



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Baltijos šalių elektros prekybos zonų sujungimo optimizacinio modelio analizė

Baigiamasis magistro projektas

Akvilė Montrimaitė

Projekto autorė

Prof. Saulius Gudžius

Vadovas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Baltijos šalių elektros prekybos zonų sujungimo optimizacinio modelio analizė

Baigiamasis magistro projektas

Energijos technologijos ir ekonomika (6211EX073)

Akvilė Montrimaitė

Projekto autorė

Prof. Saulius Gudžius

Vadovas

Prof. Audrius Jonaitis

Recenzentas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Akvilė Montrimaitė

Baltijos šalių elektros prekybos zonų sujungimo optimizacinio modelio analizė

Akademinių 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.

Akvilė Montrimaitė

Patvirtinta elektroniniu būdu

Montrimaitė, Akvilė. Baltijos šalių elektros prekybos zonų sujungimo optimizacinio modelio analizė. Magistro studijų baigiamasis projektas / vadovas prof. dr. Saulius Gudžius; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Reikšminiai žodžiai: PLEXOS, Baltijos prekybos zona, sujungimas,

Kaunas, 2025. 69 p.

Santrauka

Baigiamajame magistro darbe analizuojama Baltijos šalių elektros prekybos zonų konfigūracija ir jos poveikis elektros rinkos veikimui. Ši tema aktuali dėl augančio atsinaujinančių energijos išteklių kiekio, sparčios elektros rinkų integracijos ir būtinybės užtikrinti efektyvų kainų formavimą bei tiekimo saugumą. Darbo tikslas – įvertinti, kaip skirtingos prekybos zonų konfigūracijos veikia rinkos rodiklius, remiantis Europos Sąjungos nustatytais vertinimo kriterijais.

Tyrimo metu buvo nagrinėjami atskirtų ir sujungtos Baltijos prekybos zonos scenarijai, modeliuojant tris laikotarpius – 2025, 2030 ir 2050 metus – bei pasirenkant skirtingus klimatinius metus, siekiant įvertinti rezultatus esant įvairioms meteorologinėms sąlygoms. Tyrimas atliktas naudojant PLEXOS programinę įrangą, sudarius matematinę elektros energetikos sistemos optimizacinį modelį. Vertinimui pasirinkti trys pagrindiniai kriterijai: elektros kainos, nepatiktos energijos ir apribotos atsinaujinančių energijos išteklių generacijos kiekiai. Papildomai atliktas jautrumo vertinimas, modeliuojant Baltijos šalių izoliaciją nuo išorinių prekybos zonų.

Modeliavimo rezultatai parodė, kad 2025 ir 2030 metais sujungta zona užtikrina mažesnius kainų svyravimus, geresnę AEI panaudojimą ir aukštą tiekimo patikimumą, lyginant su atskiromis zonomis. 2050 metų vertinimas išryškino didesnius kainų skirtumus ir AEI ribojimus, todėl zonų sujungimas šio vertinimo atveju yra mažiau efektyvus. Kainų homogeniškumo analizė parodė, kad 2025 ir 2030 metais zonos atitinka sujungimui keliamus kriterijus, tačiau 2050 metais vertinami rodikliai prastėja, todėl zonų sujungimas tampa nepagrįstas be papildomų tinklo plėtros sprendimų.

Jautrumo vertinimas, kuriame modeliuota Baltijos šalių izoliacija nuo išorinių prekybos zonų, parodė didelę sistemos priklausomybę nuo tarpvalstybinių jungčių. Veikiant izoliuotai, reikšmingai išaugo elektros kainos, nepatiktos energijos ir apribotos AEI generacijos kiekiai, ypač 2050 metų laikotarpiu. Lyginant zonų konfigūracijas, sujungta zona veikė efektyviau nei atskiros zonos – stebėtas mažesnis ribojimų lygis ir tolygesnis sistemos balansavimas, tačiau be infrastruktūros plėtros nei viena konfigūracija neužtikrina patikimo sistemos darbo.

Optimali prekybos zonų konfigūracija glaudžiai siejasi su sistemos stabilumu ir gebėjimu amortizuoti ekstremalius pokyčius tiek kainų, tiek tiekimo patikimumo prasme. Sujungta Baltijos šalių zona prisideda prie efektyvesnio išteklių paskirstymo, mažina kainų svyravimus ir leidžia veiksmingiau valdyti rizikas, susijusias su klimatinėmis sąlygomis ir energijos pasiūlos bei paklausos disbalansu. Toks zonų išdėstymo modelis gali būti taikomas kaip vienas iš būtų Baltijos regione užtikrinti konkurencingą, tvarią ir patikimą elektros energetikos sistemą Baltijos regione.

Montrimaitė, Akvilė. Analysis of Optimization Model for Interconnection of Baltic Electricity Bidding Zones. Master's Final Degree Project / supervisor prof. dr. Saulius Gudžius; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

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

Keywords: PLEXOS, Baltic bidding zone, interconnection

Kaunas, 2025. 69 pages.

Summary

The master's thesis analyses the configuration of electricity bidding zones in the Baltic States and its impact on market performance. This topic is relevant due to the increasing share of renewable energy sources, the rapid integration of electricity markets, and the need to ensure efficient price formation and supply security. The objective of the study is to evaluate how different bidding zone configurations affect market indicators, based on the assessment criteria defined by the European Union.

The research compares scenarios of separate and merged bidding zones in the Baltic region, covering three target years – 2025, 2030, and 2050 – and incorporating various climatic years to assess sensitivity to meteorological conditions. The study was conducted using the PLEXOS software, with a mathematical optimization model of the electricity system developed for scenario analysis. Three key evaluation criteria were selected: electricity prices, unserved energy, and curtailed renewable energy generation. Additionally, a sensitivity analysis was carried out by modelling the isolation of the Baltic States from external bidding zones.

The modelling results showed that in 2025 and 2030, interconnected zone ensured lower price volatility, more efficient use of renewable resources, and high supply reliability compared to separate zones. In contrast, the 2050 results revealed increased price differences and renewable curtailments, indicating that interconnected configuration becomes less effective under these conditions. The price homogeneity analysis, based on separate zone results, confirmed that in 2025 and 2030 the zones met the criteria for consolidation, while the 2050 outcomes suggested a deterioration of key indicators, making consolidation unjustified without additional grid development.

The sensitivity analysis demonstrated a high dependence of the system on cross-border interconnections. Under isolation conditions, electricity prices, unserved energy volumes, and renewable generation curtailments increased significantly, especially in the 2050 scenario. When comparing configurations, the merged zone performed more effectively than the separate zones by achieving lower curtailment levels and more balanced system operation; however, reliable performance was not ensured in either configuration without infrastructure expansion.

An optimal bidding zone configuration is closely linked to system stability and the ability to absorb extreme fluctuations in both price and supply. A merged Baltic zone contributes to more efficient resource allocation, reduces price volatility, and enables better risk management related to climatic variation and imbalances in supply and demand. This type of zone design could serve as one of the strategic solutions to ensure a competitive, sustainable, and reliable electricity system in the Baltic region.

Turinys

Lentelių sąrašas	8
Paveikslų sąrašas	9
Santrumpų sąrašas	10
Įvadas.....	11
1. Prekybos zonų ribų nustatymo samprata ir kriterijų analizė.....	12
1.1. Elektros prekybos rinkos	12
1.2. Elektros prekyba tarp skirtingų regionų	13
1.3. Prekybos zonų konfigūravimas jas atskiriant	14
1.3.1. Vokietijos ir Austrijos atvejis.....	14
1.3.2. Švedijos atvejis.....	16
1.4. Prekybos zonų konfigūravimas jas sujungiant	17
1.5. Baltijos šalių analizė.....	18
1.6. Prekybos zonų konfigūravimo kriterijai	19
2. Baltijos šalių elektros energetikos sistemos modeliavimo metodika.....	21
2.1. Vokietijos prekybos zonų atskyrimo analizė.....	21
2.2. Pritaikymas tyrimui	23
2.3. Modeliavimas	24
2.4. PLEXOS veikimas.....	27
2.5. Tyrimo struktūra.....	28
2.5.1. Zonų modeliavimas	28
2.5.2. Scenarijai	30
2.5.3. Regioninis vertinimas.....	30
2.5.4. Jautrumo vertinimas	30
2.5.5. Vertinimo kriterijai	31
2.5.6. Modeliuose naudojami duomenys.....	31
3. Modeliavimo rezultatų analizė	32
3.1. Baltijos šalių modeliavimo rezultatai – 2025 m. vertinimas	32
3.1.1. 2025 m. aukščiausios valandinės kainos Lietuvoje vertinimas	35
3.1.2. 2025 m. žemiausios vidutinės kainos dienos Lietuvoje vertinimas	36
3.1.3. 2025 m. aukščiausių valandinių kainų Baltijos zonoje vertinimas.....	38
3.1.4. 2025 m. žemiausios vidutinės kainos dienos Baltijos zonoje vertinimas.....	40
3.2. Baltijos šalių modeliavimo rezultatai – 2030 m. vertinimas	42
3.2.1. 2030 m. aukščiausios valandinės kainos Lietuvoje vertinimas	45
3.2.2. 2030 m. žemiausios vidutinės dienos kainos Lietuvoje vertinimas	46
3.2.3. 2030 m. aukščiausios valandinės kainos Baltijos zonoje vertinimas	48
3.2.4. 2030 m. žemiausios vidutinės kainos dienos Baltijos zonoje vertinimas.....	50
3.3. Baltijos šalių modeliavimo rezultatai – 2050 m. vertinimas	51
3.3.1. 2050 m. modeliavimo nepatiktos energijos vertinimas	54
3.3.2. 2050 m. aukščiausios valandinės kainos Lietuvoje vertinimas	56
3.3.3. 2050 m. žemiausios valandinės kainos paros Lietuvoje vertinimas.....	58
3.4. Kainų homogeniškumo tarp Baltijos šalių vertinimas.....	59
3.5. Tyrimo rezultatų apibendrinimas	61
4. Modelio jautrumo vertinimo analizė	62
4.1. Elektros kainos jautrumas.....	62

4.2. Nepatiktos elektros energijos vertinimas.....	63
4.3. Apribotos generacijos vertinimas	65
4.4. Jautrumo vertinimo apibendrinimas	66
Išvados	67
1 Priedas. Modeliavimuose naudoti duomenys.....	68
Literatūros sąrašas	69

Lentelių sąrašas

1 lentelė. Švedijos prekybos zonų suskirstymas	17
2 lentelė. Kriterijai, kuriais remiantis atliekamas BZR	19
3 lentelė. Įrankiai, šaltinyje naudojami palyginimams.....	26
4 Lentelė. 2025 m. bazinio modeliavimo rezultatai.....	32
5 lentelė. 2025 m. modeliavimo tarp sisteminių srautų rezultatai.....	33
8 Lentelė. 2030 m. modeliavimo rezultatai	42
7 Lentelė. 2030 m. modeliavimo rezultatai – tarp sisteminiai srautai	43
8 Lentelė. 2050 m. modeliavimo rezultatai	51
9 lentelė. 2050 m. modeliavimo rezultatai – tarp sisteminiai srautai.....	52
10 Lentelė. Kainų homogeniškumo vertinimas tarp Baltijos šalių, 2025 metai	60
11 Lentelė. Kainų skirtumų vertinimas tarp Baltijos šalių, 2030 metai	60
12 Lentelė. Kainų skirtumų vertinimas tarp Baltijos šalių, 2050 metai	61
14 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinė elektros kaina 2025 m.....	62
15 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinė elektros kaina 2030 m.....	62
16 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinė elektros kaina 2050 m.....	63
17 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis nepatiekto energijos kiekis GWh, 2025 m.....	63
18 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis nepatiekto energijos kiekis GWh, 2030 m.....	64
19 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis nepatiekto energijos kiekis GWh, 2050 m.....	64
20 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis apribotos generacijos kiekis GWh, 2030 m.....	65
21 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis apribotos generacijos kiekis GWh, 2050 m.....	65

