



**KAUNO TECHNOLOGIJOS UNIVERSITETAS**  
**ELEKTROS IR ELEKTRONIKOS FAKULTETAS**

**Simonas Šantaras**

**VIRTUALIŲ ELEKTRINIŲ IR RINKOS MODELIŲ TYRIMAS**

Baigiamasis magistro projektas

**Vadovas**

Prof. dr. Saulius Gudžius

**KAUNAS, 2018**

**KAUNO TECHNOLOGIJOS UNIVERSITETAS**  
**ELEKTROS IR ELEKTRONIKOS FAKULTETAS**  
**ELEKTROS ENERGETIKOS SISTEMŲ KATEDRA**

**VIRTUALIŲ ELEKTRINIŲ IR RINKOS MODELIŲ TYRIMAS**

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (kodas 621H63003)

**Vadovas**

Prof. dr. Saulius Gudžius

**Recenzentas**

Lekt. dr. Povilas Norkevičius

**Projektą atliko**

Simonas Šantaras

**KAUNAS, 2018**



KAUNO TECHNOLOGIJOS UNIVERSITETAS

Elektros ir elektronikos

(Fakultetas)

Simonas Šantaras

(Studento vardas, pavardė)

Elektros energetikos inžinerija, 621H63003

(Studijų programos pavadinimas, kodas)

Baigiamojo projekto „Virtualių elektrinių ir rinkos modelių tyrimas“

### AKADEMINIO SAŽININGUMO DEKLARACIJA

20 18 m. gegužės 20 d.  
Kaunas

Patvirtinu, kad mano, **Simono Šantaro**, baigiamasis projektas tema „Virtualių elektrinių ir rinkos modelių tyrimas“ yra parašytas visiškai savarankiškai, o visi pateikti duomenys ar tyrimų rezultatai yra teisingi ir gauti sąžiningai. Šiame darbe nei viena dalis nėra plagijuota nuo jokių spausdintinių ar internetinių šaltinių, visos kitų šaltinių tiesioginės ir netiesioginės citatos nurodytos literatūros nuorodose. Įstatymų nenumatytų piniginių sumų už šį darbą niekam nesu mokėjęs.

Aš suprantu, kad, išaiškėjus nesąžiningumo faktui, man bus taikomos nuobaudos, remiantis Kauno technologijos universitete galiojančia tvarka.

\_\_\_\_\_  
(vardą ir pavardę įrašyti ranka)

\_\_\_\_\_  
(parašas)

Šantaras, S. Virtualių elektrinių ir rinkos modelių tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas Prof. dr. Saulius Gudžius; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas, Elektros energetikos sistemų katedra.

Mokslo kryptis ir sritis: Elektros energetikos inžinerija, Technologiniai mokslai

Reikšminiai žodžiai: *Virtuali elektrinė, imperialistinis varžymosi algoritmas.*

Kaunas, 2018. 56 p.

## **SANTRAUKA**

Pastaraisiais metais dėl spartaus iškastinio kuro mažėjimo, atsirado papildomas atsinaujinančių energijos šaltinių (AEI) poreikis. Be to, iškastinis kuras siejamas su šiltnamio efektą skatinančių dujų išskyrimu, o tai kelia labai didelį rūpestį daugeliui bendrovių ir šalių. Dėl šių problemų atsiranda vis didesnis AEI, įtrauktų į modernias energetines sistemas skaičius. Kadangi viskas turi savo privalumų ir trūkumų, pastebima, kad didelė AEI skvarba, tokių kaip vėjo elektrinių (VE) ir saulės elektrinių (SE) į energetines sistemas, sukelia žymiai sudėtingesnę elektros energijos gamybą dėl gamybos neapibrėžtumų. Taigi siekiant AEI dar labiau integruoti į dabartinę energetinę sistemą privaloma išspręsti problemas, susijusias su šių išteklių kintama generacija.

Vienas iš labiausiai paplitusių sprendimų būdų yra išskirstyti generaciją, papildyti sistemą energijos kaupikliais ir valdyti apkrovas, o visą tai valdyti iš atskiros energijos valdymo sistemos vadinamos Virtualia elektrine (VPP).

VPP tikslas šiame darbe yra sumažinti bendrąsias eksploatacijos sąnaudas, atsižvelgiant į energijos nuostolių sąnaudas per 24 valandų intervalą. Siekiant išspręsti šią problemą, pasirinktas meta euristinis optimizavimo algoritmas - Imperialistinis konkurencinis algoritmas (ICA), kurio tikslas - nustatyti optimalų VPP energijos valdymą su AEI, energijos kaupimo sistema ir apkrovos valdymu.

Darbe naudojami generacijos duomenys yra realūs, proporcingai pakoreguoti. Skaičiavimai atliekami įvertinant kiekvieno generacijos šaltinio skirtingas energijos supirkimo kainas. Pagrindinis dėmesys skiriamas atsinaujinančių energijos šaltinių sugeneruotai energijai, likusi energija išlyginama baterijomis arba energijos kaupikliais ir mikro turbinomis. Skaičiavimuose taip pat įvertinamas energijos kaupiklių sistemos pradinis sukauptos energijos kiekis, didžiausia galima talpa.

Darbo tikslas- suprojektuoti ir išbandyti optimaliausią virtualios elektrinės energijos paskirstymo sistemą panaudojant Imperialistinį konkurencinį algoritmą. Šiam tikslui pasiekti išsikelti uždaviniai:

1. Atlikti literatūros analizę ir pagal ją parinkti virtualios elektrinės optimizavimo metodą.
2. Parinktą algoritmą pritaikyti virtualios elektrinės energijos paskirstymo skaičiavimams.
3. Sumodeliuoti virtualios elektrinės energijos paskirstymo sistemą.
4. Palyginti sumodeliuotų virtualių elektrinių energijos paskirstymo sistemų rezultatus.

Šiame darbe atlikta Virtualių elektrinių ir jų sprendimų analizė. Dėl sistemos kompleksiško, pasirinktas euristinis optimizavimo metodas. Dėl sąlyginai trumpų skaičiavimų ir atitinkamai pastovių rezultatų, parinktas Imperialistinis varžymosi algoritmas.

Parinktam skaičiavimo metodui nustatyta tikslinė funkcinė ir optimalūs veikimo valdymo apribojimai. Pats algoritmas pritaikytas energetinės sistemos modeliavimui ir optimalaus režimo nustatymui.

Simuliacijų metu simuliuota energetinė sistema, susidaranti iš atsinaujinančių energijos šaltinių - vėjo ir saulės elektrinių bei iš neatsinaujinančių energijos šaltinių - mikro turbinos ir kuro elementų, taip pat sistemoje buvo panaudotos vienas energijos saugojimo įrenginys - baterija. Atlikti skaičiavimai 24 valandų diapazone, su pusvalandžio intervalais.

Siekiant išnagrinėti siūlomo algoritmo efektyvumą, buvo pasiūlyti aštuoni skirtingi scenarijai. Skaitiniai rezultatai parodė, kad siūlomas optimizavimo metodas yra tinkamas tokioms problemoms spręsti.

Pagal pirmų 4 scenarijų rezultatus pastebime, kad skaičiavimams labai didelę reikšmę turi baterijos ir jų talpos. Esant didesnei talpai sistema patiria mažiau nuostolių, kai perteklinės generacijos energija sukaupiama baterijose.

Pagal 4-6 scenarijų rezultatus pastebime, kad esant didesniai baterijų įkrovimui, gaunama mažesnė kaina dėl pačioje simuliacijos pradžioje atsirandančio galios deficito ir dėl per mažos vėjo elektrinių generacijos.

Pagal gautus rezultatus septintame scenarijuje, kai generuojama visa galia yra tik iš esamų rezervinių šaltinių, elektros energijos kaina yra stipriai sumažinama, tačiau tokia generacija yra

neekologiška ir reikia ieškoti papildomų sprendimo būdų, kurie užtikrintų sistemos ekologiškesnį veikimą.

Pagal gautus rezultatus aštuntame scenarijuje, sistemai pilnai pasikliaunant atsinaujinančios energijos šaltiniais gauname, kad tik stipriai apribojant apkrovą galima išlaikyti sistemą veikiančią parametrų leistinose ribose.

Šantaras, Simonas. Research of Virtual Power Plants and Market Models. Final project of master 's degree / supervisor Gudžius, Saulius, Prof. PhD.; Kaunas University of Technology, Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Department of Electric Power Systems.

Research area and field: Electrical energy Engineering, Technological Sciences

Key words: *Virtual Power Plant, Imperialistic Competitive Algorithm.*

Kaunas, 2018. 56 p.

## **SUMMARY**

In recent years, due to the fears that fossil fuel supplies are rapidly decreasing, emerged additional need for renewable energy sources (RES). In addition, fossil fuels are associated with the release of greenhouse gases, which is a matter of great concern for many companies and countries. Due to these problems, the number of RES included in modern energy systems are rapidly increasing. As there is nothing without their cons, the high penetration of RES, such as wind power plants and solar power plants into energy systems, causes much more complicated generation of electricity due to manufacturing uncertainties. Therefore, to better integrate RES in the current energy system, it is imperative to solve the problems associated with the variable generation of these resources.

One of the most common solutions is to decentralize generations, to supplement the system with energy storage and load management, and to manage it all from a separate power management system called the Virtual Power Plant (VPP).

The objective of the VPP in this work is to reduce overall operating costs, considering the cost of energy losses over a 24-hour period. To solve this problem, the meta-heuristic optimization algorithm-the Imperialist Competitive Algorithm (ICA) has been chosen. It is used to determine the optimal energy management of the VPP with the RES, energy storage system and load management.

Generation data used in the work is realistic, adjusted proportionally. Calculations are made by estimating different energy purchase prices for each generation source. The main focus is on the energy generated by renewable energy sources to be fully utilized, the remaining energy is dealt by batteries, or fuel cells and micro turbines. The calculations also estimate the amount of energy accumulated in the energy storage system before calculations as well as the maximum capacity available.

The aim of the work is to design and test the optimal virtual power distribution system using an Imperialist Competitive Algorithm. Objectives for achieving this goal:

1. Perform a literature analysis and choose a virtual power optimization method based on it.
2. The selected algorithm is adapted for calculations of virtual power distribution.
3. Model virtual power plant energy distribution system.
4. Comparative results of simulated virtual power distribution systems.

In this work, the analysis of virtual power plants and their solutions was made. The heuristic optimization method is chosen due to the complexity of the system. Because of relatively short calculations and consistent results, the Imperial Contraction Algorithm is chosen.

The target calculation functional and optimal operating limitations set for the chosen calculation method. The algorithm itself is adapted for energy system simulation and optimal mode setting.

Simulations have created an energy system consisting of renewable energy sources - wind and solar power plants, as well as non-renewable energy sources - micro turbines and fuel cells, as well as one energy storage device - a battery. Perform calculations in a 24-hour range with half an hour interval.

To analyse the effectiveness of the proposed algorithm, eight different scenarios were proposed. The numerical results showed that the proposed optimization method is suitable for solving such problems.

According to the results of the first four scenarios, we find that the batteries and their capacities are very important for calculations. With a larger capacity, the system suffers less damage, generation when no energy is needed.

According to the results of scenarios 4 to 6, we notice that a lower charge is obtained at a higher battery charge due to the power shortage at the beginning of the simulation due to the generation of too little wind power.

According to the results obtained in seventh scenario, when the entire power generation is only from existing reserve sources, the price of electricity is strongly reduced, but such generation is non-ecological and it is necessary to look for additional solutions that would ensure the most environmentally friendly operation of the system.



According to the results obtained in the eighth scenario, with the full reliance of renewable energy sources on the system, we obtain that only by severely limiting the load can the system be maintained within the permissible limits of the parameters.

# TURINYS

TURINYS.....	7
ĮVADAS.....	8
1 VIRTUALI ELEKTRINĖ.....	10
2 VIRTUALIOS ELEKTRINĖS OPTIMIZAVIMO METODAI.....	12
3 TIKSLINĖ FUNKCINĖ IR OPTIMALAUS OPERACIJŲ VALDYMO APRIBOJIMAI... 16	
3.1 Tikslo funkcija.....	16
3.2 Apribojimai.....	17
4 IMPERIALISTINIS KONKURENCINIS ALGORITMAS.....	19
4.1 Asimiliacija.....	20
4.2 Mainai.....	21
4.3 Imperialistinis varžymasis.....	21
4.4 Algoritmo pritaikymas sistemoje.....	24
5 ATSINAUJINANČIŲ ENERGIJOS ŠALTINIŲ GENERACIJOS IR APKROVOS MODELIAVIMAS.....	28
5.1 Pirmas scenarijus.....	31
5.2 Antras scenarijus.....	34
5.3 Trečias scenarijus.....	37
5.4 Ketvirtas scenarijus.....	37
5.5 Penktas scenarijus.....	38
5.6 Šeštas scenarijus.....	39
5.7 Septintas scenarijus.....	40
5.8 Aštuntas scenarijus.....	43
IŠVADOS.....	45
LITERATŪROS SĄRAŠAS.....	46

## IVADAS

Pastaraisiais metais dėl nuolatinio iškastinio kurio sekimo, atsirado papildomas atsinaujinančių energijos šaltinių (AEI) poreikis. Tuo pačiu, be iškastinio kuro stygiaus, pastebimas žymus šiltnamio efekto padidėjimas, kuris pagal priimtą Paryžiaus aktą yra pripažintas viso pasaulio (tik Jungtinių Amerikos valstijų atstovų nepritartas)). Dėl šių priežasčių daugybė pramoninių šalių keičia energetikos politiką, sutelkdami didesnę dėmesį į kitokius energijos šaltinius ir atsinaujinančių energijos šaltinių plėtrą bei jų tobulinimo planus. Planuose pirmenybė dažniausiai teikiama geresniems tarifams, suteikiamos generacijos pirmenybė ir kvotos. Būtent dėl šių priežasčių, vėjo ir saulės elektrinė kaip ateities energetikos pagrindas yra apsvarstomos dažniau nei kiti energijos generacijos šaltiniai. 2015 metais pasaulyje instaliuotų vėjo energijos elektrinių bendra galia siekė 433 GW su kasmetiniu 15 % augimu [1], kol instaliuota saulės energijos elektrinių galia siekė 233 GW, su kasmetiniu 30 % augimu [2]. Tačiau didelį AEI skaičių yra problematiška valdyti, nes vėjo ir saulės energijos elektrinių generacija nėra pastovi. Ši problema yra sprendžiama sujungiant AEI elektrines į vieną bendrą darinį, kuris vadinasi virtuali elektrinė (VPP). Ją sudaro išskirstyti generatoriai (PG), energijos kaupikliai (EK) ir valdomos kintančios apkrovos sujungiami bei kontroliuojamos energijos valdymo sistemos (EVS). Pagrindinis virtualios elektrinės tikslas yra sumažinti operacinę kainą, sumažinant energijos nuostolius ir užtikrinant elektros energijos sistemos stabilumą.

Norint dalyvauti VPP struktūroje ir pateikti virtualią hibridinę sistemą, reikia sudarinėti sutartis su kiekvienu PG savininku. Taigi VPP įgyja galimybę prisidėti prie elektros energijos rinkai pateikiamos energijos kokybės. Dėl neapibrėžtumo (SE ir VE periodiškumu, nuspėjamu generavimu) ir šaltinių prigimties jų reali generacija dažnai skiriasi nuo prognozuojamos generacijos. Todėl tinklo operatoriai bando nustatyti tam tikrą tinklo rezervo lygį. Taigi, jie gali kompensuoti šių šaltinių išėjimo galios neapibrėžtumą, kad apsaugotų sistemos veikimą ir saugą [3,4]. Norint kompensuoti vėjo ir saulės elektrinių galių neapibrėžtumą panaudojamos hidroakumuliacinės elektrinės, suspausto oro energijos saugyklos, smagračio energijos saugykla, super magnetinė energijos saugykla, superkondensatorių energijos saugykla ir baterijų energijos kaupimas [5]. Remiantis decentralizuotos kontrolės strategija, [6] siūloma optimali VPP, kurią sudaro kombinuoti šiluminiai ir elektriniai įrenginiai pajungti prie energijos paskirstymo tinklo.

Šiame darbe, siekiant sumodeliuoti VPP, pasirinktas imperialistinis varžymosi algoritmas (angl. Imperialist Competitive Algorithm) (ICA). Meta-euristinis-optimizavimo algoritmas yra naudojamas siekiant nustatyti optimaliausią energijos valdymą VPP su AEI, EK ir apkrovos valdymu. Likusioje dalyje pateikiamas VPP apibrėžimas, aptariama tikslinė funkcija ir susiję

apribojimai, ICA pateikiamas ir paaiškinamas kaip optimizavimo metodas, parodyta, kaip imituojami rezultatai. Galiausiai, pateikiamos išvados.

Darbo tikslas- suprojektuoti ir išbandyti optimaliausią virtualios elektrinės energijos paskirstymo sistemą panaudojant Imperialistinį konkurencinį algoritmą. Šiam tikslui pasiekti išsikelti uždaviniai:

1. Atlikti literatūros analizę ir pagal ją parinkti virtualios elektrinės optimizavimo metodą.
2. Parinktą algoritmą pritaikyti virtualios elektrinės energijos paskirstymo skaičiavimams.
3. Sumodeliuoti ir patikrinti virtualios elektrinės energijos paskirstymo sistemą.
4. Palyginti sumodeliuotų virtualių elektrinių energijos paskirstymo sistemų rezultatus.

