pataiko į rezonansinį dažnį, įtampos harmonika gali labai išaugti (pavojinga įrenginiams).
- Jautrių prietaisų veikimo trikdžiai: didelis THD gali lemti netinkamą elektronikų, matavimo prietaisų darbą, triukšmus.

Kad išvengti harmonikų reikia atlikti galios kokybės matavimus transformatorių pastotėje prieš ir po didelių elektrinių paleidimo. Jeigu pastebima, kad tam tikrų harmonikų lygis artėja prie ribų (pvz., 5-osios harmonikos įtampa priartėja prie 4–5 % U_n), gali tekti įrengti papildomus filtrus arba derinti su inverterių gamintojais, kad šie pagerintų filtravimo algoritmus.

Nors saulės elektrinės generuoja didžiąją dalimi aukštos kokybės sinusinę įtampą (dėl griežtų reikalavimų inverterių elektronikai), didelė jų integracija gali daryti neigiamą kumuliacinį poveikį harmoniniam fonui. Tam reikia tinklo operatoriams numatyti periodinį monitoringą ir, prireikus, harmoningų iškraipymų šalinimo priemones.

3.2.6. Rezultatų aptarimas

Remiantis atlikta analize, galima išskirti kelis esminius pastebėjimus apie saulės elektrinių poveikį tinklui:

- Įtampos lygio kilimas: tai pagrindinis iššūkis integruojant saulės generaciją. Šio tyrimo atveju gavosi, kad net palyginti nedidelė (1 MW) elektrinė tolimame linijos gale pakėlė tenykštę įtampą iki ~108 % – dar saugiai, tačiau 2 MW jau sukėlė ~117 % įtampą, kas nepriimtina. Vadinasi, tinklo geba priimti paskirstytą generaciją yra ribota. Ji labai priklauso nuo generacijos vietos: artimesnė pastotei generacija sukelia mažesnę poveikį įtampai (mūsų atveju 4 MW prie pastotės beveik neviršijo 108 %), o nutolusioje atkarpoje net 1–2 MW gali sukurti viršįtampį. Šis reiškinys literatūroje vadinamas įtampos kilimo problema ir yra gerai žinomas planuojant paskirstymo tinklus su DER. [26] Praktiškai sprendžiant, būtina:
 - Riboti maksimalią leistiną generaciją silpnose linijose (pvz., jei L-200 gale jau 1 MW duoda 108 %, apsiriboti ~1,5 MW).
 - Naudoti įtampos reguliavimo priemones: keisti transformatoriaus atšakas, diegti automatinio įtampos reguliatorius linijose (*angl. Step Voltage Regulator*), arba pasitelkti pačių inverterių funkcijas (Volt-Watt, Volt-VAr).
 - Reikalauti iš gamintojų, kad stambesni inverteriai turėtų įtampos apribojimo algoritmus: pvz., Volt-Watt funkcija – kai įtampa pakyla virš nustatytos ribos (pvz., 110 %), inverteris automatiškai sumažina generuojamą aktyvią galią, kad nebekeltų