Paveikslų sąrašas

1 pav. Elektros energijos prekybos Europoje schema	12
2 pav. Vokietijos ir Austrijos prekybos zonų kainos prieš zonų atskyrimą (vertinant tradicinius ir AEI generatorius)	15
4 pav. LMP studijoje ir tyrime naudoti duomenys ir duomenų bazės	21
5 pav. PLEXOS veikimo algoritmas	28
6 pav. 2025 m. Lietuvos balanso grafikas – sausio 5 d. CY2009.....	35
7 pav. 2025 m. sausio 5 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2009.....	36
8 pav. 2025 m. Lietuvos balanso grafikas – rugpjūčio 11 d. CY2009	36
9 pav. 2025 m. rugpjūčio 11 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2009	37
10 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – sausio 5 d. CY2016.....	38
11 pav. 2025 m. sausio 5 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016.....	39
12 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – lapkričio 7 d. CY2016.....	39
13 pav. 2025 m. lapkričio 7 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016	40
14 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – liepos 8 d. CY2016	41
15 pav. 2025 m. liepos 8 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016.....	42
16 pav. 2030 m. Lietuvos balanso grafikas – gruodžio 19 d. CY2000	45
17 pav. 2030 m. gruodžio 19 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2000	46
18 pav. 2030 m. Lietuvos balanso grafikas – gegužės 27 d. CY2000.....	47
19 pav. 2030 m. gegužės 27 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2000.....	48
20 pav. 2030 m. Baltijos zonos balanso grafikas – gruodžio 19 d. CY2000.....	49
21 pav. 2030 m. gruodžio 19 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2000	49
22 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – gegužės 27 d. CY2000.....	50
23 pav. 2050 m. Estijos balanso grafikas – sausio 25 d. CY2016.....	55
24 pav. 2050 m. sausio 25 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016.....	56
25 pav. 2050 m. Lietuvos balanso grafikas – gruodžio 19 d. CY1995	56
26 pav. 2050 m. gruodžio 19 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY1995	57
27 pav. 2050 m. Lietuvos balanso grafikas – rugsėjo 4 d. CY1995.....	58
28 pav. 2050 m. rugsėjo 4 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY1995.....	59

Santrumpų sąrašas

AEI – Atsinaujinantys energijos ištekliai;

BAL – Baltijos šalių sujungta elektros prekybos zona;

BEMIP – Baltijos (jūros regiono) energetikos rinkų integracijos planas;

BZR – prekybos zonų peržiūra (*angl. Bidding zone review*);

CACM - pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės (*angl. Capacity Calculation and Congestion Management*);

CfD – sutartys dėl skirtumo arba valstybės subsidijuojamos sutartys (*angl. Contracts for Difference*);

CY – klimatiniai metai (*ang. Climate year*);

CNTC - suderintų grynujų perdavimo pajėgumų metodas (*angl. Coordinated Net Transmission Capacity*);

EE - Estija

ES – Europos Sąjunga;

FBMC - srautu pagristas rinkos susiejimo metodas (*angl. Flow-Based Market Coupling*);

FI – Suomija;

LT – Lietuva;

LV – Latvija;

NEKSVP – Nacionalinis energetikos ir klimato srities veiksmų planas;

NENS – Nacionalinė energetinės nepriklausomybės strategija;

PL – Lenkija;

PPA – elektros energijos pirkimo sutartys (*angl. Power Purchase agreements*);

PSO – perdavimo sistemos operatorius;

SE – saulės elektrinės;

SE3 – Švedijos elektros prekybos 3-ioji zona;

SE4 – Švedijos elektros prekybos 3-ioji zona;

TYNDP – (arba ENTSO-E TYNDP) dešimties metų tinklo plėtros planas (*angl. Ten Years Network Development Plan*);

VE - vėjo elektrinės.

Įvadas

Europos Sąjungai (toliau - ES) keliant tikslus iki 2050 m. tapti klimatui neutraliu žemynu [1] vis svarbesni tampa atsinaujinantys energijos šaltiniai, kurie gali padėti ES ir jos Valstybėms narėms (VN) tapti energetiškai nepriklausomomis – kasmet AEI dalis bendrame energijos balanse auga, 2022 m. iš AEI pagaminta daugiau nei 20 proc. bendro energijos poreikio [2], o 2030 m. numatoma, jog daugiau nei 60 proc. elektros energijos bus pagaminama iš AEI [1]. Didėjant AEI daliai vis svarbesniu iššūkiu tampa elektros energijos rinkos bei jų likvidumas – ES jos yra unikalios, ateityje turėsiančios spręsti ne tik AEI integracijos į bendrą elektros energetikos sistemą, bet ir aktyviųjų vartotojų, energetinių bendrijų, energijos kaupimo įrenginių, energijos konversijos, lankstumo ir valdymo apkrova sprendimų klausimus - šiais klausimais bus stengiamasi užtikrinti aktyvų vartotojų įsitraukimą į energetikos sistemą ją stabilizuojant bei balansuojant [3]. Nors instaliuojamų AEI kiekis ES didėja, tačiau dažnu atveju elektros kainą didmeninėje rinkoje vis dar formuoja ne AEI, o iškastinį kurą energijos gamybai naudojančios generatoriai - tai 2022 m. lėmė prasidėjusią energetikos kainų krizę. Siekiant sumažinti jos padarinius Europos Komisija bei Europos Parlamentas pateikė pasiūlymus tobulinti ES elektros energijos rinkos modelį pakeičiant esamus teisės aktus (2023/0077(COD)). Pagrindiniai šio reglamento pasiūlymai:

Optimizuoti elektros energijos rinkos modelį trumpojo laikotarpio rinkas papildant ilgalaikėmis priemonėmis, pvz. Fiksuotų kainų sutartys, elektros energijos pirkimo sutartys (PPA), didesni rizikos ribojimai energijos tiekėjams.

Skatinti reguliavimo apkrova, kaupimo įrenginių naudojimą, kitų lankstumo paslaugų naudojimą.

Pagerinti galimybes AEI vystytojams vystyti energijos gamybos pajėgumus (CfD, PPA ir kitos ilgesnio laikotarpio valstybių remiamos sutartys) [4].

Šie pasiūlymai yra aktualūs stengiantis vystyti ilgalaikes elektros energijos prekybos rinkas, o stengiantis jas plėtoti svarbios tampa elektros prekybos zonos bei jų likvidumas. Nors daliai VN prekybos zonų klausimas aktualus siekiant jas atskirti (Švedijos, Norvegijos, Italijos, Vokietijos – Austrijos – Liuksemburgo atvejais), Baltijos šalyse aktyviai kalbama apie trijų VN elektros prekybos zonų sujungimą siekiant didinti bendros rinkos likvidumą. Šiuo darbu siekiama sumodeliuoti skirtingus Baltijos prekybos zonų sujungimo scenarijus naudojant PLEXOS programinę įrangą bei rasti optimalų prekybos zonų sprendimą įvertinus pasirinktus kriterijus.

Darbo tikslas - sumodeliuoti ir įvertinti Baltijos šalių elektros prekybos zonų konfigūraciją naudojant pasirinktus scenarijus skirtingais vertinamais laikotarpiais bei atlikti jautrumo vertinimą.

Darbo uždaviniai:

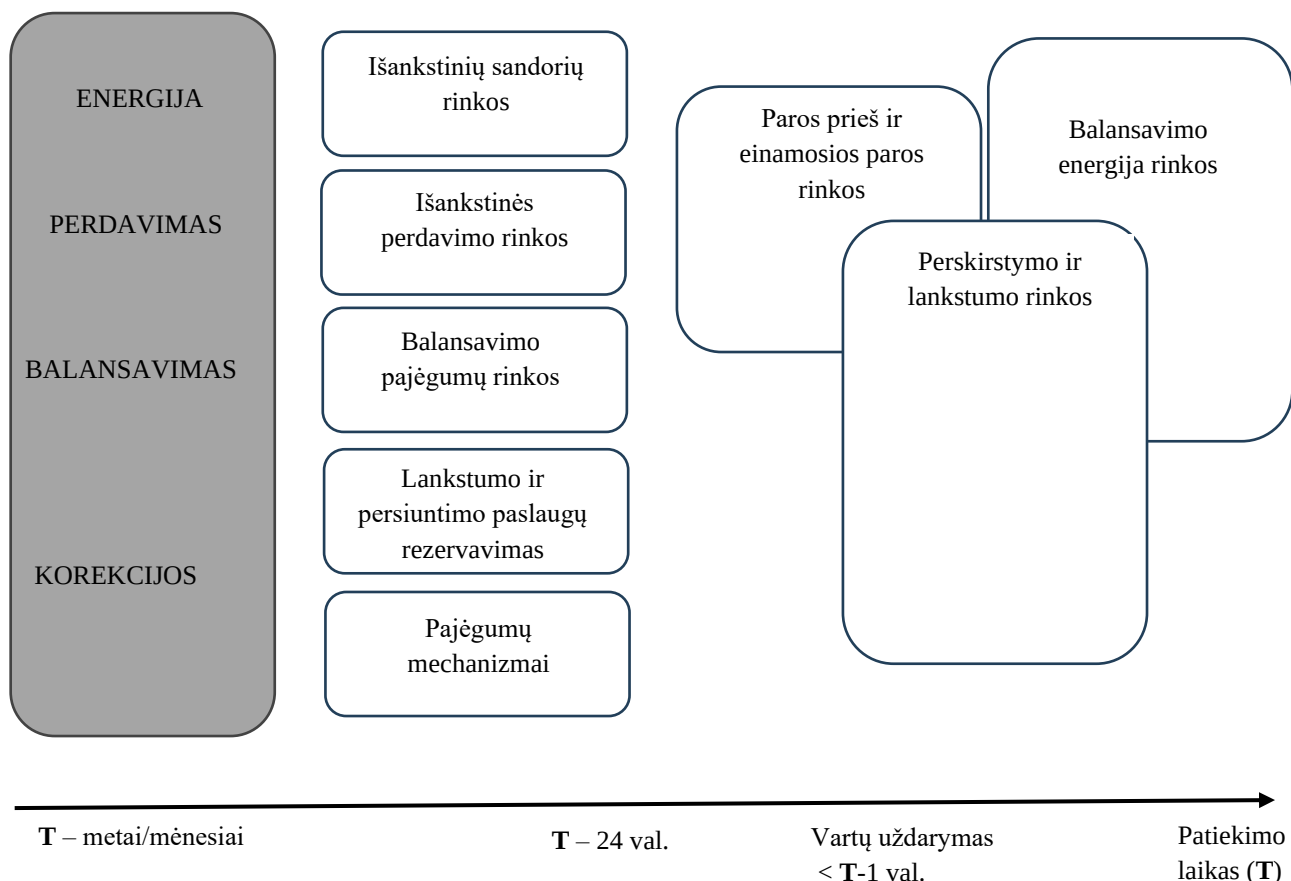
1. Išanalizuoti teorinius prekybos zonų konfigūracijų pagrindus ir nustatyti pagrindinius vertinimo kriterijus remiantis ES teisiniu reguliavimu ir atlikta literatūros analize;
2. Parengti Baltijos šalių elektros energetikos sistemos matematinį modelį, naudojant PLEXOS programinę įrangą, taikant skirtingus vertinimo laikotarpius, scenarijus ir klimatinčius metus;
3. Įvertinti prekybos zonų konfigūracijos poveikį nusistatytiems vertinimo kriterijams;
4. Atlikti jautrumo vertinimą pašalinant tarp sistemines jungtis su išorinėmis prekybos zonomis ir išanalizuoti šio vertinimo poveikį nusistatytiems kriterijams.

1. Prekybos zonų ribų nustatymo samprata ir kriterijų analizė

Teorinėje dalyje apžvelgiamas pasirinktos tyrimo temos pagrįstumas ir analizuojama informacija, susijusi su tema informaciniuose ir moksliniuose šaltiniuose.

1.1. Elektros prekybos rinkos

Elektros energijos prekybos rinkos Europoje išskirtinės tuo, jog daugumos ES VN rinkos yra panašios. Elektros energijos pardavimo laikotarpis yra platus – nuo galimybės parduoti keletą metų prieš faktinį energijos pagaminimą iki energijos pardavimo realiu gamybos laiku. 1 pav. vaizduoja elektros energijos rinkas skirtingais laikotarpiais.



1 pav. Elektros energijos prekybos Europoje schema [5]

Elektros energijos prekybos seka, remiantis 1 pav., aptariama naudojantis laiko perspektyva – nuo išankstinės elektros energijos prekybos iki artimo realiam pardavimo laikui.

Iš anksto (nuo keletos metų prieš iki T-24 h) priskiriamos 5 skirtingos rinkos - Išankstinių sandorių rinkos (*angl. Forward energy markets*), Išankstinės perdavimo rinkos (*angl. Forward transmission markets*), Balansavimo pajėgumų rinkos (*angl. Balancing capacities markets*), Lankstumo ir persiuntimo paslaugų rezervavimas (*angl. Resevation for flexibility or redispatch*) ir Pajėgumų mechanizmai (*angl. Capacity mechanisms*). Nuo laiko momento T-24 iki T (realaus patiekimo laikas) priskiriamos trys rinkos – paros prieš (*angl. day-ahead*) ir einamosios paros (*angl. intraday*), Balansavimo energija (*angl. Balancing energy*) ir Perskirstymo ir lankstumo (*angl. Redispatching and flexibility*) rinkos. Visos šios rinkos turi skirtingas paskirtis:

- Išankstinių sandorių, paros prieš ir einamosios paros rinkos formuoja didmeninę elektros energijos kainą;
- Balansavimo pajėgumų rinkos (išankstinės ir artimos realiam laikui) formuoja balansavimo pajėgumų kainas;
- Perskirstymo ir lankstumo rinkos sprendžia didmeninių ir balansavimo rinkų rezultatus, atsižvelgiant į perdavimo tinklo apribojimus (perskirstymo rinkos) ir skirstomojo tinklo apribojimus (lankstumo rinkos);
- Pajėgumų mechanizmai nustato kainas, kurios skatina investicijas į naujus gamybos pajėgumus, paklausos lankstumo ir energijos kaupimo sprendimus. Naudojami, jeigu nėra sudaromos sąlygos per balansavimo, paros prieš ir einamosios paros rinkas šioms investicijoms [5].