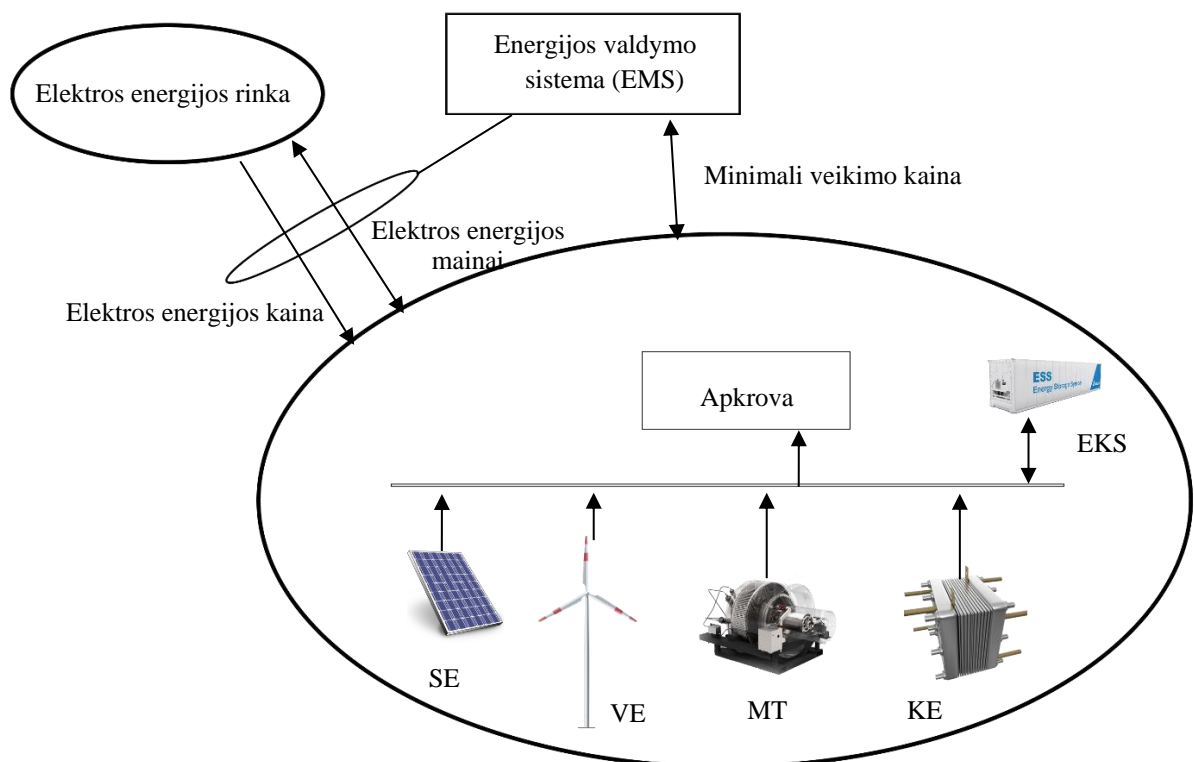
# 1 VIRTUALI ELEKTRINĖ

Virtualios elektrinės (VPP) apibrėžiamos kaip skirtingų išskirstytų generacijos šaltinius jungiantis agregatas, kuris gali būti priskirtas įvairiose skirstomojo tinklo vietose. [7] VPP sudaro daugybę įvairių technologijų, turinčių skirtingus veiklos modelius ir prieinamumus, kuriais jie gali prisijungti prie skirtingų paskirstymo tinklo taškų. VPP - tai lanksti energijos paskirstymo sistema, kuri gali būti naudojama sudarant sutartis ne tik mažmeninėje, bet ir didmeninėje rinkoje ir teikiant paslaugas sistemos operatoriui [7]. " Virtualioji elektrinė - tai išskirstytų generatorių blokų, reguliuojamų apkrovų ir energijos kaupimo sistemų grupė, kurią galima naudoti kaip unikalią elektrinę. Išskirstyti energijos šaltiniai gali naudoti tiek iškastinius, tiek atsinaujinančios energijos išteklius. VPP pagrindas yra energijos valdymo sistema (EMS), kuri koordinuoja energijos srautus iš generatorių, kontroliuoja apkrovas ir energijos kaupimus. Komunikacija yra abipusė: VPP gali ne tik gauti informaciją apie kiekvieno įrenginio to momento būklę, bet tuo pačiu metu taip pat išsiųsti signalus objektų valdymui [10, 11]. Minėta Energijos valdymo sistema (EMS) gali veikti ir turėdama savo tikslus, kurie gali būti, pavyzdžiui, gamybos sąnaudų mažinimas, išskiriamų šiltnamio efektą sukeliančių dujų mažinimas ir pelno maksimizavimas. Norint pasiekti tokius tikslus, EMS turi gauti informaciją apie kiekvieno elemento būseną ir prognozes. Tai ypač svarbu atsinaujinančių energijos šaltinių, pavyzdžiui, vėjo ir saulės elektrinių sistemų, palaikymui. Be to, informacija apie galimas kliūtis tinkle daro labai didelę įtaką VPP operacijos optimizavimo procese. Tokiu būdu EMS gali pasirinkti optimalų energijos paskirstymo būdą, atsižvelgiant į besikeičiančias atsinaujinančių energijos šaltinių būsenas ir energijos gamybos prognozes. Įvairiose literatūrose minima, jog vėjo jėgainių parko atveju prognozavimo klaidos yra nuo 9 iki 19 % [8]. Dėl tokių klaidų elektros energijos tinklai, turintys didelį atsinaujinančių energijos šaltinių dalį, gali lengvai susidurti su kliūtimis balansavime.

VPP yra skirtingų generuojančių elementų, reguliuojamos apkrovos ir energijos kaupiklių derinys, dalyvaujantis elektros energijos rinkoje kaip nepriklausoma elektrinė, siekianti parduoti savo elektros energiją ir sumažinti vartotojų bei savo sąnaudas. Kai elektros energijos kaina energijos rinkoje yra maža, VPP gali pirkti elektros energiją elektros energijos rinkoje ir įkrauti energiją į energijos kaupimo sistemas. Tačiau, kai elektros energijos kaina elektros energijos rinkoje yra didelė, VPP sumažina energijos suvartojimą valdomoje apkrovoje ir panaudoja jau sukauptą energiją iš energijos saugojimo sistemų, įrengtų iš anksčiau. VPP generatoriai taip pat pasižymi galimybe išnaudoti skirtingų rūšių kurą ir atsinaujinančius energijos šaltinius kartu – dalį energijos imti iš vieno šaltinio, dalį iš kito ir svarbu suprasti, kad EMS yra VPP pagrindas ir

koordinuoja visų generatorių išėjimo energiją, energijos kaupimo sistemos pajėgumus ir apkrovos paklausą.

Generatoriai, kurie yra dažniausiai naudojami energijos skirstamoje sistemoje, paprastai pagrįsti atsinaujinančiais energijos šaltiniais (AEI) ir turi mažą išėjimo galią. Atsižvelgiant į kai kurių atsinaujinančių energijos šaltinius, pvz., vėjo jėgaines ir fotovoltines elektrines, tiek pajėgumo, tiek momento, kai bus pagaminta energija prognozė nėra tiksli, tokie generatoriai su didele tikimybe negali būti tinkamai suvaldomi energijos atidavimui į sistemą: pirma, jie negali užtikrinti efektyvaus maitinimo, antra, jie destabilizuoja tinklą ir taip nepasiekia tinklų reikalavimų, reikalingų sistemos veikimui ir saugumui išlaikyti. Tačiau tokie ekonominiai ir saugumo apribojimai gali būti išpildomi, kai šie generatoriai sujungiami sukuriant vieną bendrą VPP struktūrą. Viena iš pagrindinių VPP ypatybių yra ta, kad kiekviena VPP dalis yra tiesiogiai susijusi su EMS, taigi centrinis valdymo blokas gali gauti naujausius būsenos duomenis ir būtent dėl šios priežasties yra labai svarbu užtikrinti ryšį tarp VPP ir EMS. EMS pagrindinis tikslas yra užtikrinti gerai vykdomą prekybą elektros energija su pagrindine elektros energijos rinka taip, kad būtų pasiektas energijos balansas tarp gamybos ir vartojimo, siekiant sumažinti eksploatacinius išlaidas skirtingomis dienos valandomis [9]. VPP komponentai ir sąveika su energijos rinka yra parodyta 1 paveiksle.



1 pav. VPP ir elektros energijos mainai su elektros energijos rinka [9].

## 2 VIRTUALIOS ELEKTRINĖS OPTIMIZAVIMO METODAI

Kai optimizavimo modelis yra apibrėžiamas planavimo problemai spręsti, iškyla keletas problemų, susijusių su tuo. Iš pradžių reikėtų parengti skirtingus įvesties duomenis ir tada panaudojant optimizavimo modelio išraišką, parenkamas tinkamas jo sprendimo būdas. Atsižvelgiant į tai, buvo sugalvoti įvairūs metodai padedantys išspręsti tvarkaraščių optimizavimo problemas VPP. Naudojami sprendimų metodai gali būti suskirstyti į du pagrindinius metodų tipus: matematinį ir euristinį optimizavimo metodus.

VPP Matematinis optimizavimas išskaidomas:

- tiesinio programavimo (angl. linear programming) [12- 17];
- netiesinio programavimo (angl. nonlinear programming) [46];
- mišrų integralinį tiesinį programavimą (angl. mixed integer linear programming) [18- 33];
- mišrų integralinį netiesinį programavimą (angl. mixed integer non-linear Programming) [34- 36];
- vidinio taško metodo ir pirminio dvigubo subgradiento algoritmą (angl. interior point method and primal-dual sub-gradient algorithm) [37- 39];
- taškų įvertinimo metodą (angl. point estimate method) [40, 34];
- išskaidytą-susietą metodą (angl. branch-and-bound method) [41, 42];
- pirminis dvigubas subgradientinis algoritmas (angl. primal-dual sub gradient algorithm) [43];
- sprendimų medį (angl. decision Tree) [ 44, 45];
- įvykiais varomą ir į paslaugas orientuotą sistemą (angl. event-driven service-oriented framework) [46];
- hierarchinę struktūrą (angl. hierarchical structure) [47, 48];
- dinaminį programavimą (angl. dynamic programming) [49];
- kvadratinį programavimą (angl. quadratic programming) [41,50];
- žaidimų teoriją (angl. game theory) [51];
- teritorinį stebėjimo ir fokusavimo algoritmas (angl. area-based observe and focus algorithm) [52];
- burbulinis modeliavimas ir aiškus ekvivalentas (angl. fuzzy simulation and crisp equivalent) [53].

Iš išvardintų matematinių optimizavimų mišrių integralų tiesinis programavimas yra tinkamiausias spręsti planavimo problemą VPP sistemoje. Kartais modeliavimo modelis yra

nelinijinis ir sunkiai išsprendžiamas taikant minėtus metodus, tačiau naudojant tam tikras matematinės technikas [21, 24, 29, 31, 54, 55, 56] problema pakeičiama į linijinę, kas labai supaprastina programavimą. Minėtieji matematiniai metodai parodo naudingas ir nenaudingas savybes, susijusias su paskirstytų energijos šaltinių išteklių planavimu. Linijiniam programavimui ir mišrų integralų tiesiniam programavimui pagrindinis pranašumas yra jų paprastumas, nes išnaudojami turimi energijos šaltiniai tvarkaraščio sudarymo metu, tačiau šitie metodai apriboti tik su linijiniais kintamaisiais, nepriima grafiko pokyčio ir kintamųjų, kurie pasižymi nenaudingomis savybėmis, pokyčių. Nelinijinis programavimas ir mišrus integralinis netiesinis programavimas veikia atvirkščiai prieš tai minėtiems metodams.

Vidinio taško metodo ir pirminio dvigubo subgradiento algoritmas padeda išspręsti netiesines problemas [37, 38], jo pagalba VPP problema gali būtų išspręsta maksimaliai padidinant ekonominę naudą priimant vietinius sprendimus turint ribotą paskirstytų energijos išteklių komunikaciją. Panaudojant centralizuotą vidinio taško metodą, kad išspręstų suformuluotą optimalų energijos išskirstymo modelį, o paskui su pirminio dvigubo subgradiento algoritmu optimaliai išskirsto VPP generacijos šaltinius. Kadangi taškų įvertinimo metodas [34] gali būti vienas iš geriausių būdų, modeliuojant parametrų neapibrėžtumus, pavyzdžiui, vėjo energijos ar kainas, tada, norint optimaliai paskirstyti VPP elektros energijos rinkoje, jo naudojimas gali padėti padidinti sistemos efektyvumą planuojant paskirstytų energijos šaltinių galias.

Planavimo problemos srityje išskaidymo-susiejimo metodas [57, 41] turi tam tikrų privalumų, tokių kaip optimalus būsimų problemų sprendimas, turint tvirtesnes sąsajas stipriai sutrumpėja skaičiavimo laikas, todėl greitai galima rasti reikiamą sprendimą. Tačiau šito metodo trūkumas yra tas, kad jam reikia daug vietos sąrašo saugojimui, taip pat gali sugeneruoti daugybę būsimų sąsajų, dėl ko gali tekti daugiau laiko spręsti visas problemas. Sprendimų medis [45] yra dar vienas metodas, kuris netiesiogiai atlieka VPP planavimą ir reikalauja palyginti nedaug pastangų iš VPP suinteresuotųjų šalių rengiant duomenis. Be to, netiesiniai santykiai, egzistuojantys tarp parametrų (pvz., elektros energijos ir rinkos kainos), neturi įtakos medžio veikimui, todėl yra lengvai suprantami. Dinaminio programavimo [49] metodas paaiškinamas sprendžiant du plano nustatymo elementus, atitinkančius vietinius apribojimus, ir mažinant reikalingos generacijos kvadrato neatitikimą. Siunčiant visus išskirstytų energijos šaltinių generacijos planus visuotiniam planuotojui. Naudojant šį metodą taikomas iteracinis skaičiavimas, kurio pagalba sumažinami neatitikimai, pakartotinai valdant išskirstytus energijos šaltinius neatitikimo mažinimo kryptimi. Išskirstytų energijos šaltinių planavimas panaudojant burbulinį modeliavimą ir aiškų ekvivalentą [53], susiduria su dviem įprastais būdais susidoroti su jos galimybių apribojimais. Pirmasis yra burbulinis modeliavimas, kai atsitiktinė tvarka yra



naudojama apribojimų tinkamumo, tačiau gaunamas rezultatas yra tik įvertinimas, taip pat skaičiavimai užima labai daug laiko. Kitas yra paversti tikimybių apribojimus aiškiais ekvivalentais, kuriuos galima išspręsti tradiciniais sprendimo būdais, kurie procesą daro efektyviu.

Be matematinių metodų sprendžiant VPP planavimo problemą, buvo pasiūlyti skirtingi euristiniai metodai:

- dvejetainis gravitacinis paieškos algoritmas (angl. Binary Gravitational Search Algorithm) (BGSA) [58];
- dvinarių dalelių spiečio optimizavimas (angl. Binary Particle Swarm Optimization) (BPSO) [59];
- Krilių bandos algoritmas (angl. Krill Herd Algorithm) (KHA) [60];
- Mokymo-mokymosi algoritmas (angl. Teaching–Learning–Based Algorithm) (TLBA) [61];
- Ne dominuojantis genetinis algoritmas II (angl. Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) (NSGA-II) [62, 63];
- Genetinis algoritmas (angl. Genetic Algorithm) (GA) [64, 65, 53];
- Prisitaikantis modifikuotas jonvabalių algoritmas (angl. Adaptive Modified Firefly Algorithm) (AMFA) [66];
- Evoliucinis programavimas (angl. Evolutionary Programming) (EP) [67];
- Kalnų lipimo technika (angl. Hill Climbing Technique) (HC) [67];
- $\theta$ -dalelių spiečio optimizavimas (angl.  $\theta$ -Particle Swarm Optimization) ( $\theta$ -PSO) [68];
- Diferencialinės evoliucijos algoritmas (DEA) kartu su burbuline technika (angl. Differential Evolution Algorithm Accompanied with Fuzzy Technique) [69];
- Dalelių spiečio optimizavimas (angl. Particle Swarm Optimization) (PSO) [70];
- Konkurencinis euristinis energijos generacijos planavimo algoritmas (angl. Competitive Heuristic Algorithm for Scheduling Energy-generation) (CHASE) [71];
- Hibridinis lagrangiano atsipalaidavimo ir GA algoritmas (angl. hybrid algorithm of Lagrangian Relaxation and GA Algorithm) (LRGA) [72];
- Gyvenamosios vietos nišos imuninio genetinio išskyrimo algoritmas (angl. Habitat Isolation Niche Immune Genetic Algorithm) (HINIGA) [73];
- Daugiatiksliis genetinis algoritmas (angl. Multi-Objective Genetic Algorithm) [74];

- pagreitinatas dalelių spiečio optimizavimas (angl. Accelerated Particle Swarm Optimization) (APSO) [75];
- kalnų lipimo ir godžiai atsitiktinė pritaikoma paieškos procedūra (angl. Hill Climber and Greedy Randomized Adaptive Search Procedure) (GRASP) [76];
- Imperialistinis varžymosi algoritmas (angl. Imperialist competitive algorithm) (ICA) [9].

Galima suprasti, kad abu minėti metodai buvo plačiai naudojami sprendžiant išskirstytų energijos šaltinių planavimo optimizavimo problemą. Išnagrinėjus literatūros šaltinius, paaiškėja naudingi ir nenaudingi šių metodų aspektai. Kai kurie naudingi aspektai, susiję su siūlomais euristiniais algoritmais, yra šie: BGSA [58] yra konkurencinga sprendžiant vienetinius įsipareigojimo optimizavimo klausimus. Dėl BPSO algoritmo [59] paieškos pajėgumo, prarandama informacija lėtina vietinės optimalios reikšmės paieškas. Taip pat paieškos procesas sutelkiamas į optimalios reikšmės paieškas tik paskutinėse iteracijose, dėl kurių gali būti atliekamas išsamesnė paieška. Atitinkamai taip pat tai gali būti atliekama siūlomu KHA algoritmu [60]. TLBA algoritmas nereikalauja jokių algoritmo specifinių valdymo parametrų [61]. Siūloma AMFA naudoja galingą modifikavimo procesą, siekiant sustiprinti jonvabalių gyventojų įvairovę [66]. Pasižymi savaimė prisitaikančia savybe, leidžiančia judėti link globalaus optimalaus sprendimo. EP ir HC gali gauti beveik visuotinį optimalų sprendimą [67].  $\theta$ -PSO algoritmas naudoja fazės kampo vektorius, kad būtų atnaujintas dalelių greitis / padėtis, kad būtų pasiekta greitesnis ir stabilesnis keitimas [68]. GA ir PSO pasiekiami geriausi rezultatai planuojant vykdymo laiką pagal panaudojamą atmintį lyginant juos su dinaminiu programavimu [77, 78, 79, 80]. CHASE privalumas yra tai, kad jis yra internetinis algoritmas, skirtas generavimo tvarkaraščių sudarymo problemai, ir gali stebėti optimalų variantą prisijungus internetu [71]. LRGA algoritmas gali pagerinti LR metodo našumą [72]. APSO [75] teikia aukštos kokybės sprendimus, kai yra apribojimų. ICA veikimo principas primena  $\theta$ -PSO, tik pasižymi pastoviu ir greitu skaičiavimu [9]. Be šių pranašumų, yra ir neefektyvių aspektų, susijusių su euristiniais metodais. Kai kurie iš jų yra tokie: optimalus sprendimas yra susijęs su įvertinimais, o galimų situacijų atsakymų divergencija yra didesnė nei kad naudojant matematinius metodus. Kartais modeliavimo laikas yra didelis, o randama optimali reikšmė gali nukristi į vietinį, o ne globalų optimalų sprendimą.

Iš esamų metodų, dėl informacijos kiekio apdorojimo, bei kompiuterio resursų išnaudojimo, pasirinktas Imperialistinis varžymosi algoritmas, euristinis optimizavimo metodas.

### 3 TIKSLINĖ FUNKCINĖ IR OPTIMALAUS OPERACIJŲ VALDYMO APRIBOJIMAI

#### 3.1 Tikslų funkcija

Tikslų funkcija yra sumažinti VPP eksploatacines išlaidas kontroliuojant vietinę gamybą, taip pat išlaikant interaktyvius santykius su tinklu. VPP pasižymi galimybe pirmiausiai aprūpinti savo vartotojus esančius toje pačioje vietoje, kaip ir ji pati. Tačiau, jei bendros generuojamos energijos neužtenka arba ji yra per brangi trūkumui padengti, tada energija perkama iš tinklo ir parduodama vartotojams arba sukaupiama energijos kaupikliuose. Todėl galima daryti išvadą, kad galutinės sąnaudas sudaro energija, kuria keičiasi VPP ir tinklas, degalų sąnaudos kuro elementams ir VPP naudojamų energijos šaltinių paleidimo bei sustabdymo sąnaudos. Gaunama tikslų funkcija yra panaši į [81], tačiau pagrindinis skirtumas yra energijos nuostolių kaina sumažėjimas paskirstamojo tinklo linijose.