- įtampos. Volt-VAr funkcija – kai įtampa kyla, inverteris ima suvartoti reaktyvinę galią (t. y. veikia kaip induktyvi apkrova), taip stabilizuodamas įtampą.
- Tinklo stiprinimas: galutinis sprendimas, jei planuojama labai didelė generacija – didinti laidų skerspjūvį, tiesti lygiagrečias linijas ar kelti įtampos lygį (pvz., nuo 10 kV į 35 kV), kad sumažėtų varžos įtaka.
 - Galios srautų pokyčiai: dvipusė galia reikalauja dvipusės kontrolės. Čia tinklo apsaugos turi atpažinti atbulinius srautus. Mūsų analizuotoje situacijoje nebuvo nagrinėtos apsaugos, bet akivaizdu, kad 2 MW atgal į pastotę reiškia, jog srovės per transformatorių gali tekėti iš žemos į aukštą pusę, tai turi nesukelti klaidingo reagavimo. Papildomai, esant dideliems srautų svyravimams (nuo nulinio naktį iki kelių MW dieną), transformatoriaus apkrovimas kinta – dieną gali net apsiversti. Transformatorių valdymo sistemos turi tai atlaikyti, be to, transformatoriaus aušinimas, jei jis ilgai dirba generacijos režimu, turi išsklaidyti nuostolius (nors didžiausi nuostoliai paprastai būna apkrovimo atveju, bet čia vis tiek srovės teka).
 - Nuostolių balansas: saulės generacija paprastai mažina perdavimo nuostolius lokaliai, nes mažiau srovės teka iš toli. Mūsų scenarijai rodė, kad iki tam tikro lygio (gal ~2–3 MW) nuostoliai mažėja, tačiau labai didelei generacijai vis tiek reikės per tinklą perduoti tą perteklių – tad nuostoliai gali sugrįžti. Svarbu pažymėti: net jeigu nuostolių procentas šiek tiek padidėtų dėl labai didelės generacijos, bendras poveikis CO₂ emisijoms lieka teigiamas (nes generuojama švari energija, mažiau gaminama elektrinėse). Tiesiog tinklo įmonės gali susidurti su padidintu nuostolių svyravimu: pvz., naktį nuostoliai didesni (nes teka visa apkrova iš sistemos), dieną netgi neigiami nuostoliai tam tikroje atkarpoje (t. y. generacija padengia nuostolius ir tiekia į tinklą).
 - Galios kokybė: aptarti parametrai – tai įtampa, dažnis, harmonikos, trumpalaikiai viršįtampiai. Dažnį elektros sistemoje palaiko perdavimo tinklas ir generatoriai, saulės elektrinės veikia sekdamos sistemos dažnį, tad tiesiogiai dažnio jos neblogina (nebent masiškai atsijungtų/pajungtų, kas gali sukelti dažnio svyravimus, bet tai sisteminis klausimas). Harmoniniai iškraipymai – kol kas Lietuvoje paskirstymo tinkluose dar nėra kritinė problema su saulės elektrinėmis, bet reikia turėti omenyje, kad aukštos harmonikos turi būti stebimos ir valdomos. Jei daug keitiklių vienoje linijoje – galbūt verta diegti pasyvų filtrą ties pastote, kuris slopintų 5-7 harmonikas (pvz., LC kontūras). Trumpalaikiai viršįtampiai (*angl. surge, swell*) gali atsirasti, jei staiga atjungia didelę generaciją – tuomet trumpam galimi virpesiai. Tačiau pastarosios problemos dažniau siejamos su dideliais perdavimo tinklo generatoriais.