Aptariamos elektros energijos prekybos rinkos leidžia siekti optimalios naudos vartotojams, gamintojams ir kitiems rinkų dalyviams, tačiau nereikėtų pamiršti, jog dalis šių rinkų (kaip balansavimo pajėgumų, paros prieš, einamosios paros) yra integruotos tarp valstybių ir veikia regioniniu arba europiniu mastu. Rinkų susiejimas – tai uždavinys, kurio sprendinys – mažiausia kaina elektros vartotojui ir didžiausia nauda elektros gamintojui. Rinkų susiejimas Europoje, remiantis šaltiniu [5] padėjo šalims, naudojantis tarpsisteminėmis jungtimis, dalintis elektros energija - šalims, turinčioms didelius hidroelektrinių pajėgumus ir esant jų gamybos pertekliui perduoti elektros energiją kaimyninėms valstybėms taip išvengiant gamybos pertekliaus, lemiančio sistemos disbalansą. Rinkų susiejimas taip pat gali padėti efektyviau išnaudoti AEI esant skirtingoms jų gamybos sąlygoms skirtingose šalyse ar regionuose (pvz. elektros energijos gamybai iš SE esant pertekliuje Pietinėje Europoje vasaros laikotarpiu perduoti elektros energiją į Šiaurės Europos valstybes ir rudenį - pavasarį esant elektros energijos gamybos pertekliui iš VE Šiaurės Europoje elektrą perduoti į regionus, kuriuose VE ir kitos elektrinės gamina nepakankamus kiekius elektros energijos). Elektros energijos rinkų susisiejimas Europoje aktualus ir naudojant iškastinį kurą naudojančias elektrines – tarp skirtingų valstybių dėl skirtingų laiko juostų, pikinio suvartojimo valandos gali persidengti, ko pasekoje elektrinės, laikomos bazinės generacijos elektrinėmis (atominės, anglį naudojančios elektrinės) gali veikti efektyviau.

1.2. Elektros prekyba tarp skirtingų regionų

Remiantis šaltiniu [6], prekyba skirtinguose pasaulio regionuose gali būti organizuojama skirtingais būdais. JAV ir Naujojoje Zelandijoje prekyba elektros energija organizuojama naudojant nodalinį (mazginį) prekybos modelį, kai perdavimo sistemos apribojimai yra paros prieš algoritmo sprendinio dalis. Kiekviename mazge kainos gali būti skirtingos, tai lemia tarp mazgų perdavimo linijose susidarančios perkrovos. Atitinkamai vertinama ir kaina mazge – rinkos dalyviai moka pagal kainą, susidarančią mazge įvertinus generaciją ir vartojimą jame.

Europoje yra taikomas zoninis prekybos modelis, kai mazgai grupuojami į zonas, zonoje taikant vienodą kainą. Taikant šį elektros energijos prekybos modelį yra taikomi du perkrovų valdymo būdai nustatant kainas zonose: 1) suderinto grynujų perdavimo pajėgumų metodas (CNTC) ir 2) srautu pagrįsto rinkos susiejimo metodas (FBMC) [6]. Pirmojo metodo atveju dėl nevertinamų tarpzoninių pralaidumų ribojimų paros prieš rinkoje gali persikrauti zonų vidinės perdavimo linijos - ši problema toliau gali būti sprendžiama perskirstymo ir lankstumo arba balansavimo rinkose, tačiau reikalinga įvertinti, jog šiose rinkose susidaro papildomos išlaidos, vėliau vartotojus pasiekiančios per perdavimo tarifo dedamąją [7]. FBMC metodas pradėtas taikyti kai kuriose valstybėse siekiant

išvengti perkrovų tarp tarpzoninių linijų. Algoritme linijos, kurios, prognozuojama, jog gali turėti perkrovas ir poveikį tarpzoninėms kainoms, pažymimos kaip kritinės šakos (CB), taip identifikuojant sistemos kritinius taškus. Nors kritinės šakos ir yra identifikuojamos, tačiau realiu laiku linijos vis dar gali persikrauti (pvz. dėl geografinių ypatumų), todėl problemą vis dar gali būti reikalinga spręsti balansavimo rinkose. FBMC modelis gali būti laikomas pranašesniu už CNTC - atlikto tyrimo Centriniam - Vakarų Europos regione (Prancūzija, Vokietija, Nyderlandai, Belgija ir Liuksemburgas) rezultatai rodo, jog srauto metodas gali pagerinti perdavimo tinklo išnaudojimą tarpvalstybinei (tarpzoninei prekybai), kas leistų padidinti socialinę gerovę (naudas vartotojams ir gamintojams) bei užtikrinti tiekimo saugumą tarp skirtingų zonų [8].

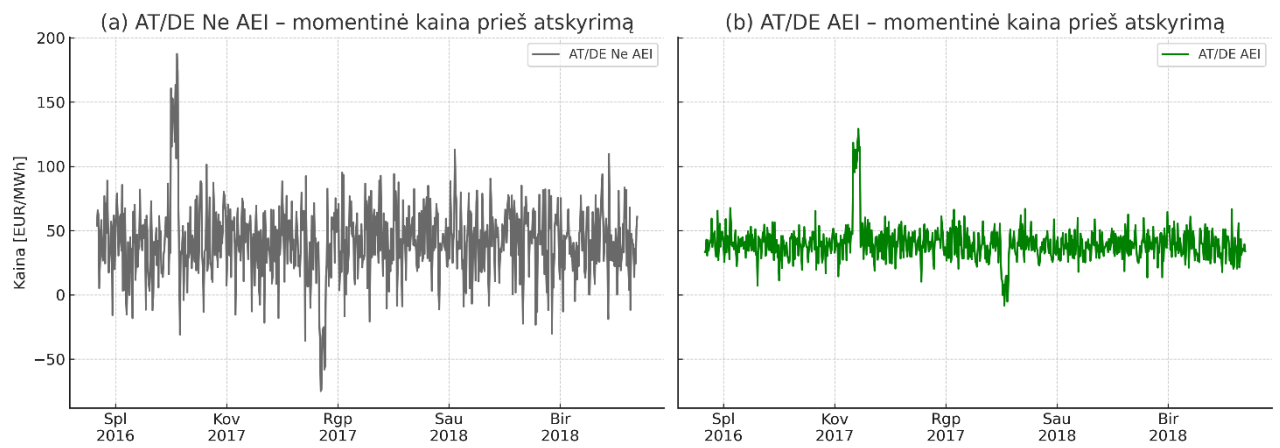
1.3. Prekybos zonų konfigūravimas jas atskiriant

Šiuo metu Europos šalių paros prieš rinkų susiejimui naudojamo algoritmo EUPHEMIA apimtyje kasdien susiejamos 38 prekybos zonos [9]. Kai kurios didesnės šalys dėl nepakankamai išvystyto elektros perdavimo tinklo yra skirstomos į keletą zonų - Norvegija į 5 skirtingas zonas, Švedija - 4 zonas, Italija (su salomis) - į 6 zonas, tačiau yra valstybių, kurios nepaisant perdavimo tinklų ribojimų tarp skirtingų šalies vietovių (pietų ir šiaurės, vakarų ir rytų) yra neskiriamos į skirtingas prekybos zonas - Prancūzija, Lenkija, Vokietija [10]. Toliau nagrinėjami prekybos zonų atskyrimo privalumai ir trūkumai.

1.3.1. Vokietijos ir Austrijos atvejis

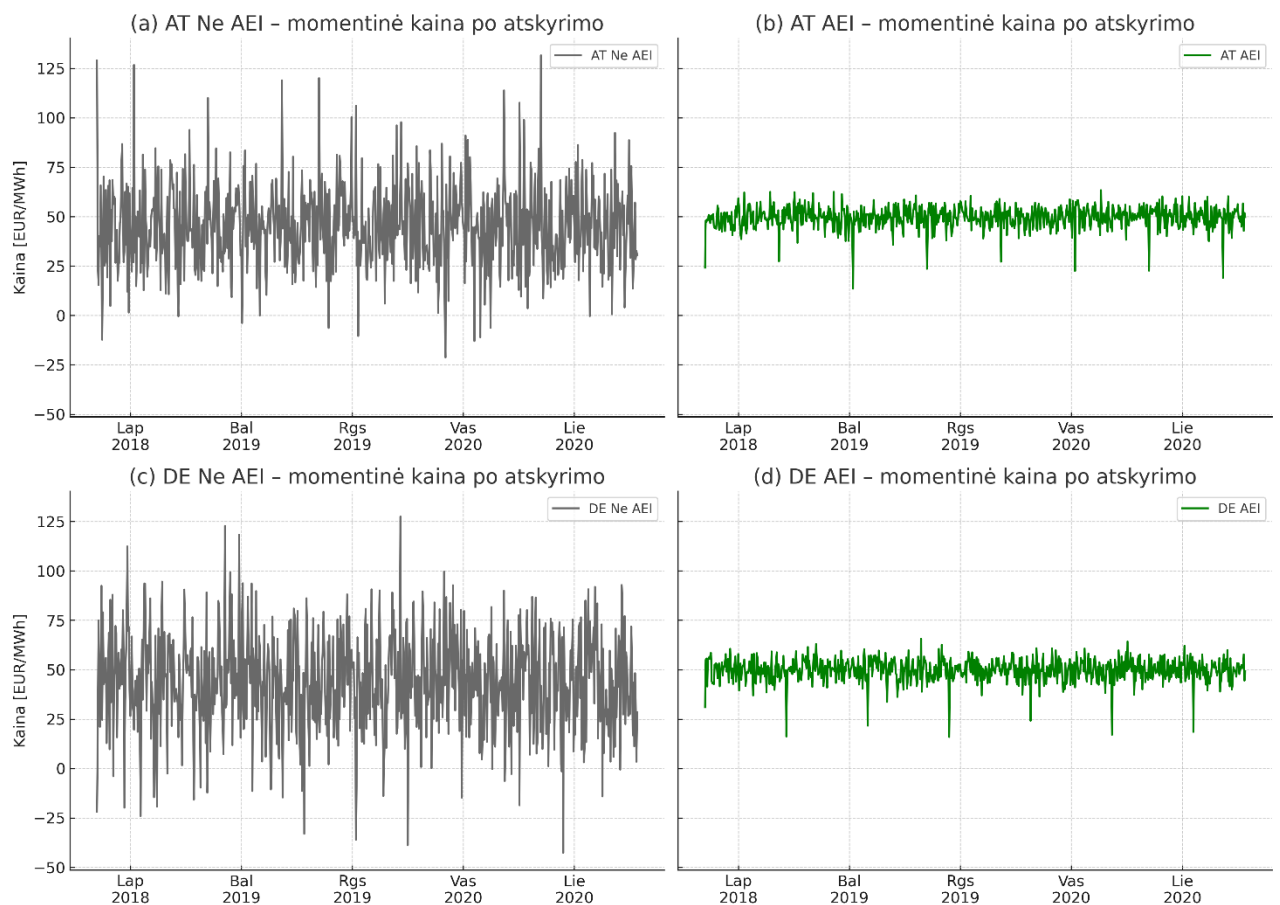
Centrinėje Europoje prasidėjus rinkų susiejimų procesui, iki 2018 m. Vokietijos – Liuksemburgo ir Austrijos elektros prekybos zonos buvo sujungtos į vieną zoną, kurioje kaina paros prieš rinkoje visoms šalims buvo vienoda. Vokietijoje ir Austrijoje sparčiai išaugus vėjo elektrinių (Vokietijoje) ir hidroelektrinių (Austrija) generacijai, kilo problemų išlaikyti vieningą kainą, nes tarp valstybių, naudojant CNTC modelį, nebuvo vertinami pralaidumų perdavimo tinkle ribojimai. Kaip teigiama šaltinyje [11], atskyrus dvi zonas – Vokietijos – Liuksemburgo ir Austrijos, pralaidumai tarp zonų, iš neribotų buvo sumažinti iki 4,9 GW. Tai lėmė, jog Austrijoje išaugo didmeninės elektros kainos, lyginant su kainomis iki atskyrimo, tačiau vėliau jos stabilizavosi. Taip pat pasireiškė dažnesni kainų svyravimai tarp tos pačios paros valandų (2-3 pav.), kuriuos šaltinyje siūloma spęsti diegiant lankstumo sprendinius – kaupimo įrenginius.