Ši funkcija yra nurodyta taip:

$$\text{Min } f = \sum_{t=1}^T \text{Kaina} = \sum_{t=1}^T \left( \begin{array}{l} P_{Tinklas}(t) \cdot C_{Tinklas}(t) \\ + U_{VE}(t) \cdot P_{VE}(t) \cdot C_{VE}(t) \\ + U_{SE}(t) \cdot P_{SE}(t) \cdot C_{SE}(t) \\ + U_{KE}(t) \cdot P_{KE}(t) \cdot C_{KE}(t) \\ + U_{MT}(t) \cdot P_{MT}(t) \cdot C_{MT}(t) \\ + \sum_{j=1}^{N_s} U_j(t) \cdot P_{Sj}(t) \cdot C_j(t) \\ + \sum_{i=1}^{N_g} S_{Gi} |U_i(t) - U_i(t-1)| \\ + \sum_{j=1}^{N_s} S_{Sj} |U_j(t) - U_j(t-1)| \\ - \Delta P(t) \cdot C_{\Delta P}(t) \end{array} \right) \quad (1)$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta P(t) = \sum_{t=1}^T (P_{pradiniai\ nuostoliai}(t) - P_{nauji\ nuostoliai}(t)) \quad (2)$$

$$P_{galutiniai\ nuostoliai}(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{br}} R_i \cdot |I_i(t)|^2 \quad (3)$$

Čia  $C_{VE}(t), C_{SE}(t), C_{KE}(t), C_{MT}(t)$ - vėjo turbinos, fotovoltinės, kuro elementų, mikro turbinos ir saugojimo įtaisų pasiūlymai atitinkamai valandoje t;

$S_{Gi}, S_{Sj}$ - atitinkamai i-osios DG ir j-osios saugojimo pradžios ar nutraukimo išlaidos;

$P_{Tinklas}(t)$ - aktyvioji galia, kuri perkama (parduodama) iš (iki) naudos laiko t metu;

$C_{Tinklas}(t)$ - statymas laiko momentu  $t$ ;

$N_g, N_s$  atitinkamai žymi bendrą generavimo ir saugojimo vienetų skaičių;

$U_{VE}(t), U_{SE}(t), U_{KE}(t), U_{MT}(t), U_j(t)$ - visų vienetų įjungimo arba išjungimo būsenos, esant dienos  $t$  valandai;

$\Delta P(t), C_{\Delta P}(t), R_i, I_i(t)$ - skirtumas tarp pradinių nuostolių ir naujų tiekėjų nuostolių, o tai yra atitinkamai  $i$ -osios filialo sąnaudos valandoje  $t$ , atsparumas ir faktinė srovė [82].

### 3.2 Apribojimai

Siekiant užtikrinti tinkamą kiekvieno sistemos elemento veikimą nustatomi tam tikri apribojimai, kurių pagalba užtikrinamos realios sąlygos. Šiame darbe naudojami apribojimai:

- Galios balanso kiekviename laiko periode  $t$

$$\sum_{t=1}^T \begin{pmatrix} P_{Tinklas}(t) + P_{VE}(t) \\ + P_{SE}(t) + P_{KE}(t) \\ + P_{išskrovimas}(t) \end{pmatrix} = \sum_{t=1}^T \begin{pmatrix} Apkrova(t) \\ + P_{įkrovimas}(t) \\ + P_{Nuostoliai}(t) \end{pmatrix} \quad (4)$$

- Vėjo jėginių generavimo apribojimas kiekviename laiko periode  $t$

$$P_{VEmin}(t) \leq P_{VE}(t) \leq P_{VEmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (5)$$

- Saulės elektrinių energijos generavimo apribojimas kiekviename laiko periode  $t$

$$P_{SEmin}(t) \leq P_{SE}(t) \leq P_{SEmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (6)$$

- Kuro elementų apribojimas kiekviename laiko periode  $t$

$$P_{KEmin}(t) \leq P_{KE}(t) \leq P_{KEmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (7)$$

- Mikro turbinos apribojimas kiekviename laiko periode  $t$

$$P_{MTmin}(t) \leq P_{MT}(t) \leq P_{MTmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (8)$$

- Tinklo apribojimas kiekviename laiko periode  $t$

$$P_{Tinklasmin}(t) \leq P_{Tinklas}(t) \leq P_{Tinklasmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (9)$$

- Energijos kaupiklių apribojimas kiekviename laiko periode  $t$

$$P_{Sjmin}(t) \leq P_{Sj}(t) \leq P_{Sjmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (10)$$

Dėl apribojimų įkrovimo ir išsikrovimo greičiui kaupimo įrenginiams per kiekvieną laiko tarpą priimami papildomi apribojimai:

$$W_{ess}(t) = W_{ess}(t-1) + \eta_{įkrovimas} \cdot P_{įkrovimas} \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta_{išskrovimas}} \cdot P_{išskrovimas} \cdot \Delta t \quad (11)$$

$$W_{essmin}(t) \leq W_{ess}(t) \leq W_{essmax}(t); t = 1, \dots, T \quad (12)$$

$$P_{įkrovimas}(t) \leq P_{įkrovimasmax}(t); t = 1, \dots, T; Y \in \{0,1\} \quad (13)$$

$$P_{iškrovimas}(t) \leq P_{iškrovimasmax}(t); t = 1, \dots, T; Y \in \{0,1\} \quad (14)$$

Energijos kaupimo įrenginiai negali įsikrauti ir išsikrauti tuo pačiu laiko momentu

$$X(t) + Y(t) \leq 1; t = 1, \dots, 24; X, Y \in \{0,1\} \quad (15)$$

Čia  $W_{ess}(t), W_{ess}(t - 1)$ - energijos kiekiai, laikomi akumuliatoriaus viduje valandoje  $t$  ir  $t - 1$  atitinkamai;

$P_{įkrovimas}, P_{iškrovimas}$ - įkrovimo ir išpylimo lygis yra leistinos įkrovos ir išleidimo normos per tam tikrą laiką ( $\Delta t = 1h$ );

$\eta_{įkrovimas}, \eta_{iškrovimas}$ - yra įkrovimo ir išsikrovimo efektyvumai.

## 4 IMPERIALISTINIS KONKURENCINIS ALGORITMAS

Imperialistinis konkurencinis algoritmas (ICA) yra naujas algoritmas, kurį pasiūlė Esmail Atashpaz-Gargari ir Caro Lucas, remiantis žmogaus socialine ir politine veikla įvairiose inžinerijos srityse. Atsitiktinis pradinis šio metodo gyventojų skaičius pavadintas šalimis. Kai kurios šalys su mažesnėmis kainomis yra priskiriamos prie imperialistinių, o kitos yra laikomos jų kolonijomis. Šalys yra matricos, kurių dydis priklauso nuo optimizavimo dydžio, o kiekvienas iš jų apibrėžiamas taip:

$$\text{Šalis} = [P_1, P_2, P_3, \dots, P_N] \quad (16)$$

Čia  $P_1$ - laikomos kintamomis vertėmis, kurios turėtų būti optimizuotos.

Kiekvienos šalies kainą galima rasti įvertinant kainos funkciją pagal šią lygtį:

$$C_i = f(\text{Šalis}_i) = f(P_1, P_2, P_3, \dots, P_N) \quad (17)$$

Algoritmas prasideda nuo pradinės populiacijos dydžio  $N$ , o  $N_{imp}$  yra pasirinkta kaip šalis su minimaliomis išlaidomis, siekiant sukurti imperiją [83]. Likusieji gyventojai  $N_{kol}$  bus kolonijos, kurių kiekviena priklauso vienai iš imperijų.

Siekiant pasidalinti tarp imperialistų, kai kurios šių kolonijų, proporcingos jų galiai, perduodamos kiekvienam imperialistui.

Norint tinkamai paskirstyti kolonijas tarp imperializmo, nustatomas normalizuota imperializmo kaina:

$$C_n = \max(c_i) - c_n \quad (18)$$

Čia  $C_n, c_n$ - yra normalizuota kaina ir  $n$ -ojo imperialisto kaina.

Nustačius normalią visų imperialistų kainą, kiekvieno imperialisto normalizuota galia nustatoma pagal šią lygtį:

$$P_n = \left| \frac{C_n}{\sum_{i=1}^{N_{imp}} C_i} \right| \quad (19)$$

Kitaip tariant, normalizuota imperialisto galia yra dalis kolonijų, kurios priklauso imperialistui [84]. Po to pirminis  $n$ -tos imperijos kolonijų skaičius bus nustatomas taip:

$$NC_n = \text{ciklas}\{P_n, N_{kol}\} \quad (20)$$

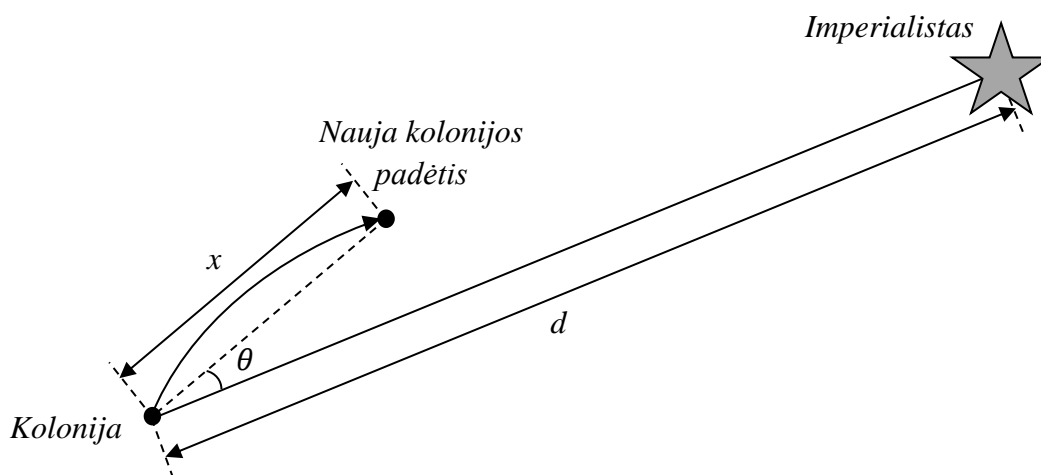
Čia  $NC_n$ - pagrindinis  $n$ -jų imperialistams priklausančių kolonijų skaičius.

$N_{kol}$ - yra bendras likusių kolonijų skaičius pagrindinėse šalyse.

Po šio etapo ICA operatoriai turi būti gauti. ICA turi tris operatorius: asimiliacijos, mainų, imperialistinis varžymasis.

#### 4.1 Asimiliacija

Imperialistinės valstybės bando pritraukti savo kolonijas, siekdamas pereiti prie skirtingos socialinės politikos krypties, tokios kaip socialinė gerovė. Šis procesas vadinamas asimiliacijos politika. Asimiliacijos politika planuojama ICA perkeliant visas kolonijas imperialistinės krypties kryptimi. Šis judėjimas pavaizduotas 2 paveiksle.



2 pav. Kolonijų judėsis link jų imperialistų.

Imperialistui ieškant įvairių dalių aplink imperialistą, kolonijos judėjimui link imperialisto pridedama atsitiktinės deformacijos kiekis.

2 paveiksle,  $x$  yra atsitiktinis kintamasis su vienodu paskirstymu, apibrėžiamu:

$$x \sim U(0, \beta \cdot d) \quad (21)$$

Čia  $\beta$ - skaičius tarp vieno ir dviejų ir artimas dviem;

$d$ - yra atstumas tarp imperialisto ir kolonijos.

$$\theta \sim U(-\gamma, \gamma) \quad (22)$$

Čia  $\theta$ - vienodo pasiskirstymo parametras;

$\gamma$ - reikšmingumo parametras.

Reikšmingumo parametro augimas rodo, kad skatinama regiono paieška aplink imperialistą, o mažėjimas - tiesiogiai priartina kolonijas prie jų imperialisto.

## 4.2 Mainai

Kolonija gali nukeliauti į vietovę, su mažesne kaina nei imperialisto, judėdama imperializmo link. Esant tokiai variantui, imperialistas ir kolonija pasikeičia savo vietomis. Tada algoritmas bus tęsiamas su imperialistu naujoje vietoje ir imperialistas naujoje vietoje įsisavins kolonijas.

## 4.3 Imperialistinis varžymasis

Akivaizdu, kad visos imperijos bando įsigyti ir kontroliuoti kitų imperijų kolonijas. ICA imperialistinis varžymasis modeliuojamas pasirenkant vieną iš silpniausių imperijų kolonijų iš silpniausių imperijų ir paskelbiant varžybas tarp visų imperijų dėl šios kolonijos. Norint pradėti varžybas, pirmiausiai apskaičiuojamos bendros imperijų galios.

Visai imperijos galybei daro įtaką imperialistinės šalies galia, o imperijos kolonijų galia turi nemažą įtaką visai šios imperijos galiai. Visos imperialistinės kaina apskaičiuojamos taip:

$$TC_n = Kaina(Imperialistas_n) + \xi Vidutinė\{Kaina(imperijos kolonijos_n)\} \quad (23)$$

Čia  $TC_n$ - bendra n-osios imperijos kaina;

$\xi$ - skaičius tarp nulio ir vieno, kuris parodo kolonijos įtakingumą priklausomai nuo kiekvieno imperialisto [84].

Po bendros imperijos galios apskaičiavimo, iš silpniausios imperijos pasirinkta silpniausia kolonija ir kiekvienos imperijos galios suma yra randama pagal nuosavybės tikimybę, kuri yra proporcinga bendrai imperijos galiai. Tada bendros normalizuotos sąnaudos nustatomos taip:

$$NTC_n = \max\{TC_i\} - TC_n \quad (24)$$

Čia  $TC_n$ - bendra n-osios imperijos kaina;

$NTC_n$ - normalizuota n-osios imperijos kaina.

Kiekvienos imperijos nuosavybės tikimybę sudaro:

$$P_{pn} = \left( \frac{NTC_n}{\sum_{i=1}^{N_{imp}} NTC_i} \right) \quad (25)$$

Čia  $P_{pn}$ - n-osios imperijos nuosavybė.

Kiekviena imperija, turinti didesnę galią, pasiima daugiau kolonijų.

Siekiant išskirstyti minėtas kolonijas tarp imperijų, vektorius  $P$  formuojamas taip:

$$P = [P_{p1}, P_{p2}, P_{p3}, \dots, P_{pN_{imp}}] \quad (26)$$

Tada vektorius  $R$  turėtų būti sukurtas tokiu pat dydžiu kaip ir vektorius  $P$ . Šio vektoriaus masyvai yra atsitiktiniai skaičiai su vienodu paskirstymu tarp nulio ir vieneto.



$$R = [r_1, r_2, r_3, \dots, r_{N_{imp}}] \quad (27)$$

Tada vektorius  $D$  formuojamas, atimant  $R$  iš  $P$ .

$$D = P - R = [P_{p1} - r_1, P_{p2} - r_2, P_{p3} - r_3, \dots, P_{PN_{imp}} - r_{N_{imp}}] \quad (28)$$

Kalbant apie vektorių  $D$ , minėtos kolonijos bus perduotos imperijai, kad atitinkamas indeksas  $D$  vektoriuje bus didesnis nei kiti. Imperialistinė konkurencija palaipsniui skatina didžiųjų imperijų galios augimą ir silpnesnių galių mažėjimą. Mažiausiai galingos imperijos bus suskaidytos ir padalintos tarp imperijų.

Norint ICA vykdyti optimalų AEI valdymą VPP, įgyvendinimo etapai yra apibendrinti žemiau, taip pat vizualiai pateikti 3 paveiksle:

1 žingsnis. Sukuriamos pradinės šalys, kuriose kiekviena šalis rodo veiklos sąnaudas 24 valandų laikotarpiui (tikslų funkcija).

2 žingsnis. Rūšiuojamos pradinės šalys pagal žemiausias veiklos sąnaudas.

3 žingsnis: Pasirenkamos imperialistinius atvejus (šalys su mažesnėmis eksploatacinėmis sąnaudomis) ir padalinamos kolonijas tarp jų, sudarant imperijas.

4 žingsnis: Perkeliama kolonijas link atitinkamo imperialisto ir taikoma asimiliacija. Dar kartą apskaičiuojama kiekvienos šalies tikslinė funkcija.

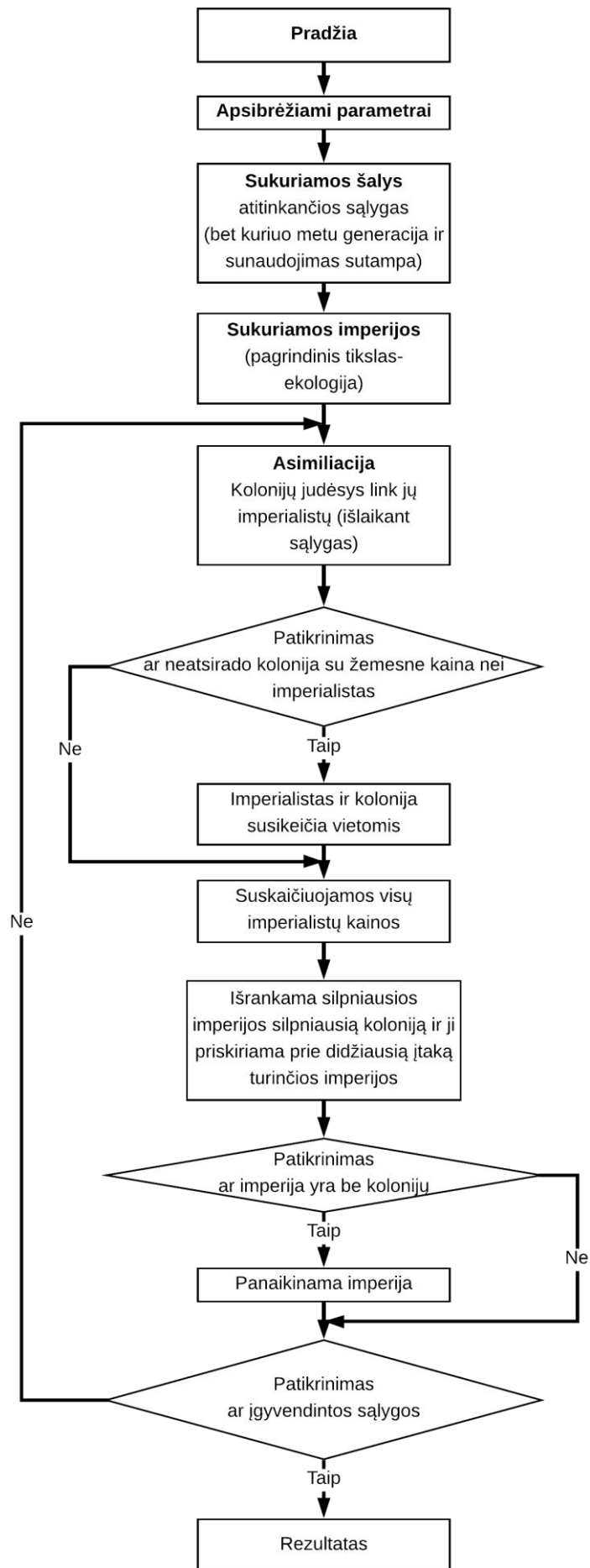
5 žingsnis: Jei imperijos kolonija turi mažesnes veiklos sąnaudas nei imperialistas, imperialistas ir kolonija sukeičiami vietomis.

6 žingsnis: Apskaičiuojamos imperijos veiklos sąnaudas.

7 žingsnis: Pasirenkama silpniausia koloniją iš silpniausios imperijos ir priskiriama imperijai, turinčią didžiausią tikimybę ją turėti.

8 žingsnis: Jei egzistuoja imperija be kolonijos, imperija pašalinama.

9 žingsnis: Esant tik vienai imperijai sustabdoma, kitu atveju kartojami 4-9 žingsniai.



3 pav. Imperialistinio konkurencinio algoritmo grafinė iliustracija.

#### 4.4 Algoritmo pritaikymas sistemoje

Algoritmas pritaikomas buvo pritaikytas pasirenkant tam tikrus žingsnius:

##### 4.3.1. Papildomai apibrėžiami problemos parametrai, įstatant papildomus narius:

- Sustojimo / įjungimo kaina;
- Energijos kaina;
- Esamą generaciją;
- Baterijos įkrovimas;
- Baterijos įkrovimo režiai;
- Baterijos krovimosi ir išsikrovimo naudingumo koeficientai;
- Į dieną atliekamų skaičiavimų skaičius;
- Kiek dienų atliekami skaičiavimai.