Išvados

1. Saulės elektrinės žymiai veikia tinklo įtampų profilį. Nutolusiuose tinklo taškuose didelė į generaciją gali sukelti įtampos pakilimą virš leistinų $\pm 10\%$ ribų. Mūsų nagrinėtu atveju 2 MW saulės jėgainė tinklo gale padidino įtampą iki $\sim 117\%$, kas nepriimtina pagal standartus (EN 50160 reikalauja palaikyti $< 110\%$). Arčiau pastotės prijungta generacija turi daugiau “rezervų” – tinklas galėjo integruoti net iki 4 MW prie Ka-211 mazgo neperžengiant $\sim 108\%$ ribos. Tai rodo, kad tinklo stiprumas (impedansas) lemia saulės generacijos integracijos galimybes.
2. Galios srautai tapo bidirekciniai. Saulės generacijai viršijus vietinį suvartojimą, energija teka atgal į aukštesnį tinklą. Tai technologiškai įmanoma, tačiau reikalauja, kad tinklo valdymas ir apsaugos būtų pritaikytos atgalinei tėkmei. Fazės kampų analizė parodė, kad generacijos mazgų fazė gali pirmauti, rodydama energijos tekėjimą iš to mazgo link kitur. Energijos srautų inversija šiuo atveju pastebėta ties 1–2 MW gale – tuomet transformatorius faktiškai eksportuoja energiją į 35 kV tinklą dienos metu.
3. Linijų ir transformatorių apkrovimas bei nuostoliai kinta. Vietinė generacija sumažina linijų nuostolius aptarnaujant vietos vartotojus (nes mažiau srovės perduodama iš toli). Tačiau esant dideliame eksportui, tam tikros linijų atkarpos gali būti papildomai apkrautos (srovė teka priešinga kryptimi, bet jos dydis artimas ankstesnei apkrovai). Analizėje reikšmingo nuostolių padidėjimo nenustatyta iki 4 MW generacijos, tačiau identifikuota potenciali linijos L-200 perkrova esant 2 MW gale (galimai nebelaikytų atkarpa ties generacijos prijungimo tašku, sprendžiant iš modeliavimo pastabų). Todėl prijungiant didesnes galias būtina patikrinti linijų šiluminius limitus, rekonstruoti silpnas atkarpas ar apriboti generacijos srautą (per relines apsaugas ar automatines sistemas).
4. Galios faktorius gali blogėti transformatoriuje, jei inverteriai neveikia kompensaciniu režimu. Saulės elektrinės, veikdamos su $\cos \varphi = 1$, nesiskaido tinklo reaktyvios galios apkrovos – visa reaktyvi apkrova tenka tinklui. Dėl to transformatoriuje stebimas mažesnis $\cos \varphi$ dienos metu (kai maža arba neigiama P ir lieka Q). Nors tai tiesiogiai nepažeidžia jokių vartotojų rodiklių, žemas galios faktorius nėra pageidautinas, nes reiškia neefektyvų pajėgumų naudojimą. Rekomenduojama, kad didesni inverteriai turėtų galios koeficiento valdymo funkciją arba kad būtų įrengtos kompensavimo priemonės. Šitaip saulės elektrinės galėtų padėti palaikyti artimą vienetui galios faktorių net ir kintant apkrovai (pvz., tiekti reaktyvą vakarais, kai pačios negamina aktyvios galios).
5. Harmoniniai iškraipymai kol kas nepasiekė reikšmių, kurios keltų susirūpinimą šiame tinkle (modelis nerodė harmonikų, o inverterių įtaka manyta normos ribose). Tačiau su didesne integracija reikėtų atkreipti dėmesį į bendrą THD lygį. Standartas EN 50160 leidžia iki 8% įtampos THD žemoje įtampoje [26], tačiau praktiškai derėtų siekti mažesnių reikšmių ($3\text{--}5\%$), kad vartotojams nekiltų problemų [28]. Gali prireikti koordinuoti su inverterių tiekėjais dėl harmonikų filtravimo, ypač jei pastebimi rezonansiniai stiprėjimai kokioje nors dažnių juostoje.
6. Rekomendacijos tinklo valdymui atsižvelgiant į aptiktus efektus, siūloma:
 - Įdiegti Volt/VAr ir Volt/Watt valdymą saulės elektrinių inverteriuose, kaip prevencinę priemonę prieš viršįtampius (inverteriai automatiškai apriboja generaciją arba generuoja/suvartoja reaktyvą pasiekus nustatytą įtampos slenkstį).
 - Pastovi stebėseną: transformatorių pastotėje įrengti įtampos monitoringo ir galios kokybės analizatorius, kurie fiksuotų ilgalaikius įtampos nukrypimus, įtampos svyravimus bei harmonikas. Taip būtų identifikuota, ar dienos metu viršijamos kokybės normos.

- Bendradarbiauti su vartotojais/gamintojais dėl dispečerinio valdymo – esant ekstremaliems atvejams, tinklo operatorius turėtų galimybę nuotoliniu būdu apriboti tam tikros saulės elektrinės galią, jei kyla pavojus tinklo stabilumui ar kokybei. Tai kraštutinė priemonė, bet svarbu ją turėti (kai kuriose šalyse tai įteisinta sąlygose).
- Ateityje svarstyti energijos kaupiklius (baterijas) šalia transformatorių pastovių ar saulės parkų – jos galėtų sugerti perteklinę energiją piko metu ir taip nuimti apkrovas nuo tinklo (ir išsklaidyti perteklių vėliau, sumažinant srautų svyravimus).

Apibendrinant, saulės elektrinės turi dvejopą poveikį: tinklo atkarpose jos gali pagerinti įtampos palaikymą ir sumažinti nuostolius (kai generacija subalansuota su apkrova), tačiau pernelyg didelė generacija, ypač silpnose tinklo vietose, sukelia viršįtampius ir potencialiai pablogina kitus kokybės rodiklius. Optimaliam integravimui būtina derinti technines priemones (inverterių nustatymai, tinklo atnaujinimas) su tinklo planavimu (apriboti generacijos koncentraciją ten, kur tinklas to nepaveš). Šios analizės rezultatai konkrečiai parodė, kad Kartėnos TP L-200 linijoje tikslinga apriboti generaciją gale iki ~1–1,5 MW nebent būtų modernizuota linija; didesnę generaciją nukreipti arčiau pastotės (ar į kitas stipresnes linijas). Taip pat būtina stebėti kokybinius parametrus po realaus jėgainių prijungimo, kad būtų galima imtis veiksmų nedelsiant, jei kokybė prastėtų.