Pav. 2 Nagrinėjamos tradicinės gamybos elektrinių ir AEI elektrinių paros prieš rinkos kainos. Kaip galima matyti pateiktame grafike, esant vienai prekybos zonai kainų svyravimai veikiant tradicinėms elektrinėms buvo dažnesni, vidutinė kaina nurodomu grafike laikotarpiu siekia 37,61 Eur/MWh. Vienas iš išskirtinumų - nurodomu laikotarpiu, ypač 2017 m. buvo stebimos 288 valandos, kai tradicinių elektrinių pagaminta elektros energija buvo parduodama už neigiamą kainą, žemiausia vertė siekė -78 EUR/MWh. Palyginimui, AEI elektrinėse pagaminta elektros energija buvo parduodama vidutiniškai už 36,62 EUR/MWh ir neigiamų kainų tuo pačiu laikotarpiu nebuvo pastebėta.



2 pav. Vokietijos ir Austrijos prekybos zonų kainos prieš zonų atskyrimą (vertinant tradicinius ir AEI generatorius) [11]

3 pav. nagrinėjami kainų svyravimai ir vertės paros prieš rinkoje atskyrus elektros prekybos zonas. Austrijoje pastebimas kainų svyravimo sumažėjimas gaminant AEI elektrinėms, pastebimai mažiau valandų, kai fiksuotos neigiamos kainos gaminant tradicinėms elektrinėms. Vokietijoje liko aktualūs kainų svyravimai veikiant tradicinėms elektrinėms, tačiau veikiant AEI elektrinėms kainų svyravimai taip pat pastebimai mažesni. Abiejose rinkose, lyginant grafikus, kaina paros prieš rinkose išaugo, tačiau vėliau pasiekė panašų lygį kaip ir prieš sujungiant rinkas.



3 pav. Vokietijos ir Austrijos prekybos zonų kainos po zonų atskyrimo (vertinant tradicinius ir AEI generatorius) [11]

Prekybos zonų atskyrimas lėmė, jog kainos po atskyrimo tapo kiek labiau nuspėjamos - sumažėjo kainų svyravimai, pastebima mažiau neigiamų kainų valandų. Galima laikyti, jog taip rinkos tapo efektyvesnėmis. Verta atkreipti dėmesį ir į tai, jog Europos Komisija 2018 metais rekomendavo Vokietijos esamą prekybos zoną taip pat atskirti į dvi prekybos zonas [12], tačiau kaip nurodoma šaltinyje, Vokietijoje dėl stipraus politikų įsitraukimo į šį klausimą prekybos zona nebuvo padalinta [13].

1.3.2. Švedijos atvejis

Europoje dauguma teritorijų, apimančių prekybos zonas sutampa su esamomis valstybių ribomis [14]. Švedija buvo ne išimtis - nuo elektros rinkų susiformavimo ir sėkmingo veikimo visose Šiaurės Europos šalyse Švedijoje veikė viena prekybos zona, tačiau remiantis ES teisės aktais ir įpareigojimais prekybos zona Švedijoje turėjo būti padalinta į keletą: 2009 m. ES Trečiasis energetikos paketas (*angl. Third Energy Package*) įpareigojo ES VN siekti rinkos liberalizacijos, didesnio konkurencingumo bei skatinti nediskriminacinę vartotojų prieigą prie elektros tinklo [15]. 2010 metais Švedija EK buvo įpareigota padalinti prekybos zoną, nes dėl gautų skundų iš Danijos elektros gamintojų buvo nuspręsta, jog Švedijoje taikomi eksporto/importo ribojimai riboja konkurenciją. 2011 metais Švedijoje prekybos zona buvo padalinta į 4 atskiras prekybos zonas, taip siekiant išspręsti vidinio perdavimo tinklo problemas, kurios didino sąnaudas elektros rinkoje, siekiant užtikrinti sąžiningą konkurenciją tarp regiono elektros gamintojų bei didinti rinkos efektyvumą, formuoti tinkamus signalus investuotojams į elektros gamybos pajėgumus (pvz. investuoti į zonas, kuriose didesnis vartojimas arba investuoti į energijai imlias pramonės šakas zonose, kuriose stebimas elektros gamybos perteklius) [16]. Remiantis nurodytu šaltiniu, žemiau pateikiama 1 lentelė, kurioje pateikiama pagrindinė informacija apie 4 prekybos zonas.

Kaip buvo paminėta anksčiau, kainų zonų atskyrimas turėjo teigiamą įtaką formuojant tinkamus signalus investuotojams, norintiems plėsti elektros gamybos pajėgumus. Po zonų atskyrimo 18 proc. Didžiųjų vystytojų projektų buvo nukreipti į aukštesnių kainų zonas (SE3 ir SE4), taip siekiant didesnės investicijų grąžos. Šiose kainų zonose pastebėtas ženklus investicijų į vėjo energetiką augimas, lyginant su SE1 ir SE2 zonomis, kuriose gamybos pajėgumai buvo pakankami, investicijos apsiribojo mažaisiais investuotojais (pvz. Investuojančiais į gamybos pajėgumus vidaus vartojimui, apsiribojančiais viena prekybos zona). Kainų zonų atskyrimas lėmė ir perdavimo sistemos operatoriaus (PSO) sumažėjusias išlaidas, susijusias su perkrovų valdymu, taip: 1) sumažinant perdavimo kainos dedamąją vartotojams; 2) užtikrinant geresnį perdavimo tinklo tarp zonų valdymą bei stabilesnį elektros energijos tiekimą. [16].

Prekybos zonų atskyrimas Švedijoje sukūrė veiksmingesnius lokalius kainų signalus, kurie skatino investicijas į elektros gamybos pajėgumus didesnės paklausos zonose. Tai ne tik padidino investicijų grąžą ir skatino tvarią energijos gamybą, bet ir sumažino perdavimo tinklo valdymo sąnaudas, užtikrinant stabilesnį ir efektyvesnį elektros tiekimą.

1 lentelė. Švedijos prekybos zonų suskirstymas [16]

Zonos pav.	Geografinė padėtis	Pagrindiniai bruožai	Kainų lygis
SE1	Šiaurinė	Pagrindinis generatorius - hidroelektrinės, todėl pasiūla didelė	Žemas (kainos tarp SE1 ir SE2 panašios)
SE2	Šiaurinė - centrinė	Maža paklausa dėl mažo gyventojų ir pramonės įmonių skaičiaus	
SE3	Centrinė	Didesnė paklausa dėl didesnės gyventojų koncentracijos (apima Stokholmą)	Didesnis nei SE1 ir SE2
SE4	Pietinė	Didelė paklausa dėl pramonės įmonių (apima Malmę) Maži vietinės generacijos pajėgumai Didelė priklausomybė nuo importo	Aukštas

1.4. Prekybos zonų konfigūravimas jas sujungiant

Remiantis šaltinyje nurodoma informacija [12] vertinant galimą prekybos zonų ES konfigūraciją kai kurių šalių prekybos zonos buvo sujungtos – tai Belgijos ir Nyderlandų prekybos zonos bei Čekijos ir Slovakijos prekybos zonos, taip siekiant sumažinti bendrą zonų skaičių, tačiau šio jungimo trūkumas - neįvertinamos investicijos į tinklo plėtrą tarp zonų, kas gali lemti didesnes, nei šiuo metu tarp zonų esamos perkrovos. Tačiau zonų jungimo ateityje klausimas nėra atmetamas įvertinant, jog ateityje investicijos į tinklų pralaidumus tarp valstybių (tarpvalstybinių jungčių plėtra) gali padėti ne tik išvengti tinklų perkrovų, bet ir padidinti bendrą tinklo saugumą.

Kitame šaltinyje [17] optimalaus kainų zonų Centrinėje - Vakarų Europoje sprendinio bandoma ieškoti sukuriant genetinį algoritmą (*angl. Genetic Algorithm*) suformuluojant dviejų lygių optimizavimo problemą (*angl. Bi-level optimisation*). Pirmame lygyje siekiama sumažinti bendrus sistemos kaštus, antrame lygyje – paros prieš rinkos kaštus bei optimizuoti kainos skaičiavimą. Straipsnio autoriai, kurdami genetinį algoritmą pirmiausia optimizuoja kai kurias prekybos zonas jas atskirdami (Vokietijos, Prancūzijos), tačiau savo darbe sujungia dvi esamas prekybos zonas – Belgijos ir Nyderlandų. Pagrindiniai zonų sujungimo argumentai:

- Gerinamas rinkos likvidumas – sujungimu galima padidinti kainų stabilumą bei kintamumą, kuris naudingas tiek gamintojams, tiek vartotojams, rinka taptų lengviau prognozuojama.
- Paprastesnis rinkos operacijų valdymas - vienos kainų zonos valdymas supaprastina elektros rinkos valdymą, sumažindamas sudėtingumą, susijusį su tarpvalstybine prekyba ir rinkų susiejimo veikla.
- Efektyvesnis tinklo naudojimas – sujungtose zonose tinklas gali būti efektyviau išnaudojamas optimizavus galių srautus.
- Sumažinami persikirstymo ir perkrovų kaštai.

Nors šaltiniuose [12],[17] pateikiama tokios konfigūracijos galimybė, tačiau kol kas toks poreikis iš nagrinėjamų šalių pusės nebuvo pareikštas. Siekiant sujungti kainų zonas verta išivertinti ne tik naudas, tačiau ir kylančius iššūkius - turi būti užtikrinamas sklandus teisinis rinkų jungimo procesas, nuodugniai įvertinta esama ir planuojama tinklo infrastruktūra bei suinteresuotų šalių konkuravimo sąlygos bendroje elektros zonoje.

1.5. Baltijos šalių analizė

Akademiniėje literatūroje nepavyko rasti analizių bei pasiūlymų Baltijos šalių prekybos zonų jungimui, tačiau toliau apžvelgiami šaltiniai, kuriuose nagrinėjami rinkų plėtros klausimai Baltijos jūros regione.

2009 metais Baltijos jūros regiono valstybės pasirašė pirmąjį Susitarimo Memorandumą (*angl. Memorandum of Understanding - MoU*), siekiantį gerinti tarpvalstybinių elektros ir dujų tinklų infrastruktūrą ir plėsti generacijos pajėgumus. 2015 m. šis memorandumas buvo atnaujintas, labiau orientuotas į Baltijos šalių elektros tinklo integraciją į kontinentinės Europos tinklą, jas sinchronizuojant su juo [18]. Kartu su memorandumais buvo sukurtas ir veiksmų planas, kuris paskutinį kartą atnaujintas 2021 m. Šio plano pagrindiniai prioritetai orientuoti į energetikos sektoriaus plėtrą šalyse remiantis ES patvirtintu Klimato Tikslų planu bei valstybių Nacionaliniais Energetikos ir Klimato srities veiksmų planais (NEKSVP) ir Nacionalinėmis Energetinės nepriklausomybės strategijomis (NENS).

Šio formato pagrindu, siekiant didesnės Baltijos šalių ir Kontinentinės bei Šiaurės Europos tinklų integracijos išplėstos tarpvalstybinės jungtys:

- LitPoL Link – jungtis tarp Lietuvos ir Lenkijos, 2015 m.
- EstLink 1 ir EstLink 2 – jungtis tarp Estijos ir Suomijos
- NordBalt – jungtis tarp Lietuvos ir Švedijos, 2016 m.

Jungčių plėtra - vienas iš žingsnių siekiant sklandaus Baltijos šalių sinchronizacijos proceso su Kontinentine Europa bei atsiskiriant nuo Rusijos – Baltarusijos sinchroninės zonos. Tarpvalstybinių formatu toliau siekiama šių tikslų [19]:

- Gerinti energetinį efektyvumą ir siekti ES energetinio efektyvumo tikslų 2030 m.;
- Dekarbonizuoti energetikos sektorių didinant AEI dalį energijos balanse;
- Įgalinti vartotojus veikti elektros rinkoje tampant gaminančiais vartotojais, jungiantis į energetines bendrijas, skatinant PPA;
- Dekarbonizuoti šilumos energetikos, transporto sektorius;
- Sukurti bendrų ir hibridinių vėjo jėgainių jūroje projektų sistemą;
- Siekti platesnio elektros ir dujų rinkų integravimo, įskaitant balansavimo rinkas, optimizuotą sistemų veikimą, dujų rinkas;
- Toliau plėsti tarpsistemines dujų ir elektros jungtis;
- Vystyti sektorių susiejimą;
- Didinti tiekimo patikimumą;
- Stiprinti bendradarbiavimą energetikos tyrimų srityje.

Tikslo “Siekti platesnio elektros ir dujų tinklų integravimo” priemonės nurodomos 1) apsidraudimo Baltijos šalių rinkoje produktų įgalinimas, bei 2) LT/LV/EE elektros prekybos zonų sujungimas į vieną.

Šaltinyje [20], nagrinėjančiame Šiaurės ir Baltijos regionų rinkų susiejimo galimybes, autorius pabrėžia, jog siekiant rinkų integracijos pagrindiniai iššūkiai yra susiję su subsidijomis iš ES, politinės ir reguliacinės aplinkos stabilumu bei tiekimo saugumo užtikrinimu, tačiau numatomos naudos, kaip pagerinta ekonominė gerovė, optimizuota energijos gamyba, gali pritraukti reikšmingų investicijų į

regioną. Taigi, nors akademinėje literatūroje nėra plačiai aptariamų galimybių jungti prekybos zonas, tačiau Baltijos šalių atveju apie tai kalbama politiniame lygmenyje.