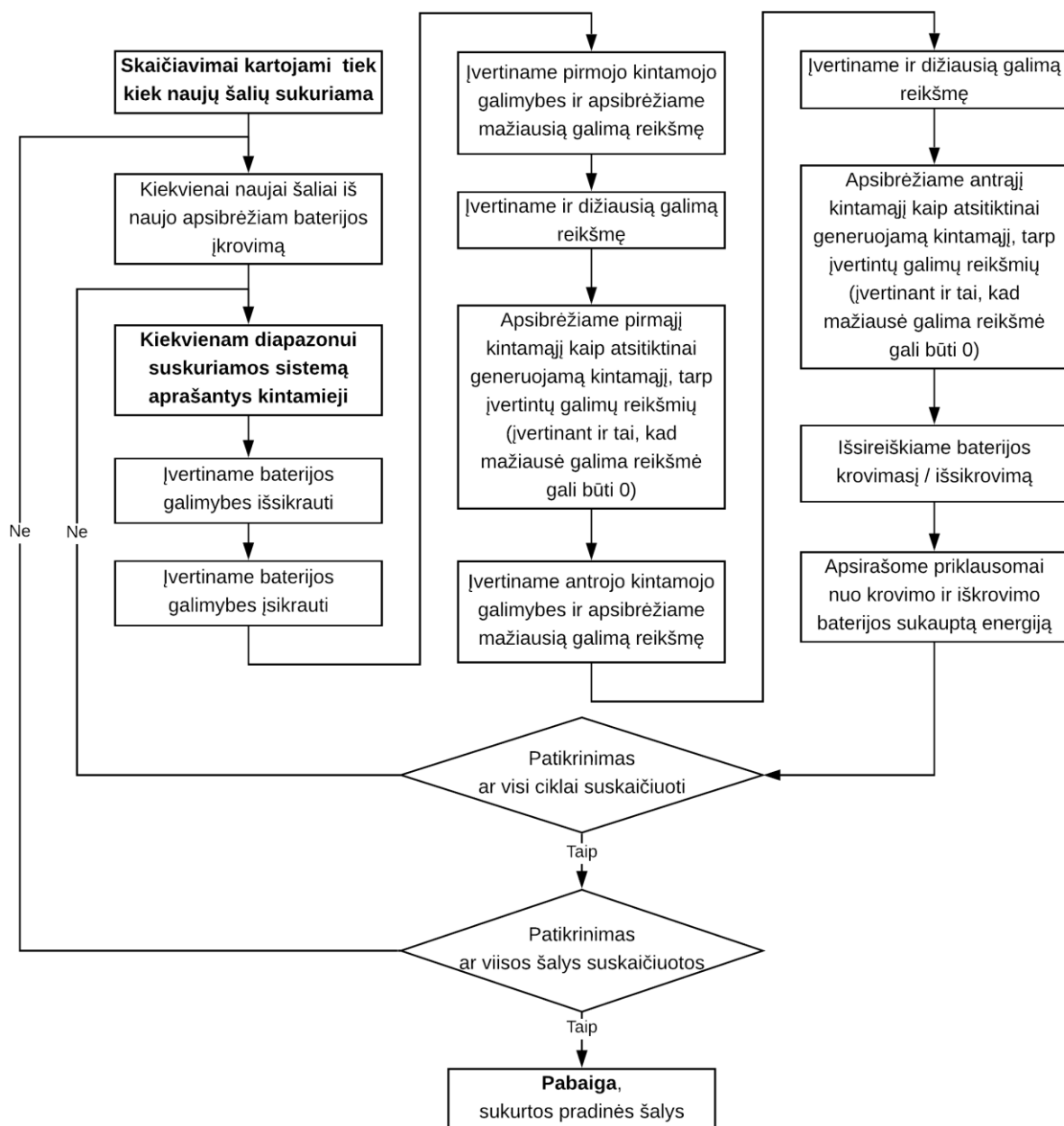
Visiems vėliau pateiktiems skaičiavimams koreguoti algoritmo parametrai, su kuriais pasirinkta sistema gauna pakankamai pastovius ir lengvai suskaičiuojamus rezultatus:

- Pradinis šalių skaičius pakeistas į 5000;
- Pradinis imperialistų skaičius pakeistas į 100;
- Dešimtmečių skaičius (kiek ciklų bus atliekamas skaičiavimas) pakeistas į 500;
- Reikšmingumo parametro padidinimas iki 0,5;
- Asimiliacijos koeficiento sumažinimas iki 2;

Pakeičiant į tokias reikšmes (lyginant su originale naudotomis reikšmėmis) pasiekiamas pakankamai didelis kintamųjų skaičius su padidinta paieška ir sumažintu kolonijų suvienodinimu.

### 4.3.2. Pradinių šalių sukūrimas:

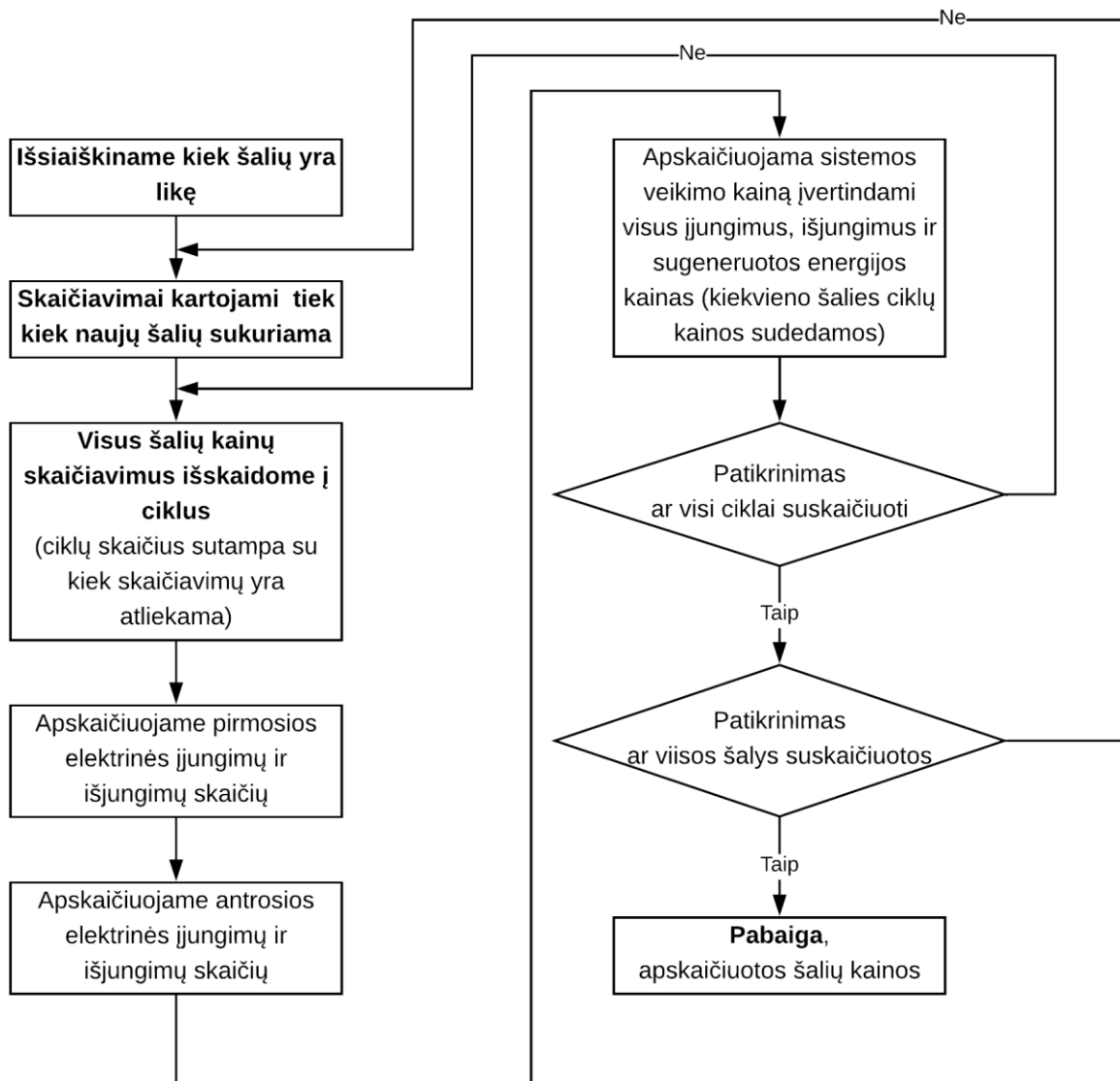
Apsirašant, kad generuojamos šalys iš pat pradžių privalo patekti į pateiktus griežtus režius padeda išvengti klaidų ir bereikalingų generacijų, po kurių vistiek privaloma patikrinti ar naujoje šalyje apibrėžta generacija yra tinkama. Imperialistinio konkurencinio algoritmo pradinių šalių naudota sukūrimo logika pateikta 4 paveiksle.



4 pav. Imperialistinio konkurencinio algoritmo pradinių šalių sukūrimo logika

### 4.3.2. Šalių kainos įvertinimas

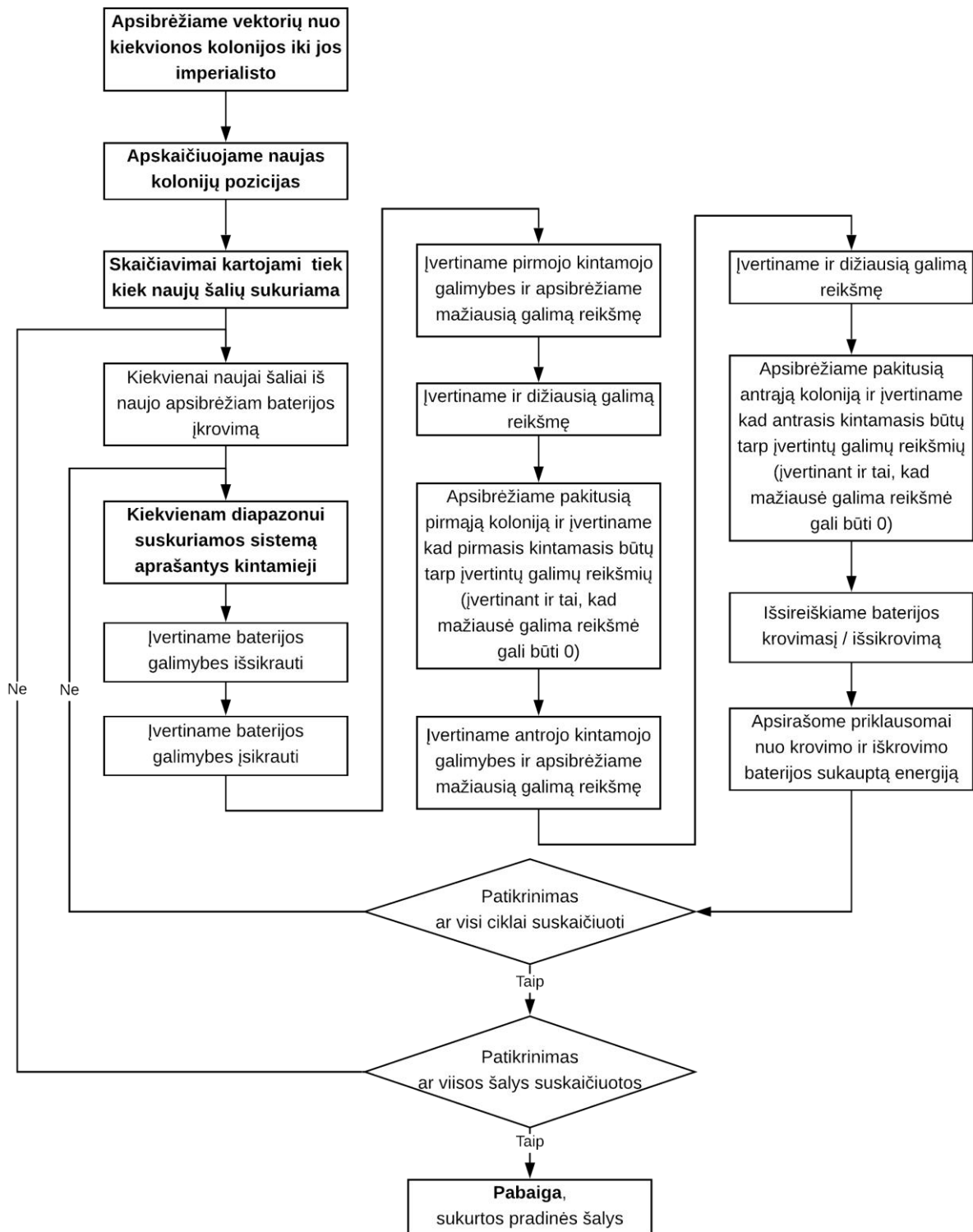
Kainos įvertinime svarbu ne tik apskaičiuoti kiek sugeneruojama energija kainuoja, bet tuo pačiu ir elektrinių įjungimus bei išjungimus, bei jų kainas. Naudota skaičiavimo logika pateikta 5 paveiksle.



5 pav. Imperialistinio konkurencinio algoritmo šalių kainos įvertinimo logika.

### 4.3.3. Šalių asimiliacija

Šalių asimiliacijoje svarbu užtikrinti, kad kai kolonija juda link savo imperialisto, kad būtų visą laiką užtikrinama generacija, neperkraunama arba daugiau nei galima iškraunama akumuliatorių baterija. Imperialistinio konkurencinio algoritmo šalių asimiliacijos logika pateikta 6 paveiksle.

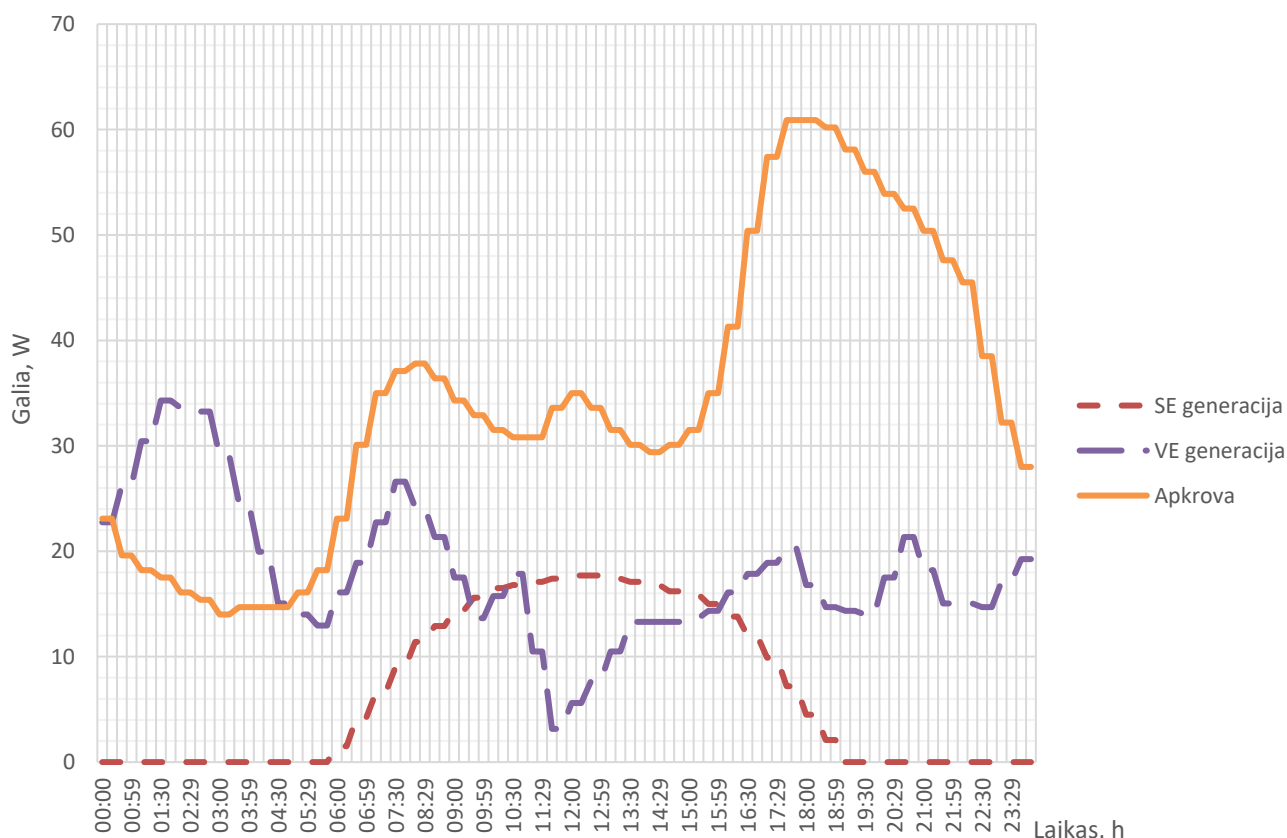


6 pav. Imperialistinio konkurencinio algoritmo šalių asimiliacijos logika.

## 5 ATSINAUJINANČIŲ ENERGIJOS ŠALTINIŲ GENERACIJOS IR APKROVOS MODELIAVIMAS

Pasirinktiems skaičiavimams atlikti panaudojami realios atsinaujinančių energijos šaltinių generacijos. Kiekvienu laiko momentu  $t$  sistema pasirenka to laiko momentu nuskaitytus duomenis. Tam kad būtų tinkamai išnaudojami energijos šaltiniai, energijos kaupikliai, kurie yra pakrauti arba iškrauti, panaudojami generacijos prognozei. Pagal realius ir prognozuojamus duomenis [85] atliekami tolimesnis skaičiavimai. Dėl generacijos ir apkrovos netolygumo, palengvinant skaičiavimus realūs duomenys diskretizuojami į 0,5 valandos ilgio žingsnius.

Kadangi generuojama galia ir apkrova yra sąlyginai didelės, tai skaičiavimams duomenys buvo pakeisti, įvertinant kiekvieną generaciją kaip procentinę išraišką ir užduodant maksimalią generuojamą ar sunaudojamą galią. Simuliacijoje panaudotos generacijos ir apkrovos pavaizduojamos paveikslėlyje 7 paveiksle..



7 pav. Skaičiavimuose panaudoti modifikuoti duomenys.

Siekiant patikrinti siūlomo ICA efektyvumą ir bendrumą optimaliai energijos valdymo problemai, jis taikomas žemos įtampos atvejų tyrimui. Šią sistemą sudaro keletas AEI rūšių,

tokių kaip VE ir SE, taip pat mikro turbina, dyzelinis generatorius bei akumuliatorių baterija. Sistemos schema sutampa su 1 paveiksle pavaizduota „VPP ir elektros energijos mainai su elektros energijos rinka“. Analizė atliekama naudojant 24 valandų intervalą, kas pusvalandį, siekiant geriau įvertinti kiekvieno energijos vieneto efektyvumą. Daroma prielaida, kad visi elementai generuoja tik aktyviają galią, o šiluminė apkrova nėra vertinama. Be to, tarp VPP ir energijos skirstymo operatoriaus yra sudarytas elektros energijos mainų ryšys taip, kad prekyba energija vyktų bet kurią valandą.

Maksimali ir minimali kiekvieno elemento generavimo riba ir elektros energijos, bei įjungimų ir išjungimų kainos yra parodytos 1 lentelėje.

1 lentelė. Energijos šaltinių ir tinklo ribos ir energijos, įjungimų ir išjungimų kaina.

Nr.	Tipas	Minimali generuojama galia, kW	Maksimali generuojama galia, kW	Energijos supirkimo kaina, €ct /kWh	Įjungimo/ išjungimo kaina (€ct)
1.	Kuro elementai	6	30	0,04	0,96
2.	Mikro turbinos	3	30	0,035	1,65
3.	Baterijos	-30	30	0,05	-
4.	Saulės elektrinės	0	30	0,115	-
5.	Vėjo elektrinės	0	35	0,05	-
6.	Apkrova	0	70	-	-

Kaip matyti iš šios lentelės, nors VE ir SE nereikalauja jokio papildomo kuro gaminti elektros energiją, jų kainos pasiūlymas yra didesnis už kitų energijos šaltinių kainą. Taip yra dėl didelių pradinių kapitalo išlaidų. Atsinaujinančių energijos šaltinių didesnė kaina yra dėl pradinio kapitalo grąžinimo, taip pat dėl galimų sistemos atnaujinimų bei priežiūros išlaidų.