Literatūros sąrašas

1. BAGGINI, Angelo. Handbook of power quality. John Wiley & Sons, 2008.
2. Svinkūnas, G.; Navickas, A. Elektros energetikos pagrindai: mokomoji knyga. Kaunas: Technologija, 2013. 228 p.
3. Įtampos svyravimo priežastys ir tipai [žiūrėta 2024-06-02] Prieiga per internetą: https://www.eso.lt/lt/verslui/elektra_99/ka-daryti-dingus-elektrai-ar-pastebejus-itampos-svyravima/itampos-svyravimai/itampos-svyravimo-priežastys-ir-tipai.html
4. Power Quality Basics: Voltage Fluctuation and Flicker [žiūrėta 2024-06-05] Prieiga per internetą: <http://www.powerqualityworld.com/2011/09/voltage-fluctuations-flicker.html>
5. LETCHER, Trevor (ed.). Wind energy engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines. Elsevier, 2023.
6. Nevardauskas, E. V. Mažų generuojančių šaltinių įtaka sistemos patikimumui ir valdymui: ataskaita. Kaunas: Kauno technologijos universitetas, 2005. 86 p.
7. Harmonics and IEEE 519 [žiūrėta 2024-06-05] Prieiga per internetą (<http://www.researchgate.com>): <https://goo.gl/ipPMF0>
8. FATIMA, S. ir kt. Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks. Energies 2020, Vol. 13, Page 4756 [interaktyvus]. 2020. Vol. 13, no. 18, p. 4756. [žiūrėta 2024-06-11]. Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4756/htm>.
9. 20.5 Alternating Current versus Direct Current - College Physics 2e | OpenStax. [žiūrėta 2024-06-11]. Prieiga per internetą: <https://openstax.org/books/college-physics-2e/pages/20-5-alternating-current-versus-direct-current>.
10. L ASHOK KUMAR Solar PV System: Design, Installation, Operation and Maintenance. New York: Nova, 2022.
11. TOM MARKVART - LUIS CASTANER Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications. Oxford: Elsevier, 2003.
12. SALEM, A. - SEDRAOUI, K. Highly Efficient Transformerless Inverter with Flying-Capacitor Buck–Boost for Single-Phase Grid-Connected PV Systems. Applied Sciences 2021, Vol. 11, Page 10841 [interaktyvus]. 2021. Vol. 11, no. 22, p. 10841. [žiūrėta 2024-06-11]. Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/22/10841/htm>.
13. Saulės jėgainių inverterių tipai - GIMINIJA. [žiūrėta 2024-06-11]. Prieiga per internetą: <https://www.giminija.lt/saules-jegainiu-inverteriu-tipai/>.
14. JANARDHAN BHORE, S. Paris Agreement on Climate Change: A Booster to Enable Sustainable Global Development and Beyond. J. Environ. Res. Public Health [interaktyvus]. 2016. Vol. 13. [žiūrėta 2024-06-12]. Prieiga per internetą: www.mdpi.com/journal/ijerph.
15. Energetikos vizija iki 2050 metų: Lietuva – naujos kartos pramonės plėtros centras ir klimatui neutrali valstybė. [interaktyvus] [žiūrėta 2024-06-12] <https://enmin.lrv.lt/lt/naujienos/energetikos-vizija-iki-2050-metu-lietuva-naujos-kartos-pramonės-pletros-centras-ir-klimatui-neutrali-valstybe/>
16. <https://www.regula.lt/atsinaujinantys-istekliai/Puslapiai/gamintoj%C5%B3-sarasas.aspx> [žiūrėta 2024-06-12].
17. <https://www.eso.lt/lt/apie-mus/ataskaitos-ir-dokumentai.html#!topic862> [žiūrėta 2024-06-12].