1.6. Prekybos zonų konfigūravimo kriterijai

Remiantis Europos komisijos reglamentu, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės (toliau – CACM) [21] prekybos zonų pertvarkymas galimas norint veiksmingesnio perkrovų tarp visų valstybių pagerinimo bei didinti bendrą rinkos efektyvumą. Remiantis Švarios energetikos paketu [22] prekybos zonų peržiūrą galima atlikti tik pagrindžiant, jog perdavimo tinklas perspektyvoje turės struktūrines perkrovas. Pagal šį reglamentą, prekybos zonose neturi būti perkrovų, nebent šios perkrovos neturi jokio poveikio kaimyninėms prekybos zonoms arba dėl jų nemažėja tarpzoniniai prekybos pajėgumai.

Prekybos zonų peržiūra (BZR) – tai procesas (studija), kurį atlieka visi Europos perdavimo sistemų operatoriai, šis procesas trunka 12 mėnesių, o proceso esminis tikslas – padidinti elektros tinklo ekonominį efektyvumą, didinti rinkų likvidumą efektyvinant tarpzoninę prekybą, tačiau tai būtina daryti išlaikant tiekimo saugumą tarp valstybių. Toliau bus aptariama, kaip vyksta BZR vertinimas.

Remiantis šaltiniu [12] BZR atliekama visų PSO lygmeniu bendrai ES masto studijai atlikti, o prekybos zonos modeliavimu bei pasiūlymo perkonfigūruoti prekybos zoną (zonas) užsiima Pralaidumų skaičiavimo regionas (pvz. Centrinės Europos, Šiaurės Europos, Baltijos regionai ir t.t.). Toks procesas pasirinktas siekiant neišplėsti modelio, jame akcentuotis į regioninius ypatumus, sistemos jautrumą, tačiau išlaikant aktualumą visiems PSO. Nuo reglamentų įsigaliojimo jau įvyko keletas BRZ, tačiau kol kas nei viena zona nebuvo perkonfigūruota.

Norint atlikti BZR vertinami 22 kriterijai. Informacija apie kriterijus ir jų grupes pateikiama toliau.

2 lentelė. Kriterijai, kuriais remiantis atliekamas BZR [12]

Tinklo saugumas	Rinkų efektyvumas
Veiklos saugumas Tiekimo saugumas Neapibrėžtumai skaičiuojant tarpzoninius pajėgumus	Ekonominis efektyvumas Išlaidos, susijusios su patikimumu Rinkų likvidumo ir sandorių išlaidos Rinkos koncentracija ir rinkos pajėgumai Konkurencijos efektyvumas Kainų signalai infrastruktūros plėtrai Kainų signalų tikslumas Perėjimo išlaidos Infrastruktūros kaštai Rinkos rezultatų palyginimas su korekcinėmis priemonėmis Vidinių sandorių poveikis kitoms prekybos zonoms Poveikis veikimui ir balansavimo efektyvumui
Prekybos zonos stabilumas ir patikimumas	Energijos perėjimas
Stabilumas ir kainų signalų tvirtumas laikui bėgant Nuoseklumas skirtingais pajėgumų skaičiavimo laikotarpiais Generacijos ir apkrovos vienetų priskyrimas prekybos zonoms Perkrovų dažnumo, rinkos ir tinklo vietos	Trumpalaikis poveikis anglies dvideginio emisijoms Trumpalaikis poveikis AEI integracijai Ilgalaikis poveikis mažo anglies dvideginio kiekio investicijoms

Taigi, remiantis pateiktais kriterijais galime daryti išvadą, jog BZR procesas yra sistemingas bei atliekamas išanalizavus įvairius indikatorius – poveikius rinkoms, prekybos zonų stabilumui, tinklo patikimumui, tinklų saugumui bei energijos perėjimui (AEI integracijos plėtrai). Atlikus analizę įvertinant anksčiau minėtus kriterijus, toliau seka tvirtinimo procesas – BZR tvirtina šalies nacionalinė reguliavimo institucija, o galutinį sprendimą dėl prekybos zonų konfigūracijos priima Energetikos reguliavimo institucijų bendradarbiavimo agentūra (ACER). Kartu su BZR kriterijų vertinimu vykdoma ir regiono/vietovės ribinės kainos (LMP) simuliacija, kuri suteikia detalią informaciją apie elektros kainą vietovėje, o simuliacijos rezultatai yra naudojami kaip įvestis ACER norint apibrėžti alternatyvias prekybos zonų konfigūracijas BZR.

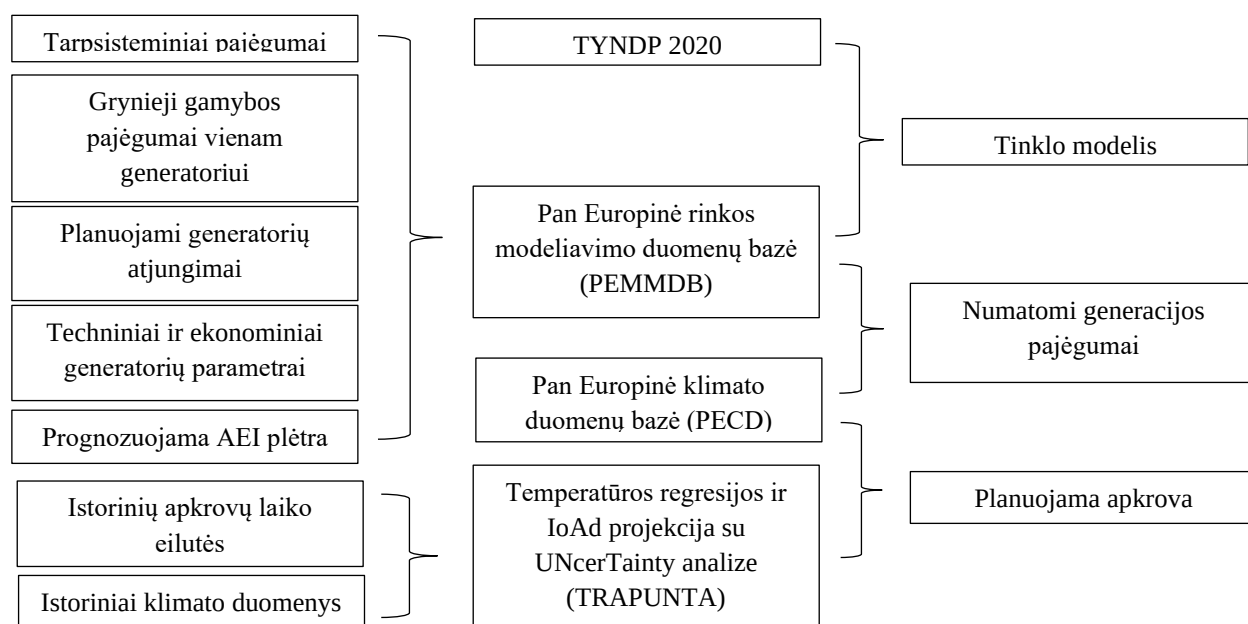
2. Baltijos šalių elektros energetikos sistemos modeliavimo metodika

Tyrimo metodinė dalis rengiama naudojantis šaltiniais - Prekybos zonų Vokietijoje konfigūracijų tyrimas [23], parengtas remiantis ACER ir ENTSO-E parengta prekybos zonų peržiūros metodika [12], ENTSO-E ir ENTSO-G parengtais dešimties metų tinklo plėtros planų scenarijais 2024 metams [24]. Toliau aptariamas prekybos zonų Vokietijoje konfigūracijų tyrimas [23] ir PLEXOS [25] bei kitų modeliavimo įrankių apžvalgomis, pateikiamomis mokslinėje literatūroje [26].

2.1. Vokietijos prekybos zonų atskyrimo analizė

Vokietijos elektros prekybos zonos atskyrimo klausimas yra aktualus dėl jau anksčiau minėtų priežasčių - tinklo perkrovų tarp regionų, kadangi Vokietijos šiaurėje veikia pagrindiniai valstybės generatoriai - jūrinio vėjo elektrinės, įrengtos Šiaurės ir Baltijos jūrose, o pagrindiniai valstybės vartotojai yra sukonzentruoti pietinėje dalyje, tačiau tarp regionų yra stebimos perdavimo tinklo perkrovos dėl mažesnių nei esamas poreikis pralaidumų, kurie toliau lemia redispačingo kaštus vartotojams [23].

ACER ir ENTSO-E inicijuota prekybos zonų peržiūra [12] parengta remiantis ES reglamentais, apibrėžiančiais pralaidumų skirstymą ir perkrovų valdymą tinkle - (ES) 2015/1222 [21] ir elektros energijos vidaus rinką [3]. Esminiai apibrėžimai, kuriuos, remiantis šiais reglamentais, turi tenkinti prekybos zona - nustatyta taip, kad būtų užtikrintas veiksmingas perkrovų valdymas ir bendras rinkos efektyvumas, ir zona turi būti pagrįsta ilgalaikiu struktūrinių perkrovų perdavimo tinkle stebėjimu. ACER, remiantis ENTSO-E atlikta studija dėl lokalizuotų ribinių kainų [27], pateikė pasiūlymą dėl Vokietijos prekybos zonos atskyrimo į keturias skirtingas zonas [12]. Šaltinis [23] remiasi ENTSO-E atlikta studija [27] ir vertina pasiūlytos 4 prekybos zonų konfigūracijos stabilumą ir patikimumą zonas naudojant kaip klasterius naudojant stabilumui ir patikimumui vertinti tris kriterijus – K-verčių ir spektrinį klasterizavimą ir vertina gautus rezultatus. To siekis - išsiaiškinti, ar pasiūlyti klasteriai – arba prekybos zonos – yra tokios pačios, kokios yra siūlomos ACER, vertinant skirtingų laikotarpių mazgams siūlomas energijos kainas bei įvertina kitus klasterizavimams skirtus algoritmus bei rasti sprendimą, kaip sumažinti kainų nestabilumus. Šaltinio [23] autoriai naudoja LMP studijoje naudotus duomenis, pateikiamus 4 pav.:



4 pav. LMP studijoje ir tyrime naudoti duomenys ir duomenų bazės [23]

Metodika

Šaltinyje [23] atliekamo tinklo metodika remiasi problema – tinklo taškų (mazgų) suskirstymas į zonas (klasterius) remiantis duomenimis (šiuo atveju – elektros kainomis). Klasterizavimo tikslas – sumažinti kainų skirtumus klasteryje ir užtikrinti kainų skirtumus tarp klasterių, kadangi tokiu būdu klasterių atskyrimas tampa pagrįstu. Naudojami algoritmai:

- K-verčių (*angl. K-means*) algoritmas – metodas, leidžiantis sumažinti kvadratinį atstumą tarp taškų ir klasterio taško centro sumą. Algoritmas optimizuoja klasterių centrus taip užtikrindamas kainų panašumą klasterio viduje. Straipsnyje naudojamas modifikuotas algoritmas, įtraukiant erdvinius apribojimus siekiant užtikrinti klasterių geografinį nuoseklumą – pritaikyti algoritmą pagal problematiką.
- Spektrinės klasterizacijos algoritmas - naudoja tinklo mazgų spektrinę reprezentaciją (matematiškai grindžiamą Laplaso matrica) ir pirmuosius jos autovektorius kaip klasterizacijos požymius. Šis algoritmas leidžia efektyviau identifikuoti sudėtingas struktūras naudojant tinklo duomenis, įskaitant tinklo taškus, kurių reikšmė gali būti sumažinama dėl tinklo topologijos.

Algoritmai buvo pritaikyti skirtingiems duomenų rinkiniams: tik kainoms naudoti mazgų kainų duomenys, kainų ir geografinės informacijos rinkiniams – papildomai įtrauktos mazgų geografinės koordinatės siekiant įvertinti, ar erdviniai apribojimai keičia rezultatus.

Rezultatams įvertinti buvo panaudoti šie kriterijai:

- Intra-klasterių panašumas – matuotas pagal kainų dispersiją kiekvieno klasterio viduje. Mažesnė dispersija rodo didesnę klasterio homogeniškumą.
- Inter-klasterių skirtumas – vertinta, kiek klasterių kainų vidurkiai skiriasi tarpusavyje.
- Geografinis nuoseklumas – tikrinta, ar klasteriai sudaro geografiniu požiūriu vieningas teritorijas.

Papildomai naudojamas Davies-Bouldin indeksas vidiniam klasterių homogeniškumui ir klasterių tarpusavio atskirčiai įvertinti. Esant mažam indeksui indikuojami geresni klasterizacijos rezultatai,

Vienas iš pagrindinių metodinės dalies pastebėjimų vertinant klasterizavimo rezultatus – naudojami klasterizacijos algoritmai padeda sumažinti kainų skirtumus klasterių viduje, bet ne visada užtikrina geografinį nuoseklumą ir stabilias klasterių konfigūracijas, todėl autoriai abejoja dėl numatytų klasterių naudojimo ilgalaikėje perspektyvoje, kadangi vertinant skirtingus laikotarpius klasteriai nėra stabilūs.