Kiekvieno elemento paleidimo / išjungimo kaina, išreikšta centais (€ct) už kilovatvalandę (kWh), pateikiama 1 lentelėje. Bendra apkrovos paklausa per 24 valandų laikotarpį yra lygi 822,85 kWh, parodyta 7 paveiksle. Apskaičiuoto laikotarpio prognozuojamos valandos rinkos kainos laikomos 2 lentelėje. Siekiant geriau suprasti, nagrinėjami skirtingi scenarijai:

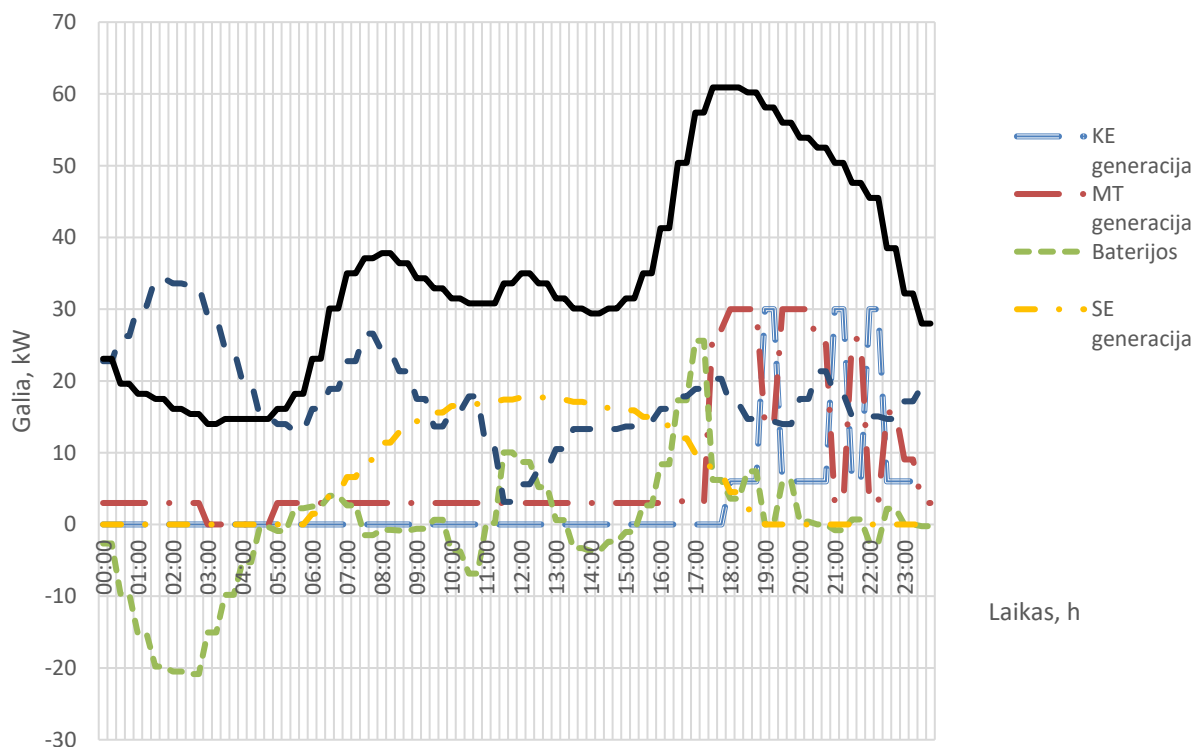
- Pirmajame scenarijuje pirmenybė skiriama atsinaujinantiems energijos šaltiniams, o akumulatoriaus pradinis įkrovimas yra lygus nuliui, didžiausia galima baterijos talpa 70 kWh.
- Antrojo scenarijaus atveju pirmenybė skiriama atsinaujinantiems energijos šaltiniams, kai akumulatoriaus pradinis įkrovimas yra lygus maksimaliam, didžiausia galima baterijos talpa sumažinta iki 40 kWh. Daroma prielaida, kad baterija turėtų būti įkraunama per pirmąsias valandas, o po to būtų galima iškrauti ją ir vėliau.



- Trečiojo scenarijaus atveju pirmenybė skiriama atsinaujinantiems energijos šaltiniams, kai akumuliatoriaus pradinis įkrovimas yra lygus maksimaliam, didžiausia galima baterijos talpa sumažinta iki 30 kWh.
- Ketvirtojo scenarijaus atveju pirmenybė skiriama atsinaujinantiems energijos šaltiniams, kai akumuliatoriaus pradinis įkrovimas yra lygus maksimaliam, didžiausia galima baterijos talpa sumažinta iki 20 kWh.
- Penktojo scenarijaus atveju pirmenybė skiriama atsinaujinantiems energijos šaltiniams, kai akumuliatoriaus pradinis įkrovimas yra lygus 10 kWh, didžiausia galima baterijos talpa sumažinta iki 20 kWh.
- Šeštojo scenarijaus atveju pirmenybė skiriama atsinaujinantiems energijos šaltiniams, kai akumuliatoriaus pradinis įkrovimas yra lygus nuliui, didžiausia galima baterijos talpa sumažinta iki 20 kWh.
- Septintuoju scenarijumi atsinaujinančių energijos išteklių generacija prilyginama nuliui, sumodeliuojant situaciją, kuri būtų apibūdinama taip: visą dieną pūstų nepakankamas vėjės pasukti vėjo jėgainę arba elektrinė būtų remontiniame režime, taip pat ir su saulės elektrinėmis: priimama, kad saulė nešviečia, lauke yra debesuota ir saulės elektrinės gaminamas elektros energijos kiekis yra artimas nuliui.
- Aštuntuoju scenarijumi visa generacija atliekama tik su atsinaujinančiais energijos šaltiniais, taip pat naudojamos akumuliatorių baterijos kai pradinis įkrovimas lygus nuliui, didžiausia galima baterijos talpa yra 40 kWh.

## 5.1 Pirmas scenarijus

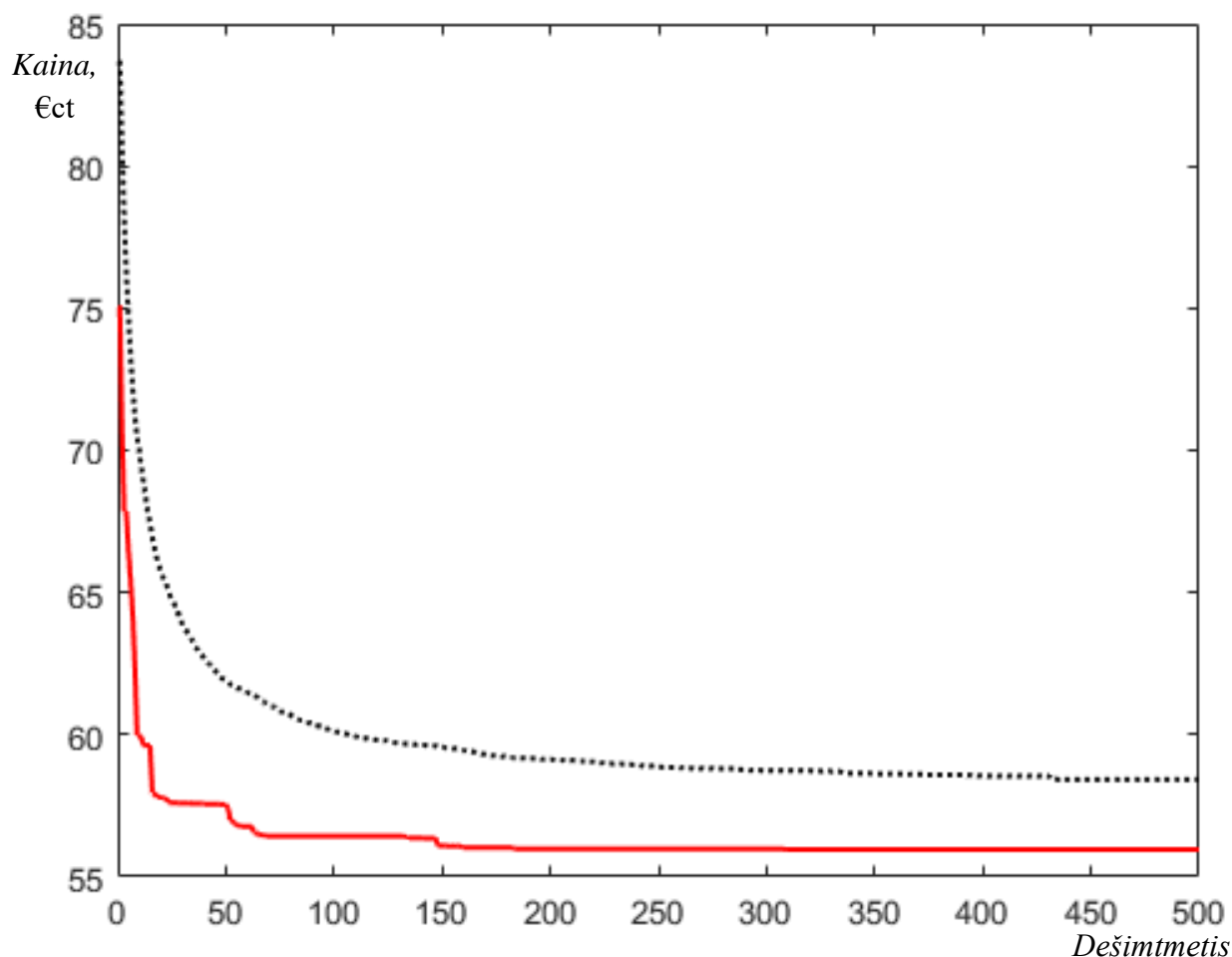
Pirmajame scenarijuje kiek įmanoma labiau išnaudojama atsinaujinančių energijos šaltinių energija. Likusi nepagaminta energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų. Pirmojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 8 paveiksle.



8 pav. Pirmojo scenarijaus rezultatai

Kaip matome, pirmuoju atveju, pačioje pradžioje ciklo baterijos yra iškrautos ir nėra pakankamai energijos, kad būtų pilnai užmaitintas tinklas, dėl to įjungiamą viena iš neatsinaujinančių energijos išteklių naudojančių elektrinių. Tuo pačiu dėl labai mažos reikalingos galios, ir elektrinės mažiausios generuojamos galios apribojimo dalinai pakraunamos akumuliatorių baterijos, kurios dėl stiprių vėjų ir esančios sąlyginai mažos apkrovos iki 5:30 ryto yra pilnai pakraunamos. Tada, padidėjus rytinei apkrovai, baterijos nėra iškraunamos, o paliekamos tolimesnei dienos daliai: vėliau dienos metu prognozuotiems energijos svyravimams sumažinti. Ryte esančiam energijos trūkumui užpildyti panaudojamos mikro turbinos, kurios pasilieka įjungtos likusią dienos dalį. Apie 18:00 valandą atsiradus papildomoms apkrovoms ir sumažėjus atsinaujinančių energijos šaltinių generacijai pagaliau yra pajungiami kuro elementai, kurie su mikro turbinomis ir akumuliatorių baterijomis užtikrina tinkamą energijos balansą. Per visą dienos simuliaciją akumuliatorių baterija yra beveik pilnai užkraunama, sukaupiama iki 55 kWh energijos, kuri vėliau (beveik visa) yra panaudojama tinklo balansavimui. Galutinė energijos kaina gaunama 55.97 Euro centus (€ct) už sugeneruotą energiją arba įvertinus apkrovą

0,068 €ct/kWh. Pastebime, kad didžiąją dalį energijos kainos padidina būtent atsinaujinantys energijos šaltiniai, kuriems ir yra skirtas prioritetas. Pirmojo scenarijaus mažiausios kainos pokyčio su lig kiekvienu dešimtmečiu (ICA metode dešimtmetis atitinka iteracijas, gauti rezultatai pateikti atlikus 500 tokių ciklų) pavaizduotas 9 paveiksle. Generacijos skaičiavimų rezultatai pateikti 2 lentelėje.



9 pav. Pirmojo scenarijaus mažiausios kainos pokytis su lig kiekvienu dešimtmečiu

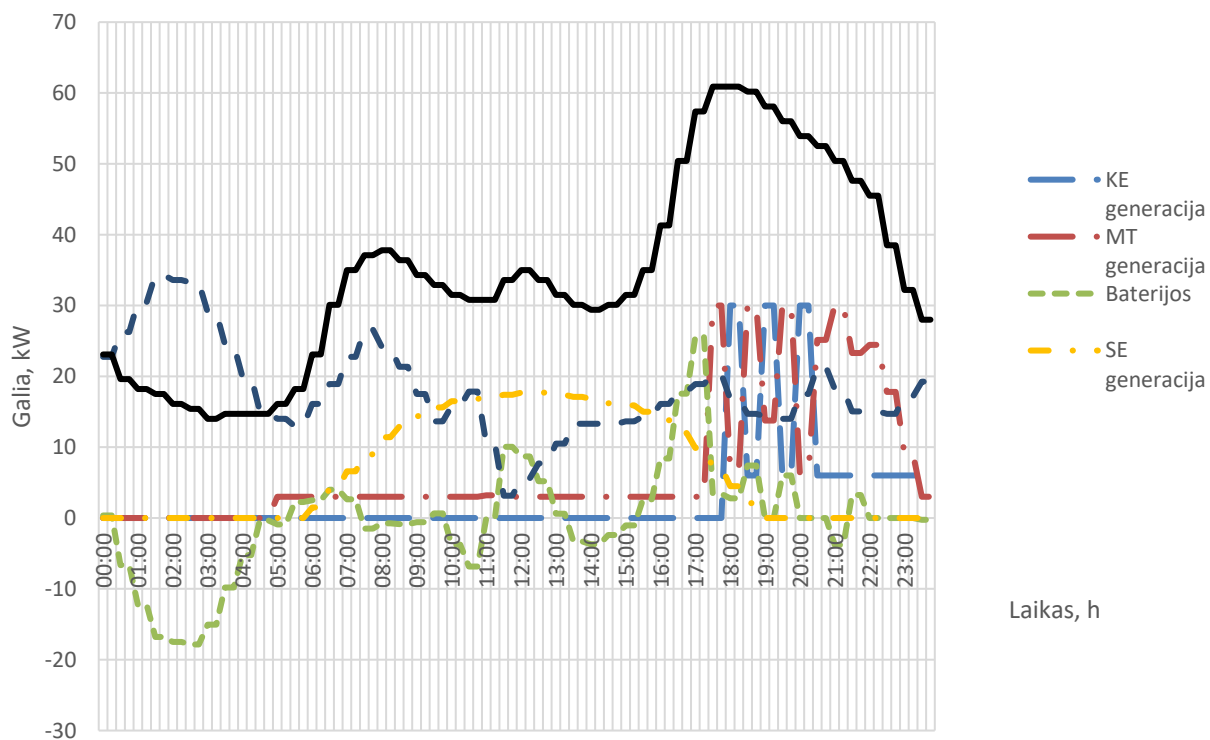
2 lentelė. Pirmojo scenarijaus generacijos ties 500-tuoju dešimtmečiu.

Nr.	Laiko tarpas, h	KE generacija, kW	MT generacija, kW	Baterijos galia, kW	SE generacija, kW	VE generacija, kW	Apkrova, kW
1	00:00-00:29	0	3	-2.65	0	22.75	23.1
2	00:30-00:59	0	3	-9.65	0	26.25	19.6
3	01:00-01:29	0	3	-15.25	0	30.45	18.2
4	01:30-01:59	0	3	-19.8	0	34.3	17.5
5	02:00-02:29	0	3	-20.5	0	33.6	16.1
6	02:30-02:59	0	3	-20.85	0	33.25	15.4
7	03:00-03:29	0	0	-15.05	0	29.05	14
8	03:30-03:59	0	0	-9.8	0	24.5	14.7
9	04:00-04:29	0	0	-5.25	0	19.95	14.7

Nr.	Laiko tarpas, h	KE generacija, kW	MT generacija, kW	Baterijos galia, kW	SE generacija, kW	VE generacija, kW	Apkrova, kW
10	04:30-04:59	0	0	-0.35	0	15.05	14.7
11	05:00-05:29	0	3	-0.9	0	14	16.1
12	05:30-05:59	0	3	2.25	0	12.95	18.2
13	06:00-06:29	0	3	2.5	1.5	16.1	23.1
14	06:30-06:59	0	3	4	4.2	18.9	30.1
15	07:00-07:29	0	3	2.65	6.6	22.75	35
16	07:30-07:59	0	3	-1.5	9	26.6	37.1
17	08:00-08:29	0	3	-0.75	11.4	24.15	37.8
18	08:30-08:59	0	3	-0.85	12.9	21.35	36.4
19	09:00-09:29	0	3	-0.6	14.4	17.5	34.3
20	09:30-09:59	0	3	0.65	15.6	13.65	32.9
21	10:00-10:29	0	3	-3.75	16.5	15.75	31.5
22	10:30-10:59	0	3	-6.85	16.8	17.85	30.8
23	11:00-11:29	0	3	0.2	17.1	10.5	30.8
24	11:30-11:59	0	3	10.05	17.4	3.15	33.6
25	12:00-12:29	0	3	8.7	17.7	5.6	35
26	12:30-12:59	0	3	5.2	17.7	7.7	33.6
27	13:00-13:29	0	3	0.6	17.4	10.5	31.5
28	13:30-13:59	0	3	-3.3	17.1	13.3	30.1
29	14:00-14:29	0	3	-3.7	16.8	13.3	29.4
30	14:30-14:59	0	3	-2.4	16.2	13.3	30.1
31	15:00-15:29	0	3	-1.05	15.9	13.65	31.5
32	15:30-15:59	0	3	2.65	15	14.35	35
33	16:00-16:29	0	3	8.4	13.8	16.1	41.3
34	16:30-16:59	0	3.228618	17.32138	12	17.85	50.4
35	17:00-17:29	0	3	25.6	9.9	18.9	57.4
36	17:30-17:59	0	27.18663	6.213368	7.2	20.3	60.9
37	18:00-18:29	6	30	3.6	4.5	16.8	60.9
38	18:30-18:59	6	30	7.4	2.1	14.7	60.2
39	19:00-19:29	30	13.75	0	0	14.35	58.1
40	19:30-19:59	6	30	6	0	14	56
41	20:00-20:29	6	30	0.4	0	17.5	53.9
42	20:30-20:59	6	25.15	0	0	21.35	52.5
43	21:00-21:29	30	3	-0.8	0	18.2	50.4
44	21:30-21:59	6	25.866	0.684	0	15.05	47.6
45	22:00-22:29	30	3	-2.55	0	15.05	45.5
46	22:30-22:59	6	15.61975	2.18025	0	14.7	38.5
47	23:00-23:29	6	9.05	0	0	17.15	32.2
48	23:30-23:59	6	3	-0.25	0	19.25	28

## 5.2 Antras scenarijus

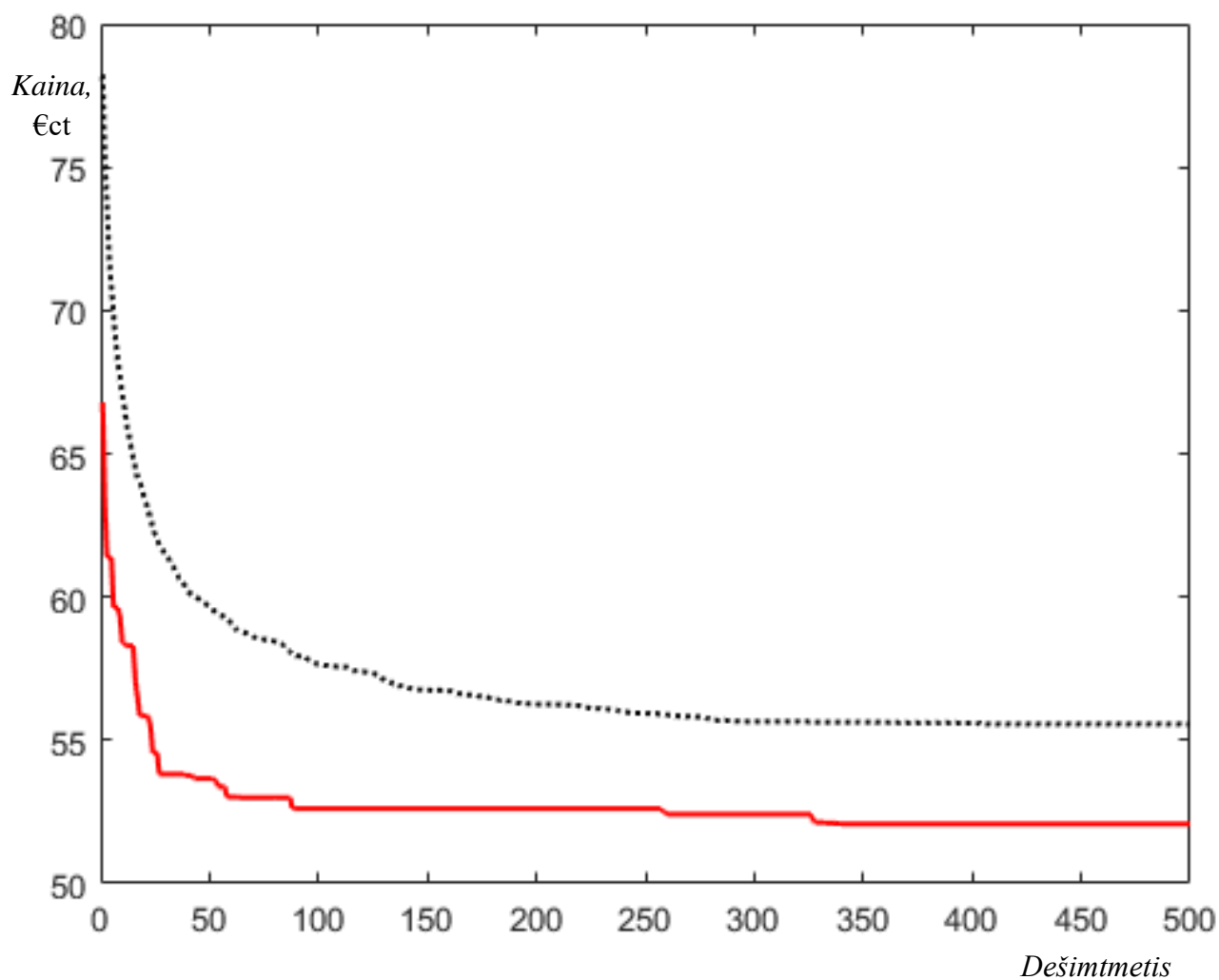
Antrajame scenarijuje, kaip ir pirmajame, kiek įmanoma labiau išnaudojama atsinaujinančių energijos išteklių energija. Likusi nepagaminta energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų. Antrojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 10 paveiksle.