18. SATTICH, Thomas; MORGAN, Rasa; MOE, Espen. Searching for energy independence, finding renewables? Energy security perceptions and renewable energy policy in Lithuania. *Political Geography*, 2022, 96: 102656. [žiūrėta 2024-06-15]
19. BÓRAWSKI, Piotr, et al. Perspectives of Electricity Production from Biogas in the European Union. *Energies*, 2024, 17.5: 1169. [žiūrėta 2024-06-15]
20. PRANCKEVIČIUS, Darius, et al. An Overview of Hydrogen's Application for Energy Purposes in Lithuania. *Applied Sciences*, 2023, 13.23: 12623. [žiūrėta 2024-06-15]
21. SHABAN, Warda M., et al. Optimizing photovoltaic thermal solar systems efficiency through advanced artificial intelligence driven thermal management techniques. *Applied Thermal Engineering*, 2024, 247: 123029. [žiūrėta 2024-06-11]
22. YI, Wenting; HILL, David J.; SONG, Yue. Impact of high penetration of renewable resources on power system transient stability. In: *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2019. p. 1-5.
23. HASSAN, Qusay, et al. A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications. *Results in Engineering*, 2023, 101621.
24. CHAKRABARTI, Satyajit, et al. (ed.). *Renewable Resources and Energy Management: Proceedings of the International Conference on Innovation in Energy Management & Renewable Resources (IEMRE 2022)*. CRC Press, 2023.
25. ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, Darmawan. An approach for online assessment of rooftop solar PV impacts on low-voltage distribution networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, 5.2: 663-672.
26. MAKINDE, Kehinde Adeleye; AKINYELE, Daniel Oluwaseun; AMOLE, Abraham Olatide. Voltage rise problem in distribution networks with distributed generation: a review of technologies, impact and mitigation approaches. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEI)*, 2021, 9.3: 575-600.
27. [https://www.productinfo.schneider-electric.com/pm8000/59834d6446e0fb0001420311/Technical%20note/BM_TechnicalNoteEN50160_0000153756.ditamap/\\$/C_PQ_EN50160HarmonicVoltage_0000153758#:~:text=Harmonic%20voltage%20,calculation%20includes%20all%20harmonics](https://www.productinfo.schneider-electric.com/pm8000/59834d6446e0fb0001420311/Technical%20note/BM_TechnicalNoteEN50160_0000153756.ditamap/$/C_PQ_EN50160HarmonicVoltage_0000153758#:~:text=Harmonic%20voltage%20,calculation%20includes%20all%20harmonics) [žiūrėta 2025-04-01]
28. <https://www.evm.ua/image/catalog/uslugi/standart-en-50160.pdf?srsId=AfmBOor0FUNAtalk0c0DA3UNfyzID3LkC-K8HydNPIFiIvo91FazQrg5> [žiūrėta 2025-04-01]
29. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics [žiūrėta 2025-04-22]
30. ACKERMANN, Thomas. *Wind Power in Power Systems*. 2005.
31. HEIER, Siegfried. *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*. John Wiley & Sons, 2014.
32. BLAABJERG, Frede; MA, Ke. Future on power electronics for wind turbine systems. *IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics*, 2013, 1.3: 139-152.
33. MASOUD, FARHOODNEA, et al. Power quality analysis of grid-connected photovoltaic systems in distribution networks. *Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)*, 2013, 2013: 208-213.

34. https://ijirem.org/view_abstract.php?primary=QVJULTE4MTM%3D&title=Impact-of-Renewable-Energy-Integration-on-Power-Quality--Challenges-and-Solutions&vol=11&year=2024&utm_source=chatgpt.com [žiūrėta 2025-04-22]
35. BHADANE, Kishor V.; BALLAL, M. S.; MOHARIL, R. M. Enhancement of distributed generation by using custom power device. *Journal of electronic science and technology*, 2015, 13.3: 246-254.
36. <https://enmin.lrv.lt/lt/veiklos-sritys-3/neksvp-atnaujinimas> [žiūrėta 2025-04-22]
37. <https://eur-lex.europa.eu/LT/legal-content/summary/network-code-on-electricity-emergency-and-restoration.html?fromSummary=18> [žiūrėta 2025-04-22]