Rezultatai

Autorių naudota ACER pasiūlyta prekybos zonų konfigūracija (2, 3 ir 4 zonos) parodė, jog:

- Vidutinė kainų dispersija zonos viduje sumažėja tik 3–9 %, palyginti su viena bendra zona.
- Vidutinės kainų dispersijos sumažėjimas nėra tiesiogiai proporcingas zonų skaičiaus didėjimui. Pvz., pereinant nuo 2 iki 3 zonų, dispersija gali net padidėti dėl zonų dydžio skirtumų.
- Zonų vidutinės kainos yra labai panašios, skirtumai tarp zonų siekia mažiau nei 6 EUR/MWh per metus, o tai rodo silpną zonų diferencijavimą pagal kainas [23].

Klasterizacijos algoritmų rezultatai parodė, jog:

- K-Verčių algoritmas, naudodamas tik kainų duomenis, sukuria zonas su mažesne vidine kainų dispersija nei ACER siūlomos zonos.
- Spektrinė klasterizacija dažniausiai pateikia panašius rezultatus kaip K-Verčių, tačiau kai kuriais atvejais zonų vidutinės kainos skirtumai tarp zonų yra dar mažesni.
- Kai į klasterizaciją įtraukiami geografiniai duomenys, zonos tampa labiau erdviškai nuoseklios, tačiau kainų dispersija zonose šiek tiek padidėja [23].

Įvedus Rand indeksą, vertinantį zonų panašumus tarp zonų skirtingais laikotarpiais (1989, 1995 ir 2009 metais) rezultatai parodė, jog zonų stabilumas (panašumas) tarp laikotarpių yra žemas, kadangi per šiuos laikotarpius pakito esminiai duomenys – suvartojimas, generacija, kuro kainos, oro sąlygos. Vertinant skirtingus laikotarpius pastebėta, jog pasiūlius tam tikrą konfigūraciją 1989 metams ši konfigūracija nebus stabili kitiems vertinamiems metams (1995 ir 2009 metams). Geografiniam nuoseklumui vertinti (ar zonos lieka vienodos geografiškai), autoriai panaudojo Global Moran's indeksą, kuris parodė, jog kai naudojami tik kainų duomenys, zonos nėra geografiškai nuoseklios – to paties klasterio taškai pasklidę po visą teritoriją, nėra regioniško. Nors geografinių duomenų įvedimas pagerina erdvinį zonų nuoseklumą, tačiau iki galo problema nėra išsprendžiama.

Pagrindinės autorių išvados remiasi tuo, jog vertinant skirtingus laikotarpius gauti skirtingi rezultatai, kurie priklauso nuo laikotarpio ir jo duomenų, tačiau esminis zonų atskyrimo pagrindimas nėra išpildomas - vidutinės kainos skirtumai, nepaisant naudojamų metodų ir duomenų, yra per maži, jog pateisintų zonų atskyrimą. Be to, vertinant skirtingus laikotarpius pačių zonų konfigūracijos nėra stabilios, kas lemia, jog ilgalaikėje perspektyvoje zonų atskyrimas gali nepasiteisinti, jų teritoriškumas gali kisti keičiantis duomenims, taip pat zonų atskyrimas neužtikrina stabilesnio sprendinio tinklui, gali kelti esminių nuostatų dėl rinkos dalyvių pasitikėjimo tinklu.

2.2. Pritaikymas tyrimui

Nors aptariamas tyrimas [23] sprendžia prekybos zonų konfigūracijos problematiką, ne visus naudotus metodus galima naudoti Baltijos prekybos zonų sujungimo tyrime. Toliau aptariami metodai, kuriuos galima panaudoti atliekant šį tyrimą:

- Šaltinyje naudojami K-verčių ir Spektrinės klasterizacijos algoritmai gali būti naudingi siekiant optimizuoti prekybos zoną - klasterizacija leistų suformuoti zonas, kuriose kainos yra kuo panašesnės, taip sumažinant kainų skirtumus zonos viduje.
- Straipsnyje zonų stabilumas vertinamas naudojant Rand indeksą, kuris leidžia įvertinti, kiek stabilios zonų konfigūracijos yra skirtingais laikotarpiais. Šį požiūrį galima pritaikyti, kad įsitikinti, ar sujungtos zonos Baltijos šalyse būtų stabilios per kintančias rinkos sąlygas.
- Vidinės zonų kainų panašumo (intra-klasterių) ir kainų skirtumų tarp zonų (inter-klasterių) analizė gali padėti nustatyti, ar sujungus Baltijos šalis į vieną zoną, skirtumai tarp regionų nėra per dideli.
- Šis vertinimas gali būti taikomas nustatyti, ar zona būtų ekonomiškai efektyvi ir ar nereikėtų papildomai spręsti regioninių kainų skirtumų.
- Kaip ir aptariama straipsnyje, atliekant kainų zonos sujungimo tyrimą būtina atsižvelgti į geografinius duomenis – zona turi būti geografiškai vientisa, o tai ypač aktualu vertinant Baltijos šalis dėl tinklo išvystymo specifikos.

- Vertinami laikotarpiai atliekant tyrimą taip pat yra aktualūs vertinant zonų sujungimo galimybes, todėl straipsnyje naudojami laikotarpiai gali būti panaudoti pritaikant juos pagal regioninę specifiką - įsivertinus, kokius duomenis galima rasti ir juos naudoti tyrime.

Nors aptariamas straipsnis naudoja esminius duomenis – elektros kainas taškuose ir geografinius duomenis, tačiau vertinant zonų sujungimą esminis faktorius visgi turi būti tinklo pralaidumai ir tinklo stabilumas. Dėl sezoniškumo, generacijos pertekliaus ir generacijos rūšies atsirandančios perkrovos jau dabar lemia kainų skirtumus tarp zonų, todėl tyrime vienas iš esminių uždavinių turi tapti įvertinti tinklo pralaidumus tiek vientisos zonos viduje, tiek ir tarp sisteminių jungčių su kitomis zonomis pralaidumus.

Nors straipsnyje buvo naudoti skirtingi laikotarpiai (1989, 1995 ir 2009 metai), tačiau naudoti duomenys remiasi ne visų metų, o tam tikrų savaitžių duomenimis (pvz. 1989 metų laikotarpiui naudoti duomenys iš 4, 10, 11, 17, 20, 31, 40 ir 52 savaitžių), kas neleidžia apimti visų galimų sezoninių svyravimų. Siekiant reprezentatyvių rezultatų, reikėtų siekti panaudoti išsamesnius duomenis, leidžiančius įvertinti šiuos faktorius.

Straipsnyje taip pat nebuvo vertinti perspektyviniai duomenys ir ilgalaikis planavimas – siekiant įvertinti zonų sujungimo poveikį, nereikėtų atmeti įvertinti ir valstybių energetikos plėtros planus (AEI generacijos augimo tendencijas, ypač – jūrinio vėjo pajėgumai ateityje, žalią vandens gamybos tendencijas, kadangi tai gali tapti vienu iš faktorių augančio energijos vartojimo tam tikruose tinklo taškuose, elektromobilių plėtros ir pan.). Šių duomenų įvertinimas leis įvertinti zonų stabilumą keičiantis rinkos dinamikai, įvertins ilgalaikį poveikį zonos konfigūracijai.

Baltijos šalių kontekste ypač svarbu įvertinti ir tarp sisteminių jungčių plėtros planus - prognozuojamą papildomą jungtį su Lenkija, jungtis Latvija – Švedijos 3 zona ir Lietuva – Vokietija, galimą jungčių su kitomis šalimis stiprinimą.

2.3. Modeliavimas

PLEXOS – tai mišraus sveikųjų skaičių tiesinio programavimo modelis, kuriuo naudojantis galima kurti detalius įvairių tipų elektrinių (AEI, šiluminių, anglis naudojančių elektrinių ir kt.) modelių ir juos integruoti į perdavimo tinklą, atlikti rinkos planavimus, prognozuoti pajėgumus. Su tinkamais naudojamais parametrais sudaro galimybę atlikti analizes nuo 1 minutės laiko rezoliucijos iki ilgalaikio prognozavimo, suteikia didelio detalumo informaciją apie pasirinktus parametrus – pasiūlos, paklausos pokyčius ar kitus aktualius sekamus parametrus [25]. PLEXOS naudoja deterministinio tiesinio programavimo metodus, kuriais naudojantis minimizuojama tikslo funkcija (pvz. sistemos sąnaudos) [28].

Tyrimo modeliavimui bus naudojamas PLEXOS modeliavimo įrankis [29]. PLEXOS pasirinktas dėl šio įrankio galimybių:

- Galimybė taikyti ilgalaikę ir trumpalaikę analizę - PLEXOS galima modeliuoti paros prieš (day-ahead), einamosios paros (intraday) ir balansavimo rinkas, įvertinant kainų dinamiką, gamybos ir generacijos pasiskirstymą tarp zonų. Įrankis taip pat leidžia įvertinti ateities scenarijus, kurie yra reikalingi įvertinti ilgalaikį zonos stabilumą rinkoje vykstant pokyčiams ir jų poveikį elektros kainoms.

- Prekybos zonų modeliavimas - leidžia sumodeliuoti kelias prekybos zonas su skirtingomis elektros kainomis, įvertinti pralaidumus tarp zonų, optimizuoti prekybos zonas. Modeliuojant prekybos zonas galima analizuoti zonų konfigūracijos pokyčių reikšmę elektros kainų vienodumui (*angl. price convergence*), perdavimo tinklo perkrovoms ir jų valdymo kaštams, rinkos likvidumui ir konkurencijai.
- PLEXOS leidžia detaliam modeliui perdavimo tinklą, įvertinant linijų pralaidumus, nuostolius, perkrovų valdymo kaštus. Taip pat leidžia įtraukti tinklo pokyčius - pvz. naujų linijų statybą, esamų linijų stiprinimą, leidžia identifikuoti pralaidumų trūkumus vidinėse linijose.
- PLEXOS įrankis taip pat leidžia simuliuoti skirtingų technologijų gamybos kaštus (pvz. Dujų, anglies, AEI) ir įvertinti jų įtaką rinkai. Taip pat leidžia optimizuoti generacijos pasiskirstymą atsižvelgiant į skirtingus faktorius.

Vienas iš esminių faktorių, kodėl PLEXOS gali būti naudojamas kaip įrankis Baltijos šalių zonų optimizavimo sprendiniui – tai galimybė sukurti kelis scenarijus ir įvertinti jų poveikį nusistatytiems kintamiesiems – rinkos kainai, tinklo pralaidumams ir rinkos stabilumui. Techninės galimybės leidžia įvertinti papildomų jungčių įtaką, generacijos, vartojimo pokyčius, identifikuoti perkrovų valdymo priemones. Be to, PLEXOS leidžia integruoti ENTSO-E tinklo modeliavimo analizes - dešimties metų tinklo plėtros planus (TYNDP 2024) [24]. Šis įrankis buvo naudojamas ir elektros rinkos modeliavimų tyrimams.

Pasirinktuose šaltiniuose [26],[30] nagrinėjama, kaip kompleksiškesni elektros tinklai ir didesnė AEI integracija į sistemas iškelia papildomus iššūkius energetikos sistemų planavimui ir valdymui. Siekiant surasti optimalius tinklų plėtros bei tinklų valdymo sprendinius, įvertinti rinkos pokyčius dėl naujų technologijų integravimo, reguliacinių pokyčių ir siekiant sistemų stabilumo, efektyvumo ir tvarumo, sistemos modeliavimas yra būtinas. Šaltinyje yra nagrinėjamos skirtingų įrankių galimybės, o analizei naudojama metodika vertina šiuos etapus:

- Skirtingų scenarijų parinkimas – AEI integracija, tinklo plėtra, CO2 emisijų apribojimai;
- Duomenų analizė - modeliavimui naudojami istoriniai elektros kainų, paklausos, gamybos ir tinklų pajėgumų duomenys, įtraukiant būsimus pokyčius;
- Įrankių palyginimas – tarpusavyje lyginami keli energetikos modeliai pagal tikslumą, pritaikomumą, galimybes simuliuoti įvairius scenarijus, įvertinami modelių pranašumai, ribotumai;
- Rezultatų analizė - gauti rezultatai analizuojami pagal ekonominius, techninius, aplinkosauginius kriterijus: kaštus, tinklo stabilumą, emisijų mažinimą, investicijų poreikį.

Tarpusavyje vertinami modeliai išskirti 3 lentelėje.