10 pav. Antrojo scenarijaus rezultatai

Kaip matome, antruoju atveju, dėl to, kad baterijos yra pakrautos ir yra užtektinai energijos panaikinti trūkumą, yra išvengiama brangių kuro elementų ir mikro turbinų paleidimo. Šiuo atveju baterijos yra beveik pilnai pakrautos ir turi 40 kWh energijos, kuri vėliau trukdo ir atneša nuostolius, dėl nepilnai išnaudojamos sistemos. Baterijos iki 2:00 ryto yra pilnai pakraunamos. Tada padidėjus rytinei apkrovai baterijos dalinai iškraunamos ir link vakaro, apie 18:00 valandą, kai sumažėja atsinaujinančių energijos šaltinių generacija, yra visiškai pilnai iškraunamos. Tuo pačiu, sumažėjus atsinaujinančių energijos šaltinių generacijai, kaip ir pirmajame scenarijuje, yra pajungiami kuro elementai, kurie su mikro turbinomis ir akumuliatorių baterijomis užtikrina tinkamą energijos balansą. Ryte, per simuliaciją akumuliatorių baterija yra pilnai užkraunama ir vėliau beveik visa yra panaudojama tinklo balansavimui. Galutinė energijos kaina gaunama 52.07 €ct už visą pagaminamą energiją arba įvertinus apkrovą 0,063 €ct/kWh. Pastebime, kad pagrindinis skirtumas pirmojo ir antrojo varianto yra, kad baterijos pačioje dienos pradžioje leidžia neįjungti papildomų generacijos šaltinių. Antrojo scenarijaus mažiausios kainos pokyčio

su kiekvienu dešimtmečiu pavaizduotas 11 paveiksle. Generacijos skaičiavimų rezultatai pateikti 3 lentelėje.



11 pav. Antrojo scenarijaus mažiausios kainos pokytis su lig kiekvienu dešimtmečiu

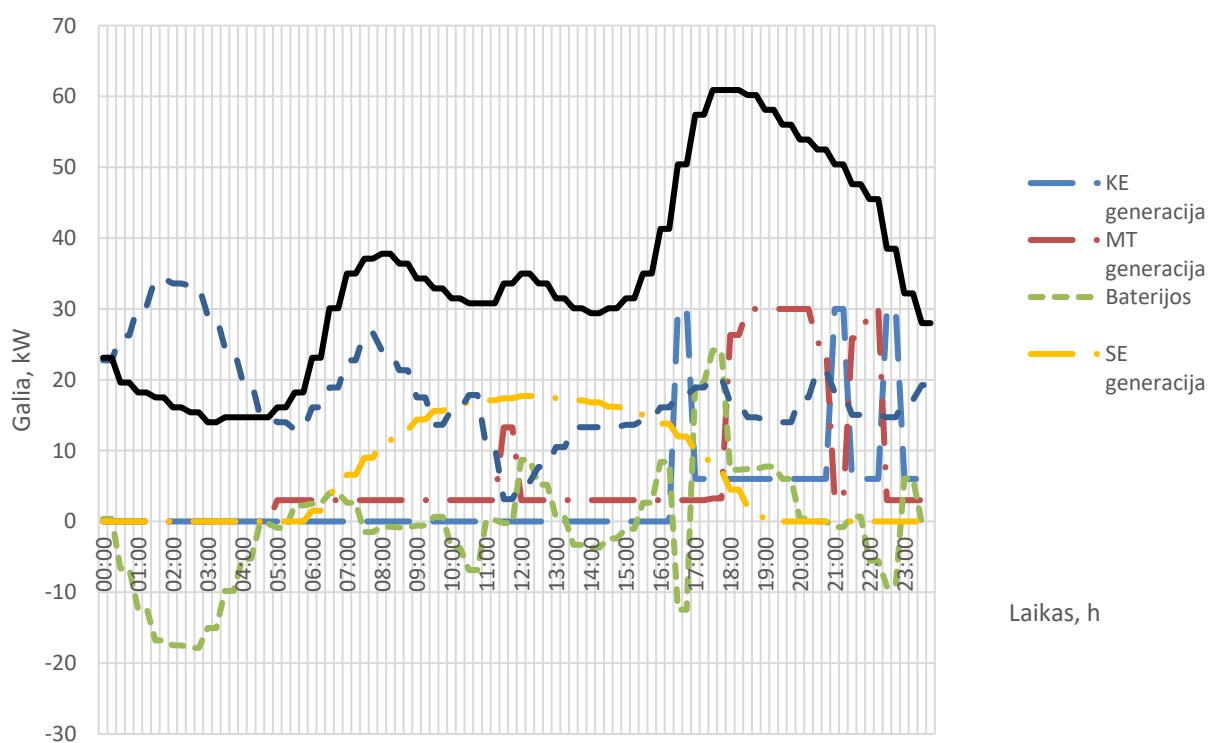
3 lentelė. Antrojo scenarijaus generacijos ties 500-tuoju dešimtmečiu.

Nr.	Laiko tarpas, h	KE generacija, kW	MT generacija, kW	Baterijos galia, kW	SE generacija, kW	VE generacija, kW	Apkrova, kW
1	00:00-00:29	0	0	0.35	0	22.75	23.1
2	00:30-00:59	0	0	-6.65	0	26.25	19.6
3	01:00-01:29	0	0	-12.25	0	30.45	18.2
4	01:30-01:59	0	0	-16.8	0	34.3	17.5
5	02:00-02:29	0	0	-17.5	0	33.6	16.1
6	02:30-02:59	0	0	-17.85	0	33.25	15.4
7	03:00-03:29	0	0	-15.05	0	29.05	14
8	03:30-03:59	0	0	-9.8	0	24.5	14.7
9	04:00-04:29	0	0	-5.25	0	19.95	14.7
10	04:30-04:59	0	0	-0.35	0	15.05	14.7
11	05:00-05:29	0	3	-0.9	0	14	16.1

Nr.	Laiko tarpas, h	KE generacija, kW	MT generacija, kW	Baterijos galia, kW	SE generacija, kW	VE generacija, kW	Apkrova, kW
12	05:30-05:59	0	3	2.25	0	12.95	18.2
13	06:00-06:29	0	3	2.5	1.5	16.1	23.1
14	06:30-06:59	0	3	4	4.2	18.9	30.1
15	07:00-07:29	0	3	2.65	6.6	22.75	35
16	07:30-07:59	0	3	-1.5	9	26.6	37.1
17	08:00-08:29	0	3	-0.75	11.4	24.15	37.8
18	08:30-08:59	0	3	-0.85	12.9	21.35	36.4
19	09:00-09:29	0	3	-0.6	14.4	17.5	34.3
20	09:30-09:59	0	3	0.65	15.6	13.65	32.9
21	10:00-10:29	0	3	-3.75	16.5	15.75	31.5
22	10:30-10:59	0	3	-6.85	16.8	17.85	30.8
23	11:00-11:29	0	3.2	0	17.1	10.5	30.8
24	11:30-11:59	0	3	10.05	17.4	3.15	33.6
25	12:00-12:29	0	3	8.7	17.7	5.6	35
26	12:30-12:59	0	3	5.2	17.7	7.7	33.6
27	13:00-13:29	0	3	0.6	17.4	10.5	31.5
28	13:30-13:59	0	3	-3.3	17.1	13.3	30.1
29	14:00-14:29	0	3	-3.7	16.8	13.3	29.4
30	14:30-14:59	0	3	-2.4	16.2	13.3	30.1
31	15:00-15:29	0	3	-1.05	15.9	13.65	31.5
32	15:30-15:59	0	3	2.65	15	14.35	35
33	16:00-16:29	0	3	8.4	13.8	16.1	41.3
34	16:30-16:59	0	3	17.55	12	17.85	50.4
35	17:00-17:29	0	3	25.6	9.9	18.9	57.4
36	17:30-17:59	0	30	3.4	7.2	20.3	60.9
37	18:00-18:29	30	6.81525	2.78475	4.5	16.8	60.9
38	18:30-18:59	6	30	7.4	2.1	14.7	60.2
39	19:00-19:29	30	13.75	0	0	14.35	58.1
40	19:30-19:59	6	30	6	0	14	56
41	20:00-20:29	30	6.4	0	0	17.5	53.9
42	20:30-20:59	6	25.15	0	0	21.35	52.5
43	21:00-21:29	6	30	-3.8	0	18.2	50.4
44	21:30-21:59	6	23.301	3.249	0	15.05	47.6
45	22:00-22:29	6	24.45	0	0	15.05	45.5
46	22:30-22:59	6	17.8	0	0	14.7	38.5
47	23:00-23:29	6	9.05	0	0	17.15	32.2
48	23:30-23:59	6	3	-0.25	0	19.25	28

### 5.3 Trečias scenarijus

Trečiame scenarijuje, kaip ir pirmajame ir antrajame scenarijuose, kiek įmanoma labiau išnaudojama atsinaujinančių energijos išteklių energija. Skirtumas tik tas, kad sumažinama maksimalus galimas įsikrovimas iš prieš tai skaičiavimuose naudoto 40 kWh iki dabar 30 kWh, taip pat baterijos yra maksimaliai įkrautos. Likusi nepagaminta energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų. Trečiojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 12 paveiksle.



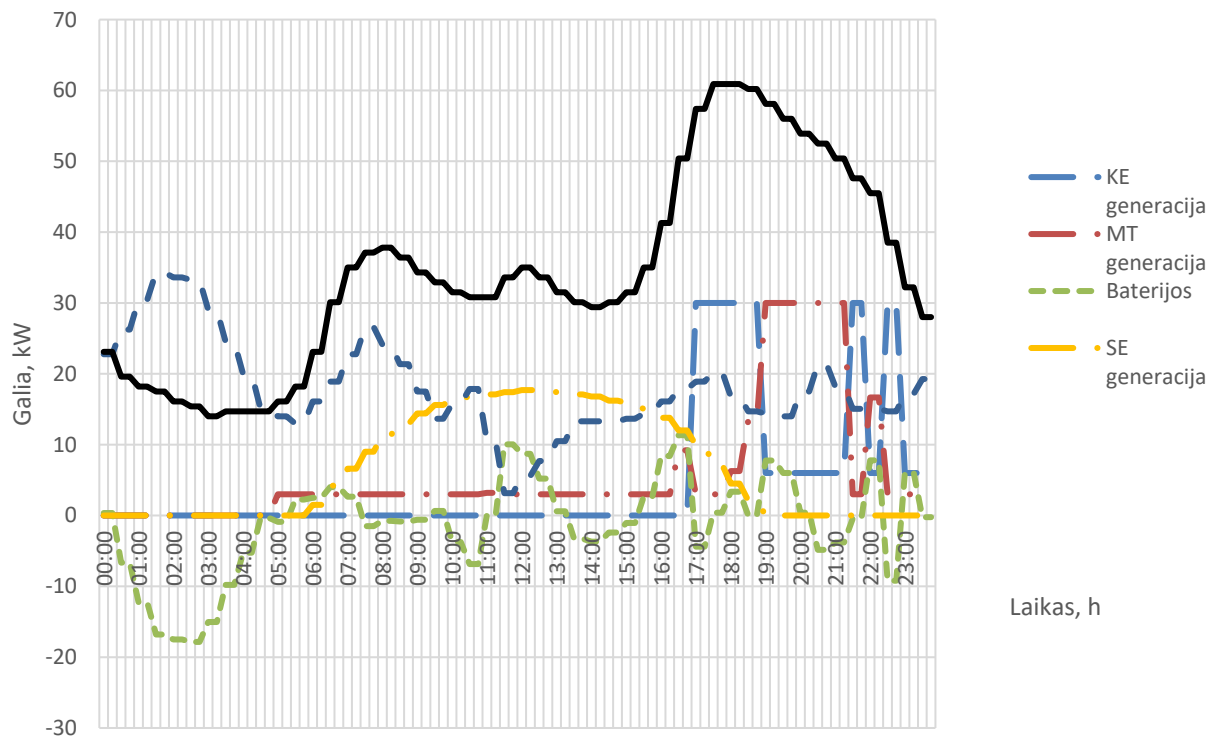
12 pav. Trečiojo scenarijaus rezultatai

Gaunamas grafikas labai panašus antrojo scenarijaus. Galutinė energijos kaina gaunama 53.01 €ct už visą pagaminamą energiją arba įvertinus apkrovą 0,064 €ct/kWh. Pastebime, kad sumažinus baterijos talpą gauname didesnę elektros energijos kainą.

### 5.4 Ketvirtas scenarijus

Ketvirtajame scenarijuje, kaip ir prieš tai buvusiuose scenarijuose, kiek įmanoma labiau išnaudojama atsinaujinančių energijos išteklių energija. Skirtumas tik tas, kad sumažinama maksimalus galimas įsikrovimas iš prieš tai skaičiavimuose naudoto 30 kWh iki dabar 20 kWh, taip pat baterijos yra maksimaliai įkrautos. Likusi nepagaminta energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų. Ketvirtojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 13 paveiksle.



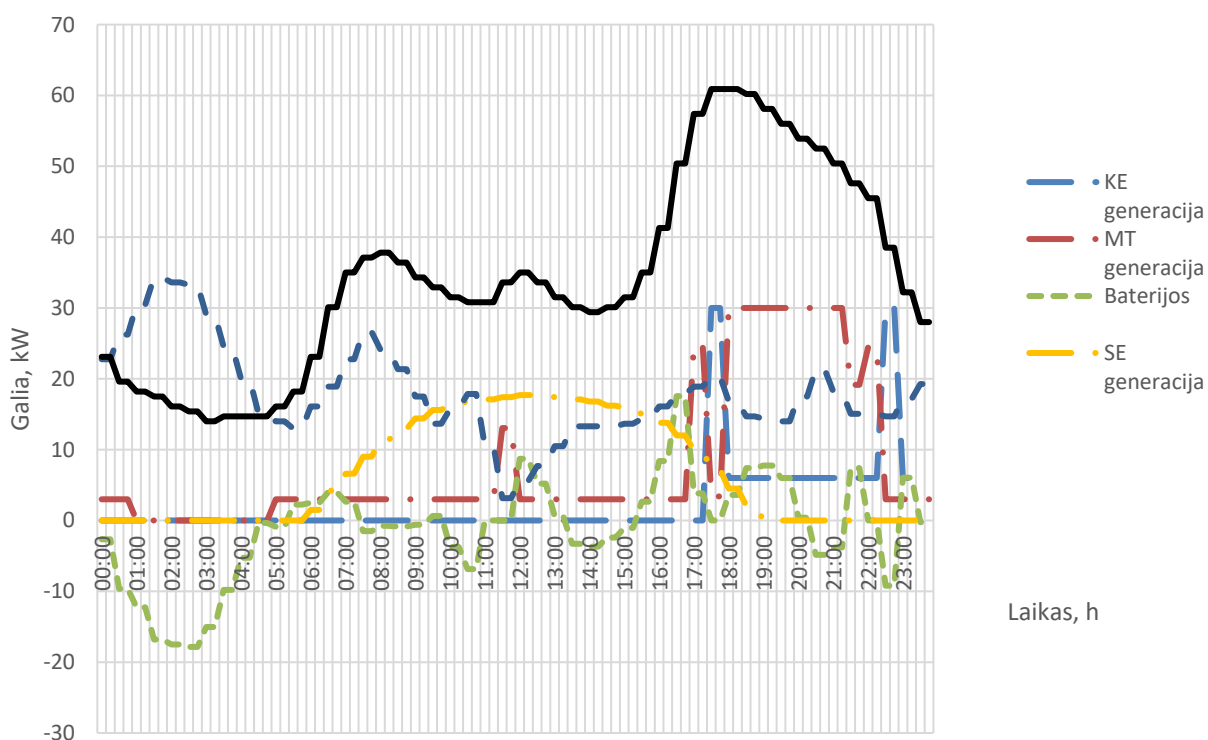


13 pav. Ketvirto scenarijaus rezultatai

Gaunamas grafikas labai panašus antrojo scenarijaus. Galutinė energijos kaina gaunama 54.06 €ct už visą pagaminamą energiją arba įvertinus apkrovą 0,066 €ct/kWh. Pastebime, kad sumažinus baterijos talpą gauname didesnę elektros energijos kainą.

### 5.5 Penktas scenarijus

Penktajame scenarijuje, kaip ir prieš tai buvusiuose scenarijuose, kiek įmanoma labiau išnaudojama atsinaujinančių energijos išteklių energija. Maksimalus galimas įsikrovimas paliekamas toks pats kaip ir prieš tai naudotas 20 kWh, taip pat baterijos yra 10 kWh įkrautos. Likusi nepagaminta energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų. Penktojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 14 paveiksle.

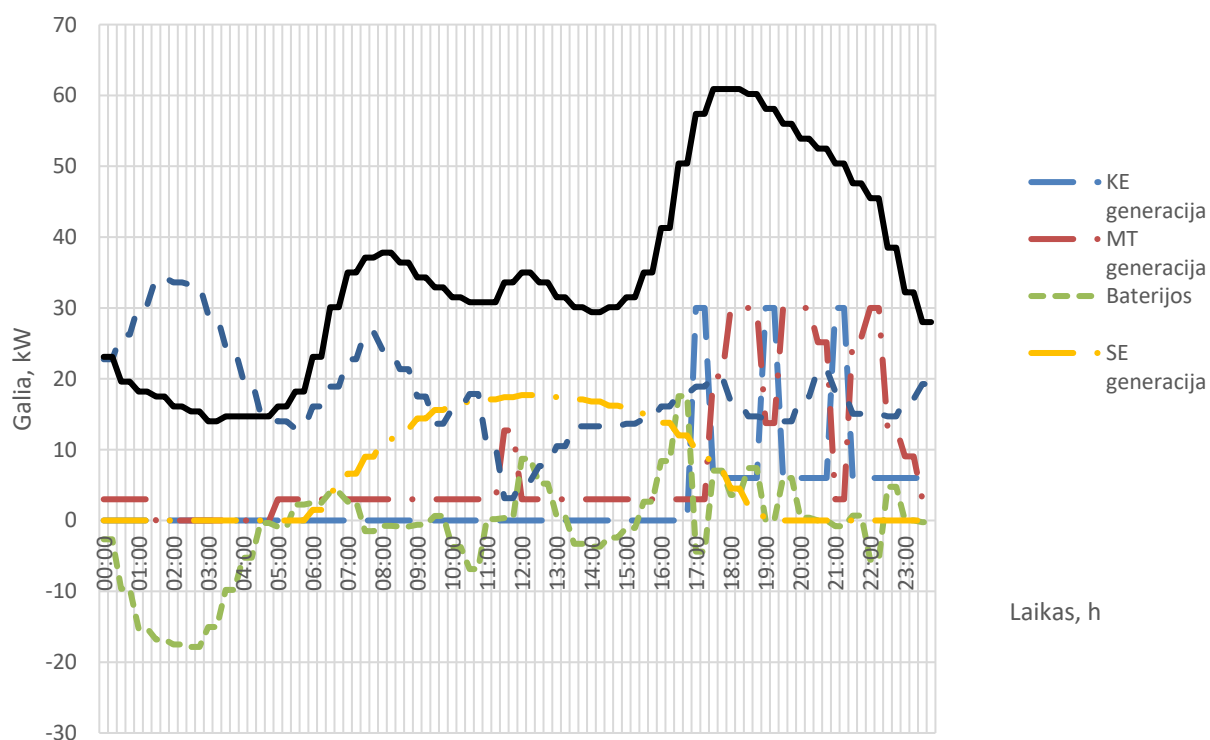


14 pav. Penktojo scenarijaus rezultatai

Gaunamas grafikas panašus į pirmojo scenarijaus. Galutinė energijos kaina gaunama 56,86 €ct už visą pagaminamą energiją arba įvertinus apkrovą 0,069 €ct/kWh. Pastebime, kad sumažinus baterijos pradinį įkrovimą šiek tiek padidėja elektros energijos kaina. Kadangi per naktį vėjo elektrinės generuoja žymiai daugiau nei kad apkrova, baterija išsikrauna. Po to grafikas supanašėja su ketvirtojo scenarijaus rezultatais.

## 5.6 Šeštasis scenarijus

Šeštajame scenarijuje, kaip ir prieš tai buvusiuose scenarijuose, kiek įmanoma labiau išnaudojama atsinaujinančių energijos išteklių energija. Maksimalus galimas įsikrovimas paliekamas toks pats kaip ir prieš tai naudotas 20 kWh, taip pat baterijos yra pilnai iškrautos. Likusi nepagaminta energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų. Šeštojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 15 paveiksle.

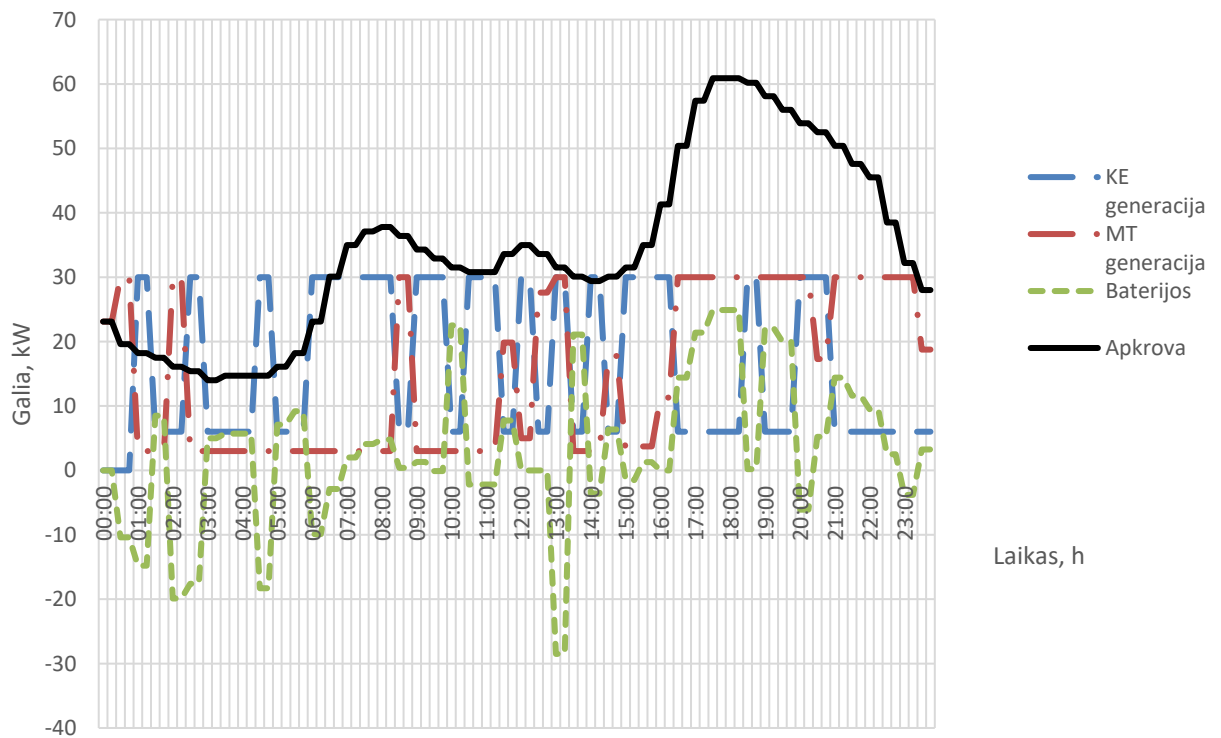


15 pav. Šeštojo scenarijaus rezultatai

Gaunamas grafikas panašus į pirmojo scenarijaus. Galutinė energijos kaina gaunama 57,27 €ct už visą pagaminamą energiją arba įvertinus apkrovą 0,070 €ct/kWh. Pastebime, kad pilnai iškrautomis, gaunami rezultatai lyginant su dalinai įkrautos baterijos pradiniu įkrovimu, šiek tiek padidėja elektros energijos kaina. Kadangi per naktį vėjo elektrinės generuoja žymiai daugiau nei kad apkrova, baterija įsikrauna. Po to grafikas supanašėja su ketvirtojo scenarijaus rezultatais.

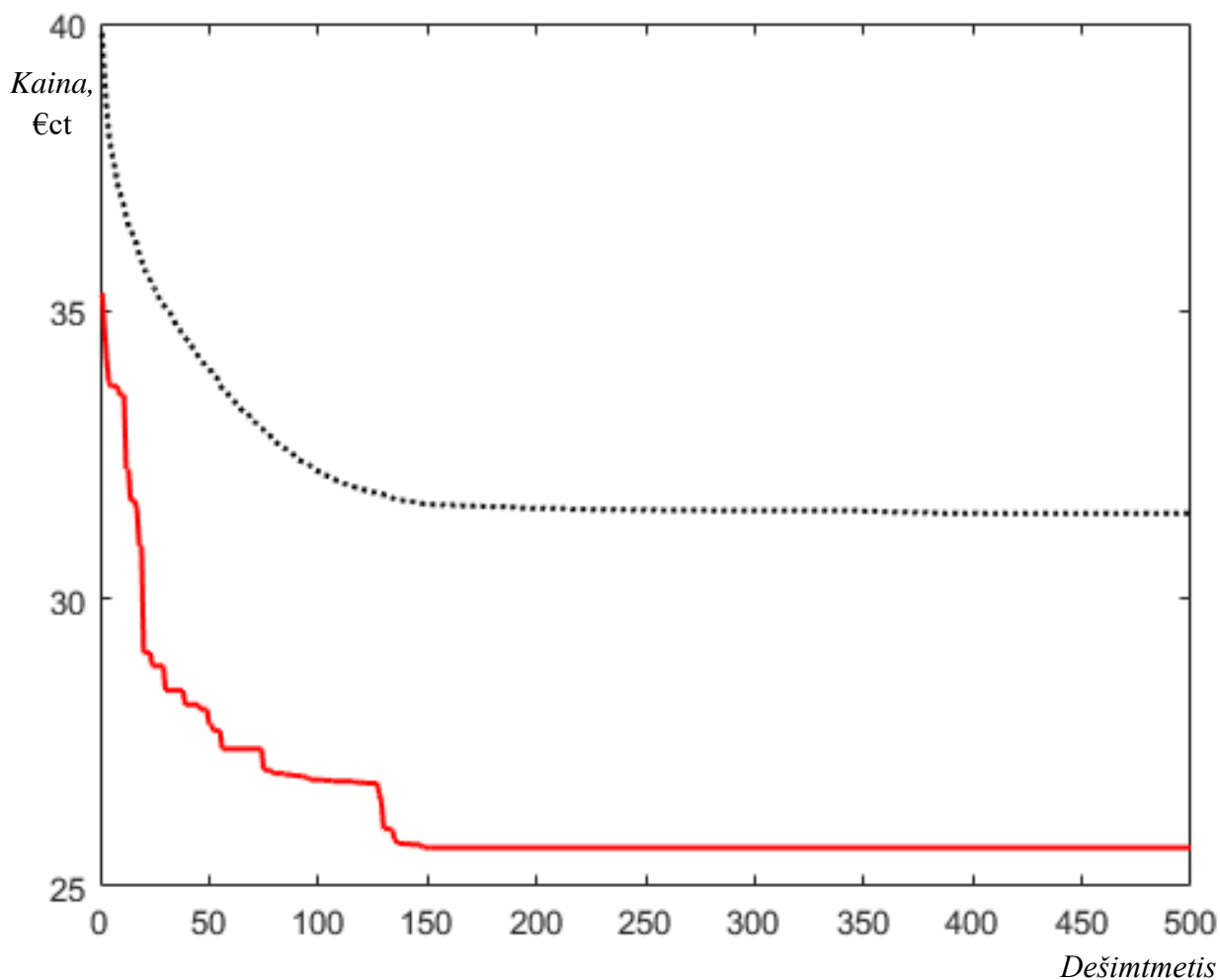
### 5.7 Septintas scenarijus

Septintajame scenarijuje atsinaujinančių energijos išteklių generuojama elektros energija prilyginama nuliui (numatomos blogiausios sąlygos, kad dėl nesančio vėjo, VE negeneruoja energijos ir nešviečia saulė, tad SE taip pat generuoja nulinę energijos lygį). Todėl visa energija paskirstoma tarp mikro turbinos ir kuro elementų, su akumuliatorių baterijų pagalba. Septintojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 16 paveiksle.



16 pav. Septintojo scenarijaus rezultatai

Kaip matome, septintuoju atveju, dėl to, kad baterijos yra visiškai iškrautos, visą energiją užtikrina kuro elementai bei mikro turbinos. Momentais akumuliatorių baterijos yra pakraunamos, tam, kad esant reikalui, galėtų padėti užtikrinti pakankamą tinklo balansavimą. Galutinė energijos kaina gaunama 27,18 €ct už visą sugeneruotą energiją, arba įvertinus apkrovą 0,033 €ct/kWh. Pastebime, kad pagrindinis skirtumas palyginus su pirmuoju ir antruoju variantu yra tai, kad visos dienos metu yra įjungtas vienas generacijos šaltinis, o kitas generacijos šaltinis įsijungia šiek tiek vėliau, tik tada, kai jau nebepakanka pirmojo generacijos šaltinio. Septintojo scenarijaus mažiausios kainos pokyčio su lig kiekvienu dešimtmečiu pavaizduotas 17 paveiksle. Generacijos skaičiavimų rezultatai pateikti 4 lentelėje.



17 pav. Septintojo scenarijaus mažiausios kainos pokytis su lig kiekvienu dešimtmečiu

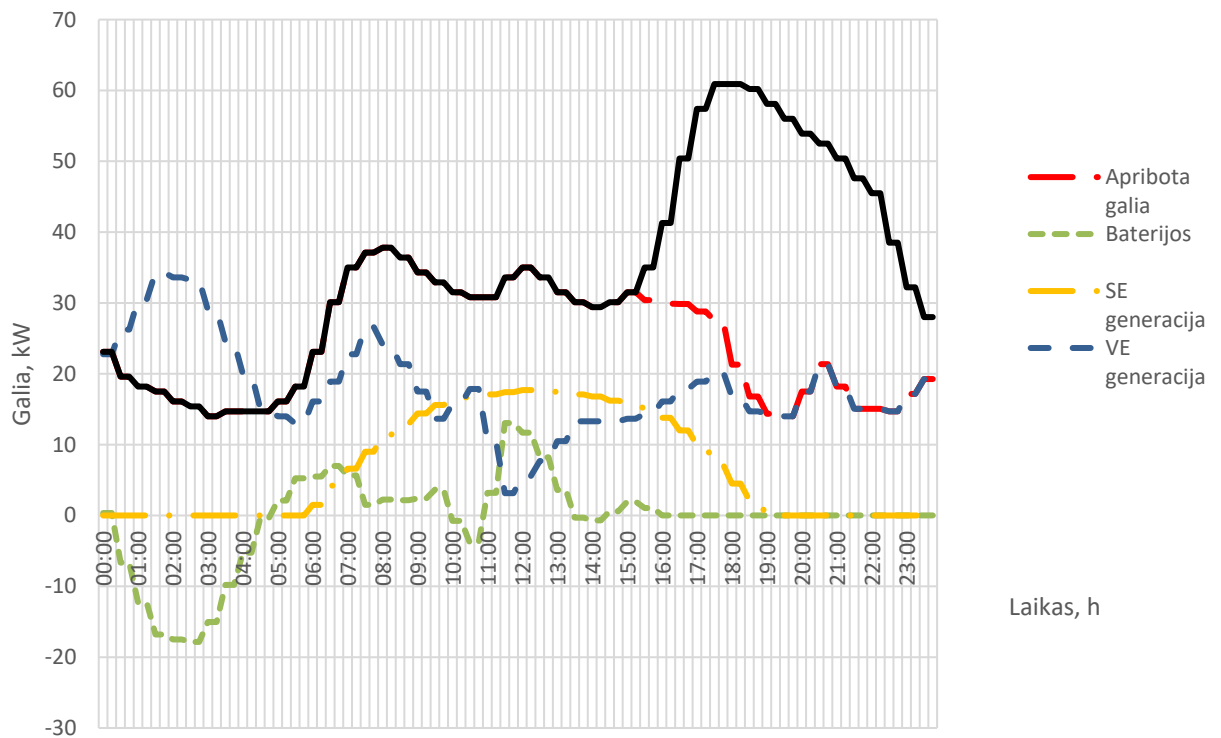
4 lentelė. Septintojo scenarijaus generacijos ties 500-tuoju dešimtmečiu.

Nr.	Laiko tarpas, h	KE generacija, kW	MT generacija, kW	Baterijos galia, kW	SE generacija, kW	VE generacija, kW	Apkrova, kW
1	00:00-00:29	0	23.1	0	0	0	23.1
2	00:30-00:59	0	30	-10.4	0	0	19.6
3	01:00-01:29	30	3	-14.8	0	0	18.2
4	01:30-01:59	6	3	8.5	0	0	17.5
5	02:00-02:29	6	30	-19.9	0	0	16.1
6	02:30-02:59	30	3	-17.6	0	0	15.4
7	03:00-03:29	6	3	5	0	0	14
8	03:30-03:59	6	3	5.7	0	0	14.7
9	04:00-04:29	6	3	5.7	0	0	14.7
10	04:30-04:59	30	3	-18.3	0	0	14.7
11	05:00-05:29	6	3	7.1	0	0	16.1
12	05:30-05:59	6	3	9.2	0	0	18.2
13	06:00-06:29	30	3	-9.9	0	0	23.1
14	06:30-06:59	30	3	-2.9	0	0	30.1
15	07:00-07:29	30	3	2	0	0	35

Nr.	Laiko tarpas, h	KE generacija, kW	MT generacija, kW	Baterijos galia, kW	SE generacija, kW	VE generacija, kW	Apkrova, kW
16	07:30-07:59	30	3	4.1	0	0	37.1
17	08:00-08:29	30	3	4.8	0	0	37.8
18	08:30-08:59	6	30	0.4	0	0	36.4
19	09:00-09:29	30	3	1.3	0	0	34.3
20	09:30-09:59	30	3	-0.1	0	0	32.9
21	10:00-10:29	6	3	22.5	0	0	31.5
22	10:30-10:59	30	3	-2.2	0	0	30.8
23	11:00-11:29	30	3	-2.2	0	0	30.8
24	11:30-11:59	6	19.8535	7.7465	0	0	33.6
25	12:00-12:29	30	5	0	0	0	35
26	12:30-12:59	6	27.6	0	0	0	33.6
27	13:00-13:29	30	30	-28.5	0	0	31.5
28	13:30-13:59	6	3	21.1	0	0	30.1
29	14:00-14:29	30	3	-3.6	0	0	29.4
30	14:30-14:59	6	17.7545	6.3455	0	0	30.1
31	15:00-15:29	30	3	-1.5	0	0	31.5
32	15:30-15:59	30	3.717822	1.282178	0	0	35
33	16:00-16:29	30	11.29968	0.000322	0	0	41.3
34	16:30-16:59	6	30	14.4	0	0	50.4
35	17:00-17:29	6	30	21.4	0	0	57.4
36	17:30-17:59	6	30	24.9	0	0	60.9
37	18:00-18:29	6	30	24.9	0	0	60.9
38	18:30-18:59	30	30	0.2	0	0	60.2
39	19:00-19:29	6	30	22.1	0	0	58.1
40	19:30-19:59	6	30	20	0	0	56
41	20:00-20:29	30	30	-6.1	0	0	53.9
42	20:30-20:59	30	17.2845	5.2155	0	0	52.5
43	21:00-21:29	6	30	14.4	0	0	50.4
44	21:30-21:59	6	30	11.6	0	0	47.6
45	22:00-22:29	6	30	9.5	0	0	45.5
46	22:30-22:59	6	30	2.5	0	0	38.5
47	23:00-23:29	6	30	-3.8	0	0	32.2
48	23:30-23:59	6	18.751	3.249	0	0	28

## 5.8 Aštuntas scenarijus

Aštuntame scenarijumi visa generacija atliekama tik su atsinaujinančiais energijos šaltiniais, taip pat naudojamos akumuliatorių baterijos pilnai įkrautos, didžiausia galima baterijos talpa yra 40 kWh. Aštuntojo scenarijaus rezultatai pavaizduoti 18 paveiksle.



18 pav. Aštuntojo scenarijaus rezultatai

Baterija pačioje pradžioje skaičiavimų yra pakankamai pajėgi, kad galėtų padengti energijos trūkumus, po kurių baterija toliau yra pilnai iki 05:00 ryto kraunama. Po to padidėjus apkrovai ir sumažėjus atsinaujinančių energijos šaltinių generuojamai galiai, baterijos užtenka padengti energijos deficitą. Apie 15:00 valandą baterija pilnai išsikrauna ir sistema lieka nepilnai užmaitinama, šiuo atveju VPP apriboja apkrovos galią, nenutraukdamas tiekimo. Likusioje dienos dalyje apribota galia būna susivienodinusė su atsinaujinančių energijos išteklių generuojama galia.