Tyrime buvo naudojami šie duomenys: istorinės elektros kainos taškuose, paklausos duomenys (prognozės valandiniais, dieniniais ir metiniais pjūviais), kainų zonų struktūra ir taisyklės, gamybos ir technologijų duomenys, kuro kainos, AEI generacijos prognozės (vietinės, regioninės, globalios), nepastovumo (*angl. intermittency*) scenarijai, tinklo konfigūracijos duomenys (perdavimo linijų pralaidumai, geografinė struktūra), istoriniai perkrovų duomenys, nuostoliai, plėtros planai, emisijų apribojimai, politinės priemonės (subsидijos AEI, CO2 mokesčiai ir kt.), scenarijai ir prognozės.

3 lentelė. Įrankiai, naudojami palyginime [26]

Energijos sistemų planavimas	Elektros rinkos modeliavimas	Elektros sistemos modeliavimas	Energijos suvartojimo analizė
EnergyPLAN energyPro Engage ESME LEAP OSeMOSYS Quinel SAInt TIMES WASP	AnyLogic Aurora EMPS N-side PLEXOS PowerGAMA Powerworld PROBE Promod by Hitachi Quorum	DIgSILENT Powerfactory ETAP GE Digital GridLAB-D MATLAB Simulink OPAL-RT OpenDSS PyPSA Siemens PSS TARA by PowerGEM	Autodesk Insight EnergyElephant EnergyCAP EnergyPLUS eSight Energy Hark Metasys Siemens EnergyIP Siemens SIMATIC Wattics

Scenarijų analizė parodė, kad atsinaujinančių energijos šaltinių plėtra gali reikšmingai sumažinti CO₂ emisijas, tačiau sukelia papildomų iššūkių tinklui. Pavyzdžiui, naudojant PLEXOS ir EnergyPLAN, nustatyta, kad vėjo ir saulės energijos plėtra regione sumažina emisijas 20–40 %, bet padidina balansavimo kaštus ir rezervų poreikį. EnergyPLAN modeliavimas taip pat parodė, kad reikšminga atsinaujinančių šaltinių dalis (pvz., 50 %) reikalautų didelių investicijų į energijos kaupimo technologijas, siekiant užtikrinti tinklo stabilumą.

Tinklo plėtros scenarijuose DIgSILENT PowerFactory atskleidė, kad naujų perdavimo linijų statyba sumažintų tinklo perkrovas iki 60 %, o PyPSA modeliavimas parodė, kad elektros kainų skirtumai tarp regionų sumažėtų nuo 15 EUR/MWh iki 5 EUR/MWh. Vis dėlto tokie projektai reikalauja reikšmingų investicijų, kurios viršytų esamo tinklo modernizavimo kaštus.

Ilgalaikiai emisijų mažinimo scenarijai, analizuoti su OSeMOSYS, pabrėžė, kad griežtesni emisijų apribojimai lemia spartesnę atsinaujinančių šaltinių plėtrą, tačiau tai taip pat didina energijos kainas vidutiniu laikotarpiu. Pavyzdžiui, griežtesni apribojimai galėtų padidinti iškastinio kuro gamybos kaštus 25 %, o elektros kainas – apie 15 %.

Įrankių palyginimas atskleidė jų skirtingą pritaikomumą. PLEXOS tinka rinkos dinamikos modeliavimui ir kainų zonų analizėms, o DIgSILENT PowerFactory išsiskiria tinklo techninių parametrų vertinimu, tokių kaip įtampos stabilumas ar perkrovų valdymas. PyPSA yra lankstus atviro kodo modelis, orientuotas į tinklo struktūrą, tačiau jo naudojimas reikalauja didelių techninių žinių. EnergyPLAN ir OSeMOSYS yra naudingi ilgalaikiams planavimo scenarijams, tačiau jų detalumo lygis yra ribotas techninių tinklo parametrų analizei.

Remiantis analizuojamu straipsniu [26], PLEXOS dėl galimybės analizuoti kompleksinius duomenis gali būti naudojamas zonų sujungimo modeliavimui, tačiau jo naudojimas rekomenduotinas su kitais įrankiais, siekiant užtikrinti plačią analizę. PLEXOS trūkumai, lyginant su kitais modeliavimo įrankiais:

- Techninės tinklo analizės apribojimai: PLEXOS ribotai tinka detaliems tinklo techniniams parametrų, tokiems kaip įtampos stabilumas ar perkrovų valdymas.
- Didelis duomenų poreikis: Modeliavimas reikalauja išsamių duomenų apie rinkos kainas, tinklo struktūrą ir technologinius parametrus.
- Licencijos kaina: ribotas prieinamumas prie šio įrankio.

PLEXOS puikiai tinka ekonominei ir rinkos analizei, tačiau, siekiant išsamumo, jį rekomenduojama derinti su kitais įrankiais:

- DiGSILENT PowerFactory arba PyPSA: Išsamiai techninei tinklo analizei ir pralaidumo vertinimui.
- EnergyPLAN ir OSeMOSYS: Ilgalaikių strategijų, įskaitant atsinaujinančių šaltinių integraciją ir emisijų mažinimą, vertinimui.

Šio tyrimo metu PLEXOS bus naudojamas nederinant su kitais įrankiais, bet ateities tyrimuose į PLEXOS derinimą su kitais įrankiais reikėtų atkreipti ypatingą dėmesį.

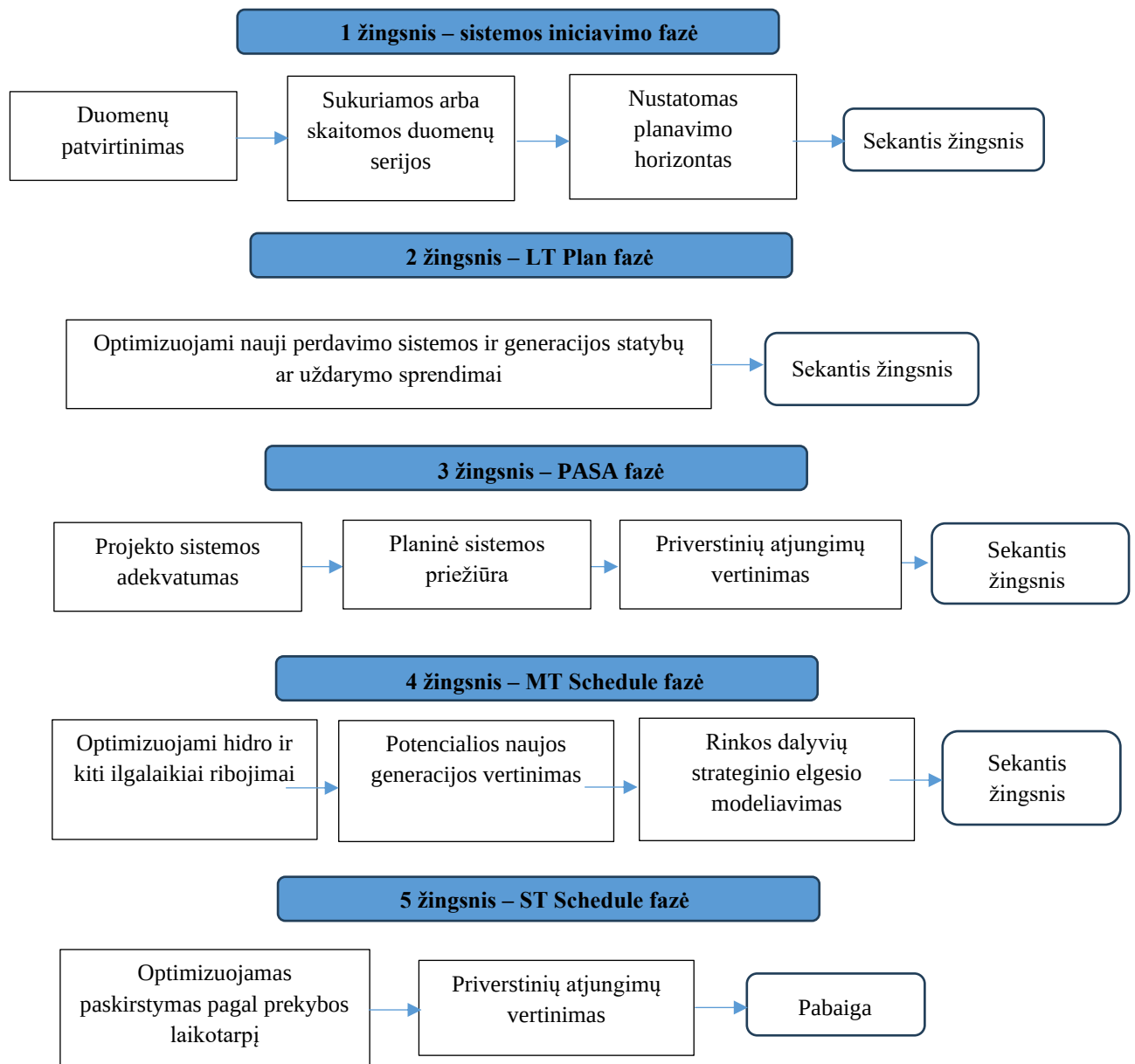
2.4. PLEXOS veikimas

PLEXOS modelio sprendimui naudoja unikalias 4 fazes, kurios priklauso nuo planavimo laikotarpio:

- LT plan (ilgalaikis planavimas);
- PASA – prognozuojamas sistemos adekvatumo vertinimas (*angl. Prognosed Assessment of System Adequacy*)
- MT Schedule – vidutinio laikotarpio vertinimas
- ST Schedule – trumpalaikis vertinimas [29].

Prieš pagrindines 4 fazes yra naudojama sistemos iniciavimo fazė, kurioje yra nuskaitomi ir įvertinami duomenys, nustatomas planavimo horizontas (viena ar kelios iš pagrindinių modeliavimo fazių) ir einama prie sekančio žingsnio (priklausomai nuo pasirinktos fazės). PLEXOS veikimo algoritmas pateikiamas 5 pav.

Modeliuojant yra reikalinga pasirinkti, kokie yra naudojami matematiniai programavimo sprendimo metodai (*angl. solver*) modelio simuliacijai. Šis nustatymas lemia, kurie algoritmai ar sprendikliai bus naudojami optimizavimo uždaviniams spręsti kiekvienoje iš 4 fazių. Pagal nustatymus numatytasis sprendimo būdas yra taikomas Gurobi optimizatorius, kuris yra skirtas spręsti įvairius optimizacinius uždavinius – tiesinį (LP), mišrų sveikųjų skaičių (MILP), kvadratinį (QP), mišrų sveikųjų skaičių kvadratinį (MIQP), kvadratinį su kvadratiniais apribojimais (QCP), mišrų sveikųjų skaičių kvadratinį su kvadratiniais apribojimais (MIQCP) programavimus [31]. Gurobi optimizatorius bus naudojamas ir šio darbo modeliavimuose.



5 pav. PLEXOS veikimo algoritmas [29]

2.5. Tyrimo struktūra

Toliau aptariama tyrimo struktūra, tyrimui reikalingi duomenys, atsirenkami tyrimo rezultatuose numatomi nagrinėti duomenys.

2.5.1. Zonų modeliavimas

Metodika:

- Modeliavimui naudojamas PLEXOS įrankis dėl jo galimybių modeliuoti tiek ekonominius, tiek techninius aspektus;
- Modelio optimizavimui naudojamas Gurobi optimizatorius [31]. Iš PLEXOS siūlomų į programinę įrangą įdiegtų sprendiklių Gurobi optimizatorius pasirinktas remiantis kitų tyrėjų patirtimi – Gurobi plačiai naudojamas energetikos sistemų optimizacinių uždavinių sprendimui ne tik PLEXOS, bet ir naudojant kitus optimizavimo įrankius [32],[33]. Gurobi sprendiklis turi įvairių algoritmų rinkinį, kuris yra panaudojamas efektyviai spęsti didelio masto optimizavimo problemas [33].

- Pagrindiniai duomenys yra naudojami iš ENTSO-E dešimtmečio plano (TYNDP 2024) [34].