## IŠVADOS

1. Šiame darbe atlikta Virtualių elektrinių ir jų sprendimų analizė. Dėl sistemos kompleksiško pasirinktas euristinis optimizavimo metodas. Dėl sąlyginai trumpų skaičiavimų ir atitinkamai pastovių rezultatų parinktas Imperialistinis varžymosi algoritmas.

2. Parinktam skaičiavimo metodui nustatyta tikslinė funkcinė ir optimalaus operacijų valdymo apribojimai. Pats algoritmas pritaikytas energetinės sistemos modeliavimui ir optimalaus režimo nustatymui.

3. Simuliacijų metu sudaryta energetinė sistema susidaranti iš atsinaujinančių energijos šaltinių - vėjo ir saulės elektrinių, bei iš neatsinaujinančių energijos šaltinių - mikro turbinos ir kuro elementų, taip pat sistemoje buvo panaudotos vienas energijos saugojimo įrenginys - baterija. Atlikti skaičiavimai 24 valandų laiko tarpe, su pusvalandžio intervalais.

4. Siekiant išnagrinėti siūlomo algoritmo efektyvumą, buvo pasiūlyti aštuoni skirtingi scenarijai. Skaitiniai rezultatai parodė, kad siūlomas optimizavimo metodas yra tinkamas tokioms problemoms spręsti.

5. Pagal pirmų 4 scenarijų rezultatus pastebime, kad skaičiavimams labai didelę reikšmę turi baterijos ir jų talpos. Esant didesnei talpai sistema patiria mažiau nuostolių, kai perteklinės generacijos energija sukaupiama baterijose.

6. Pagal 4-6 scenarijų rezultatus pastebime, kad esant didesniai baterijų įkrovimui, gaunama mažesnė kaina dėl pačioje simuliacijos pradžioje atsirandančio galios deficito dėl per mažos vėjo elektrinių generacijos.

7. Pagal gautus rezultatus septintame scenarijuje, kai generuojama visa galia yra tik iš esamų rezervinių šaltinių, elektros energijos kaina yra stipriai sumažinama, tačiau tokia generacija yra neekologiška ir reikia ieškoti papildomų sprendimo būdų, kurie užtikrintų sistemos kuo ekologiškesnį veikimą.

8. Pagal gautus rezultatus aštuntame scenarijuje sistemai pilnai pasikliaunant atsinaujinančios energijos šaltiniais gauname, kad tik stipriai apribojant apkrovą galima išlaikyti sistemą veikiančią parametrų leistinose ribose.



## LITERATŪROS SĄRAŠAS

1. Ataskaita The Global Wind Energy Council (GWEC): Global Wind Reports. Internetinė prieiga: <http://www.gwec.net>.
2. Ataskaita International Energy Agency Photovoltaic Power Systems (IEA-PVPS): Statistic Reports. Internetinė prieiga: <http://www.iea-pvps.org>.
3. R. SOROUDI, R. CAIRE, N. HADJSAID, M. EHSAN, Probabilistic dynamic multiobjective model for renewable and non-renewable distributed generation planning, IET Gen. Transm. Distrib. 5 (2011) 1173-1182.
4. M. PANTOS, Stochastic optimal charging of electric-drive vehicles with renewable energy, Energy 36 (2011) 6567-6576.
5. F. GONALEZA, A. SUMPERA, O.G. BELLMUNTA, R.V. ROBLESB, A review of energy storage technologies for wind power applications, Renew. Sustain. Energy Rev. 16 (2012) 2154-2171.
6. B. WILLE-HAUSSMANN, T. ERGE, C. WITTWER, Decentralized optimization of cogeneration in virtual power plants, Sol. Energy 84 (4) (2010) 604-611.
7. D. PUDJIANTO, C. RAMSAY, AND G. STRBAC, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources", IET Renewable Power Generation, vol 1, issue 1, pp. 10 - 16, Mar 2007.
8. H .SABOORI, M. MOHAMMADI, AND R. TAGHE, „Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types“, IEEE (2011), 978-1-4244-6255-1/11.
9. M. JAVAD KASAEI, M. GANDOMKAR, J. NIKOUKAR, „Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant“, Renewable Energy 114 (2017) 1180-1188
10. P. LOMBARDI, Z. A. STYCZYNSKI, AND B. M. BUCHHOLZ, "Optimal operation of a distribution power system with renewable generators and desalination plants", GCC Power, pp. 10-12, Nov2008.
11. M. BRAUN, "Virtual Power Plants in Real Applications", Online Available at: [http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FBA/publication/2009/2009\\_Braun\\_Etg\\_Fenix.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FBA/publication/2009/2009_Braun_Etg_Fenix.pdf).

12. VASIRANI M, KOTA R, CAVALCANTE RLG, OSSOWSKI S, JENNINGS NR. An agent-based approach to virtual power plants of wind power generators and electric vehicles. *IEEE Trans Smart Grid* 2013; 4:1314–22.
13. ARSLAN O, KARASAN OE. Cost and emission impacts of virtual power plant formation in plug-in hybrid electric vehicle penetrated networks. *Energy* 2013; 60:116–24.
14. ALOINI D, CRISOSTOMI E, RAUGI M, RIZZO R. Optimal power scheduling in a virtual power plant. In: 2nd IEEE PES international conference and exhibition on innovative smart grid technologies (ISGT Europe). Manchester; 2011:1– 7.
15. SOLTANI M, RAOOFAT M, ROSTAMI MA. Optimal reliable strategy of virtual power plant in energy and frequency control markets. In: Proceedings of 17th conference on electrical power distribution networks (EPDC). Tehran: IEEE; 2012:1–6.
16. MNATSAKANYAN A, KENNEDY SW. A novel demand response model with an application for a virtual Power Plant. *IEEE Trans Smart Grid* 2015; 6:230–7.
17. YUN L, HUANHAI X, ZHEN W, DEQIANG G. Control of virtual power plant in microgrids: a coordinated approach based on photovoltaic systems and controllable loads. *IET Gener Transm Distrib* 2015; 9:921–8.
18. KARDAKOS EG, SIMOGLU CK, BAKIRTZIS AG. Optimal offering strategy of a virtual power plant: a stoch bi-lev approach. *IEEE Trans Smart Grid* 2016; 7:794– 806.
19. SHABANZADEH M, SHEIKH-EL-ESLAMI M-K, HAGHIFAM M-R. A medium-term coalition-forming model of heterogeneous DERs for a commercial virtual power plant. *Appl Energy* 2016; 169:663–81.
20. THAVLOV A, BINDNER HW. Utilization of flexible demand in a virtual power plant set-up. *IEEE Trans Smart Grid* 2015; 6:640–7.
21. MOGHADDAM IG, NICK M, FALLAHI F, SANEI M, MORTAZAVI S. Risk-averse profitbased optimal operation strategy of a combined wind farm cascade hydro system in an electricity market. *Renew Energy* 2013; 55:252–9.
22. J. ZAPATA, J. VANDEWALLE, W. D'HAESELEER A comparative study of imbalance reduction strategies for virtual power plant operation. *Applied Thermal Engineering*. 2013;(in press).

23. PANDŽIĆ H, MORALES JM, CONEJO AJ, KUZLE I. Offering model for a virtual power plant based on stochastic programming. *Appl Energy* 2013; 105:282–92.
24. SOWA T, KRENGEL S, KOOPMANN S, Nowak J. Multi-criteria operation strategies of power-to-heat-systems in virtual power plants with a high penetration of renewable energies. *Energy Procedia* 2014; 46:237–45.
25. KUZLE I, ZDRILIĆ M, PANDŽIĆ H. Virtual power plant dispatch optimization using linear programming. In: 10th International conference on environment and electrical engineering (EEEIC). Rome; 2011:1- 4.
26. ZDRILIĆ M, PANDŽIĆ H, KUZLE I. The mixed-integer linear optimization model of virtual power plant operation. In: 2011 8th International conference on the european energy market (EEM). Zagreb; 2011:467–71.
27. PEIKHERFEH M, SEIFI H, SHEIKH-EL-ESLAMI MK. Optimal decision making for virtual power plant operation. IPEC, 2010 Conference proceedings Singapore: IEEE; 2010:625–29.
28. TAHERI H, RAHIMI-KIAN A, GHASEMI H, ALIZADEH B. Optimal operation of a virtual power plant with risk management. Washington, DC: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT); 2012. p. 1–7.
29. TAJEDDINI MA, RAHIMI-KIAN A, SOROUDI A. Risk averse optimal operation of a virtual power plant using two stage stochastic programming. *Energy* 2014; 73:958–67.
30. DABBAGH SR, SHEIKH-EL-ESLAMI MK. Risk-based profit allocation to DERs integrated with a virtual power plant using cooperative Game theory. *Electr Power Syst Res* 2015; 121:368–78.
31. DIETRICH K, LATORRE JM, OLMOS L, RAMOS A. Modelling and assessing the impacts of self-supply and market-revenue driven Virtual Power Plants. *Electr Power Syst Res* 2015; 119:462–70.
32. WILLE-HAUSSMANN B, ERGE T, WITTEW C. Decentralised optimisation of cogeneration in virtual power plants. *Sol Energy* 2010; 84:604–11.
33. PANDŽIĆ H, KUZLE I, CAPUDER T. Virtual power plant mid-term dispatch optimization. *Appl Energy* 2013; 101:134–41.

34. PEIK-HERFEH M, SEIFI H, SHEIKH-EL-ESLAMI MK. Decision making of a virtual power plant under uncertainties for bidding in a day-ahead market using point estimate method. *Electr. Power Energy Syst* 2013; 44:88–98.
35. MORAIS H, SOUSA T, FARIA P, VALE Z. Reactive power management strategies in future smart grids. *IEEE power and energy society general meeting (PES)*. Vancouver, BC; 2013:1–5.
36. MNATSAKANYAN A, KENNEDY S. Optimal demand response bidding and pricing mechanism: application for a virtual power plant. In: *1st IEEE conference on technologies for sustainability (SusTech)*; 2013:167–74.
37. YANG H, YI D, ZHAO J, LUO F, DONG Z. Distributed optimal dispatch of virtual power plant based on ELM. *Transform Ind Manag Optim* 2014; 10:1297–318.
38. YUAN Y, WEI Z, SUN G, SUN Y, WANG D. A real-time optimal generation cost control method for virtual power plant. *Neurocomputing* 2014; 143:322–30.
39. YANG H, YI D, ZHAO J, DONG Z. Distributed optimal dispatch of virtual power plant via limited communication. *IEEE Trans Power Syst* 2013; 28:3511–2.
40. ZAMANI AG, ZAKARIAZADEH A, JADID S. Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant. *Appl Energy* 2016; 169:324–40.
41. SHAFIE-KHAH M, MOGHADDAM MP, SHEIKH-EL-ESLAMI MK, RAHMANI-ANDEBILI M. Modeling of interactions between market regulations and behavior of plugin electric vehicle aggregators in a virtual power market environment. *Energy* 2012; 40:139–50.
42. GIUNTOLI M, POLI D. Optimized thermal and electrical scheduling of a large scale virtual power plant presence energy storages. *IEEE Trans Smart Grid* 2013; 4:942–55.
43. YU J, JIAO Y, WANG X, CAO J, FEI S. Bi-level optimal dispatch in the virtual power plant. Considering uncertain agents number. *Neurocomputing*.
44. MOUTIS P, HATZIARGYRIOU ND. Decision trees-aided active power reduction of a virtual power plant for power system over-frequency mitigation. *IEEE Trans Ind Inform* 2015; 11:251–61.
45. MOUTIS P, HATZIARGYRIOU ND. Decision trees aided scheduling for firm power capacity provision by virtual power plants. *Int J Electr Power Energy Syst* 2014; 63:730–9.

46. SUCIC S, DRAGICEVIC T, CAPUDER T, DELIMAR M. Economic dispatch of virtual power plants in an event-driven service-oriented framework using standards-based communications. *Electr Power Syst Res* 2011; 81:2108–19.
47. SKARVELIS-KAZAKOS S, RIKOS E, KOLENTINI E, CIPCIGAN LM, JENKINS N. Implementing agent-based emissions trading for controlling Virtual Power Plant emissions. *Electr Power Syst Res* 2013; 102:1–7.
48. BIE Z, ZHANG P, LI G, HUA B, MEEHAN M, WANG X. Reliability evaluation of active distribution systems including microgrids. *IEEE Trans Power Syst* 2012; 27:2342–50.
49. MOLDERINK A, BAKKER V, BOSMAN MGC, HURINK JL, SMIT GJM. Management and Control of Domestic Smart Grid. *Technol IEEE Trans Smart Grid* 2010; 1:109– 19.
50. PETERSEN M, BENDTSEN J, STOUSTRUP J. Optimal dispatch strategy for the agile virtual power plant. 2012 American control conference. Montréal, Canada; 2012:288–94.
51. YAO W, XIN A, ZHONGFU T, LEI Y, SHUTING L. Interactive Dispatch Modes and Bidding Strategy of Multiple Virtual. Power Plants Based Demand Response Game Theory *IEEE Trans Smart Grid* 2016; 7:510–9.
52. TASCIKARAOGLU A, ERDINC O, UZUNOGLU M, KARAKAS A. An adaptive load dispatching and forecasting strategy for a virtual power plant including renewable energy conversion units. *Appl Energy* 2014; 119:445–53.
53. SONGLI F, QIAN A, LONGJIAN P. Fuzzy day-ahead scheduling of virtual power plant with optimal confidence level. *IET Gener Transm Distrib* 2016; 10:205– 12.
54. WAKUI T, KINOSHITA T, YOKOYAMA R. A mixed-integer linear programming approach for cogeneration based residential energy supply networks with power and heat interchanges. *Energy* 2014; 68:29–46.
55. NARAHARISETTI PK, KARIMI IA, ANAND A, LEE DY. A linear diversity constraint e Application to scheduling in microgrids. *Energy* 2011; 36:4235–43.
56. AGHAEI J, ALIZADEH MI. Multi-objective self-scheduling of CHP (combined heat and power)- based microgrids considering demand response programs and ESSs (energy storage systems). *Energy* 2013; 55:1044–54.

57. DERAKHSHANDEH SY, MASOUM AS, DEILAMI S, MASOUM MAS, GOLSHAN MEH. Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*; 2013; in press.
58. JI B, YUAN X, CHEN Z, TIAN H. Improved gravitational search algorithm for unit commitment considering uncertainty of wind power. *Energy* 2014; 67:52–62.
59. GOLEIJANI S, GHANBARZADEH T, NIKOO FS, MOGHADDAM MP. Reliability constrained unit commitment in smart grid environment. *Electr Power Syst Res* 2013; 97:100–8.
60. MANDAL B, ROY PK, MANDAL S. Economic load dispatch using krill herd algorithm. *Electr Power Energy Syst* 2014; 57:1–10.
61. NIKNAM T, AZIZIPANAH-ABARGHOOEE R, NARIMANI MR. An efficient scenario based stochastic programming framework for multi-objective optimal micro-grid operation. *Appl Energy* 2012; 99:455–70.
62. MENA R, HENNEBEL M, LI Y-F, RUIZ C, ZIO E. A risk-based simulation and multiobjective optimization framework for the integration of distributed renewable generation and storage. *Renew Sustain Energy Rev* 2014; 37:778–93.
63. SANSEVERINO ER, SILVESTRE MLD, IPPOLITO MG, PAOLA AD, RE GL. An execution, monitoring and replanning approach for optimal energy management in microgrids. *Energy* 2011; 36:3429–36.
64. MASHHOUR E, MOGHADDAS-TAFRESHI SM. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—part I: problem formulation. *IEEE Trans Power Syst* 2011; 26:949–56.
65. MASHHOUR E, MOGHADDAS-TAFRESHI SM. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—part II: numerical analysis. *IEEE Trans Power Syst* 2011; 26:957–64.
66. MOHAMMADI S, SOLEYMANI S, MOZAFARI B. Scenario-based stochastic operation management of microgrid including wind, photovoltaic, micro-turbine, fuel cell energy storage devices. *Electr Power Energy Syst* 2014; 54:525–35.
67. EL-SHARKH MY, RAHMAN A, ALAM MS. Short term scheduling of multiple gridparallel PEM fuel cells for microgrid applications. *Int J Hydrog Energy* 2010; 35:11099–106.

68. BAZIAR A, KAVOUSI-FARD A. Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices. *Renew Energy* 2013; 59:158–66.
69. ABEDI S, ALIMARDANI A, GHAREHPETIAN GB, RIAHY GH, HOSSEINIAN SH. A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2012; 16:1577–87.
70. SHAFIE-KHAH M, MOGHADDAM MP, SHEIKH-EL-ESLAMI MK. Development of a virtual power market model to investigate strategic and collusive behavior of market players. *Energy Policy* 2013; 61:717–28.
71. LU L, TU J, CHAU CK, CHEN M, LIN X. Online Energy Gener Sched Micro Inter Energy Sources Cogener arXiv Prepr arXiv 2012;12114473:53–66.
72. LOGENTHIRAN T, SRINIVASAN D. Short Term Generation Scheduling of a Microgrid. *IEEE Region 10 Conference TENCON 2009 Singapore*; 2009:1–6.
73. LIAO GC. The Optimal Economic Dispatch of Smart Microgrid Including Distributed Generation. *IEEE 2nd International Symposium on Next-Generation Electronics (ISNE)*. Taiwan: IEEE; 2013. p. 473-477.
74. PAPAETHYMIU SV, PAPATHANASSIOU SA. Optimum sizing of wind-pumped storage hybrid power stations in island systems. *Renew Energy* 2014; 64:187– 96.
75. HROPKO D, IVANECKÝ J, TURČEK J. Optimal dispatch of renewable energy sources included in virtual power plant using accelerated particle swarm optimization. *ELEKTRO* 2012:196–200.
76. PETERSEN MK, HANSEN LH, BENDTSEN J, EDLUND K, STOUSTRUP J. Heuristic optimization for the discrete virtual power plant dispatch problem. *IEEE Trans Smart Grid* 2014; 5:2910–8.
77. LOGENTHIRAN T, SRINIVASAN D, KHAMBADKONE AM. Multi-agent system for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system. *Electr Power Syst Res* 2011; 81:138–48.
78. MOGHADDAM AA, SEIFI A, NIKNAM T, PAHLAVANI MRA. Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source. *Energy* 2011; 36:6490–507.

79. MOHAMMADI M, HOSSEINIAN SH, GHAREHPETIAN GB. GA-based optimal sizing of microgrid and DG units under pool and hybrid electricity markets. *Electr Power Energy Syst* 2012; 35:83–92.
80. BALAN ZJ, BAJPAI P. Optimal load scheduling within a microgrid including reliability aspects. *Int J Smart Grid Clean Energy* 2013; 2:343–9.
81. A. MOGHADDAM, A. SEIFI, T. NIKNAM, M.R. PAHLAVANI, Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/ fuel cell/battery hybrid power source, *Energy* 36 (11) (2011) 6490-6507.
82. S.M. TABATABAEI, B. VAHIDI, Bacterial foraging solution based fuzzy logic decision for optimal capacitor allocation in radial distribution system, *Electr. Power Syst. Res.* 81 (2011) 1045-1050.
83. E. ATASHPAZEGARGARI, C. LUCAS, Imperialist competitive algorithm: an algorithm for optimization inspired by imperialistic competition, in: *Congress on Evolutionary Computation*, IEEE, 2007, pp. 4661-4667.
84. A. KHABBAZI, E. ATASHPAZ-GARGARI, C. LUCAS, Imperialist competitive algorithm for minimum bit error rate beam forming, *Int. J. Bio Inspired Comput. (IJBIC)* 1 (2009) 125-133.
85. Vējo elektrinēs, saulēs elektrinēs ir apkrovas pasiskirstymas laike. Interneto priega: <http://www.sotaventogalicia.com/en/real-time-data/historical>.