Reikalingi duomenys:

- Tarpzoniniai tinklų pralaidumai – naudojami faktiniai pralaidumai, nemodeliuojami jungčių ribojimai – daroma prielaida, jog 100 proc. esamų tarpzoninių tinklų pralaidumų yra naudojami prekybai. Modeliuojami ir perspektyviniai pralaidumai – papildomos jungtys su Lenkija, Švedija bei Vokietija [34];
- Elektros gamybos ir vartojimo faktiniai 2024 m. duomenys [35];
- Generatorių ir energijos kaupiklių duomenys naudojami iš ENTSO-E TYNDP 2024, pasirinkta nemodeliuoti rezervinių generatorių dėl jų modeliavimo kompleksiskumo. 2030 ir 2050 metams Lietuvos generatorių duomenys naudojami iš TYNDP, tačiau Latvijos ir Estijos duomenys yra naudojami iš šių šalių ilgalaikių planų – Latvijos atveju naudojami generatorių duomenys iš 2050 metų energetikos strategijos [36], Estijos duomenys 2030 metams buvo tikslinti su pateiktais duomenimis Estijos NEKSVP [37]. Estijos AEI generatorių 2050 m. duomenims buvo naudojami 2030 m. duomenys, nes 2050 m. duomenys nebuvo pateikti;
- Klimatiniai metai: pasirinkta modeliuoti 1988, 1989, 1995, 2000, 2008, 2009 ir 2016 metus – šie klimatiniai metai buvo naudojami LMP studijoje ir anksčiau aptartame tyrime [27] bei TYNDP 2024 vertinime [24]. Skirtingi klimatiniai metai pasirinkti dėl darbe norimos įvertinti rezultatų variacijos. Mokslinėje literatūroje pabrėžiama, jog siekiant įvertinti platesnį AEI, lankstaus vartojimo poveikius energetikos sistemose ypatingai svarbu tampa vertinti skirtingus klimatinius metus ir analizuoti su jais susijusius neapibrėžtumus, tokius kaip laikotarpiai, kai AEI generacija yra minimali arba ypač šalti laikotarpiai, susiję su padidėjusia konvencinių elektrinių paklausa dėl jų siūlomos šilumos paklausos padidėjimo [38].
- Vartojimo 2030 ir 2050 metams duomenys naudoti iš TYNDP 2024 prognozuojamų duomenų 2030 – 2050 metams;
- Kuro (dujų, skalūnų, CO₂) kainų duomenys naudoti iš ERAA 2023 m. modeliuotų kainų dėl didesnių kainų skirtumų tarp modeliuojamų metų, nei buvo naudojami TYNDP 2024 [39];
- Technologijų kainos (jūrinio, žemyninio vėjo bei saulės elektrinių) buvo naudojamos iš Danijos energetikos agentūros pateikiamų duomenų šioms technologijoms – naudoti fiksuoti ir kintamieji eksploatacijos ir priežiūros kaštai (*angl. O&M costs*) [40];
- Išorinių zonų (Suomijos, Švedijos 3 ir 4 zonų, Lenkijos ir Vokietijos) generacijos ir paklausos vertinimui pasirinkta nemodeliuoti šių zonų išsamaus tinklo dėl jų kompleksiskumo. 2025 m. modeliavimui naudoti duomenys tiesiogiai susiję su jungčių pralaidumais – maksimali galima generacija yra parenkama pagal maksimalų jungties pralaidumą (pvz. Lietuvos – Švedijos 4 zonos maksimalus pralaidumas 2025 m. numatytas 700 MW, todėl maksimali generacija taip pat lygi 700 MW) – taip sukuriamos sąlygos importui iš išorinių zonų. Eksportui į išorines zonas sudaryti duomenų failai skirti patenkinti poreikiui, kuris taip pat susietas su jungčių pralaidumais. Analogiški veiksmai atlikti 2030 m. ir 2050 m. sistemos modeliavimui;
- Išorinių zonų generatorių kainoms 2024 m. naudotos faktinės išorinių kainų zonose susiformavusios paros prieš rinkos valandinės kainos 2024 m. [41] eliminavus neigiamas kainas – taip pasirenka daryti todėl, nes PLEXOS veikimo principas yra pagrįstas kainos optimizavimu, o formuojantis neigiamai kainai yra daroma prielaida, jog sistema veikia neoptimizuotai. Norint PLEXOS modeliuoti sistemą, kurioje susidaro neigiamos elektros energijos kainos tai galima padaryti sudarant išsamų generatorių modelį su energijos tiekėjais ir vartotojais, kai tarp jų pasirašomi dvišaliai kontraktai – CfD arba PPA [29]. Ši prielaida

taikoma remiantis ACER paaiškinimu, jog neigiamos kainos formuojasi dėl dvišalių sutarčių tarp gamintojų ir vartotojų, kai gamintojas įsipareigoja patiekti elektros energiją nepaisant susiformavusios kainos paros prieš rinkoje, kadangi kontrakte yra numatyta, jog vartotojas moka fiksuotą, nustatytą sutartyje, kainą už gautą elektros energiją [42]. Prielaida dėl neigiamų kainų grindžiama ir apžvelgta mokslinė literatūra, kur analizuojamos neigiamų kainų susidarymo priežastys – perteklinė energijos gamyba iš AEI, konvencinių elektrinių lankstumo trūkumas, ribotos kaupimo galimybės. Didelę AEI dalį bendroje gamyboje turinčiuose regionuose stebimų neigiamų kainų dalis didėja, tačiau kai kuriuose regionuose (konkrečiu atveju aptariama Kinija) neigiamos kainos nėra stebimos, nes sumažėjus perdavimo tinklo pajėgumams dėl generacijos perviršio pradedama riboti AEI generacija [43]. 2030 m. ir 2050 m. išorinėse zonose susiformavusios valandinės kainos panaudotos iš TYNDP 2024.

Laikotarpiai ir duomenys iš šių laikotarpių:

- Modelyje naudojamos MT (vidutinio) ir ST (trumpalaikio) laikotarpių bei PASA (prognazuojamas sistemos adekvatumo vertinimas) fazės;
- LT Plan (ilgalaikio laikotarpio) fazės pasirinkta nemodeliuoti, nes ši fazė skirta gamybos ir paklausos prognozavimui, o šiuo atveju naudojami konkretūs generatorių duomenys, todėl pajėgumų prognozavimas nėra reikalingas;
- Modeliuojami 2025, 2030 ir 2050 metai.

Tikslai:

- Įvertinti, ar zonų sujungimas pagerintų tinklo stabilumą ir sumažintų elektros energijos kainą augant vartojimui ir AEI generacijai;
- Nustatyti, kaip zonų sujungimas paveiktų elektros kainų konvergenciją ir rinkos likvidumą;
- Įvertinti kainų tarp Baltijos šalių homogeniškumą – tai vertinama nustatant koreliacijos koeficientą, skirtumus tarp vidutinių aukščiausių ir vidutinių metinių kainų.

2.5.2. Scenarijai

- Baziniai scenarijai: esama situacija su atskiromis Baltijos šalių prekybos zonomis skirtingais modeliuojamais laikotarpiais;
- Alternatyvūs scenarijai - zonų sujungimas į vieną bendrą prekybos zoną skirtingais modeliuojamais laikotarpiais;
- Jautrumo vertinimui naudojami scenarijai skirtingais modeliuojamais laikotarpiais.

2.5.3. Regioninis vertinimas

- Kainų skirtumai: Analizuojama, kaip zonų sujungimas paveiktų kainų skirtumus tarp Baltijos šalių ir kaimyninių regionų;
- Prekybos srautai: Įvertinami prekybos srautų pokyčiai tarp vidinių ir išorinių zonų.

2.5.4. Jautrumo vertinimas

- Jautrumo vertinimas atliekamas modeliuojant atskirus scenarijus – išorinių jungčių (Lietuva – Švedijos 4-oji zona, Estija – Suomija, Lietuva – Lenkija, Lietuva – Vokietija ir Latvija – Estijos 3-ioji zona) neprieinamumas atskirų ir sujungtos zonos atvejais visais vertinamais

laikotarpiais. Šis vertinimas atliekamas prielaida, jog jungčių neprieinamumas gali lemti elektros energijos tiekimo sutrikimus, kurių išvengti padeda susieta elektros energijos rinka Europoje, o jos pagrindas – tarpsisteminės jungtys. Remiantis mokslinė literatūra, jungtys yra svarbios siekiant užtikrinti sklandžią AEI integraciją visose ES zonose, būtinos tiekiant bendrą ES dekarbonizacijos tikslą [44]. Planuojant energetikos sistemas, kai kurie tyrėjai pabrėžia, jog sujungtose tarpsisteminėmis jungtimis energetikos sistemose tokie neapibrėžtumai kaip jungčių praradimas gali sukelti elektros tiekimo sutrikimus, tačiau tokio tipo neapibrėžtumai nėra vertinami išsamiau [45].

- Darant prielaidą, jog dėl jungčių neprieinamumo atliekant jautrumo vertinimą Lietuvos, Latvijos ir Estijos generatoriai gali nepatenkinti energijos paklausos (kadangi pasirinkta nemodeliuoti rezervinių generatorių), modeliuojant nuspręsta panaudoti funkciją – leisti nepatiktą energiją (*angl. Allow unserved energy*), kuri paklausos netenkinimo laikotarpiais sukuria papildomą generatorių, kurio generacijos kainai naudojama VoLL – prarastos apkrovos vertė (*angl. Value of lost load*). Kadangi nei viena iš Baltijos šalių Energetikos reguliavimo agentūrų nėra patvirtinusi oficialios VoLL vertės, jautrumo vertinimui atlikti naudojama VoLL vertė prilyginta didžiausiai galimai paros prieš rinkos kainą, lygi 4000 Eur/MWh [46]. Pabrėžtina, jog ACER nurodomoje paros prieš rinkos maksimalios ir minimalios kainos metodikoje [46] maksimalios kainos riba gali būti kintanti, jeigu yra pasiekama 70 proc. maksimalios nustatytos kainos vertės, todėl ateityje, siekiant tikslesnių rezultatų, VoLL vertę reikėtų naudoti patvirtintą rinkos reguliuotojo, arba kintančią maksimalią paros prieš rinkos vertę;
- Atliekant jautrumo vertinimą, kaip numatyta TYNDP 2024 perspektyviniame vertinime (2030 ir 2050 metams), modeliuojami didesni pralaidumai tarp Baltijos šalių atskirtų zonų atveju;
- Jautrumo vertinimas leis įvertinti, kaip modeliuojamos elektros kainos keičiasi ribinėse situacijose – netekus galimybės tiek importuoti, tiek eksportuoti elektros energiją, kaip pasikeis nepatiktos energijos ir ribojamos gamybos kiekiai lyginant su baziniais scenarijais.

2.5.5. Vertinimo kriterijai

- Elektros kainos – detalus vertinimas atliekamas tų klimatinių metų, kuriais elektros kainos yra didžiausios. Elektros kainos vertinimas atitinka rinkų efektyvumo vertinimo kriterijų, pateiktą 2 lentelėje;
- Ribojamos AEI gamybos vertinimas – šis kriterijus atitinka energijos perėjimo ir rinkų efektyvumo kriterijus, pateiktus 2 lentelėje;
- Nepatiktos energijos vertinimas – šis kriterijus atspindi tinklo saugumo, rinkų efektyvumo, prekybos zonos stabilumo ir patikimumo kriterijus, pateiktus 2 lentelėje;
- Palyginimas su TYNDP 2024 studijoje gautais rezultatais.

2.5.6. Modeliuose naudojami duomenys

Priede nr. 1 pateikiami duomenys, naudoti modeliuojant skirtingus scenarijus. Išsamūs duomenys apie AEI elektrinių ir kitų elektrinių gamybos profilius skirtingais klimatiniais metais naudoti iš TYNDP 2024 pateikiamų įvesties duomenų [34].

3. Modeliavimo rezultatų analizė

3.1. Baltijos šalių modeliavimo rezultatai – 2025 m. vertinimas

Žemiau lentelėje pateikiami visų klimatinių metų modeliavimo ir tarpsisteminių srautų rezultatai, kai zonos yra atskiros (žymimos kaip atskiros zonos), ir kai zonos yra sujungtos (žymima kaip BAL zona).

4 Lentelė. 2025 m. bazinio modeliavimo rezultatai

Bendri duomenys		CY 1988	CY 1989	CY 1995	CY 2000	CY 2008	CY 2009	CY 2016
Vartojimas (GWh)	LT	16316	16054	16275	16071	16057	16211	16248
	LV	7920	7732	7858	7725	7751	7878	7882
	EE	9242	8935	9141	8993	8976	9215	9206
	BAL	33520	32741	33307	32808	32807	33334	33393
Vietinis vartojimas (GWh)	LT	14328	14077	14285	14074	14103	14234	14275
	LV	7920	7732	7858	7725	7751	7878	7882
	EE	9242	8935	9141	8993	8976	9215	9206
	BAL	31490	30744	31285	30792	30830	31327	31362
Generacija (GWh)	LT	14881	14922	15114	14787	15047	14390	14559
	LV	10159	10095	10140	10068	10108	10207	10109
	EE	6786	6790	6791	6749	6766	6573	6634
	BAL	32060	31973	32221	31749	32071	31353	31511
Eksportas/i mportas (GWh)	LT	-1436	-1132	-1161	-1284	-1010	-1821	-1689
	LV	2239	2363	2282	2343	2356	2329	2227
	EE	-2456	-2145	-2350	-2244	-2209	-2643	-2572
	BAL	-1460	-768,2	-1087	-1059	-735,9	-1981	-1882
Nepatiekta energija (GWh)	LT	0	0	0	0	0	0	0
	LV	0	0	0	0	0	0	0
	EE	0	0	0	0	0	0	0
	BAL	0	0	0	0	0	0	0
Apribota gamyba (GWh)	LT	22,39	35,06	40,11	45,56	40,66	43,87	25,7
	LV	0,34	0,68	1,3	2,56	1,28	1,6	1
	EE	8,23	7,88	12,75	15,25	12,18	13,93	11,9
	BAL	29,04	42,46	53,02	61,68	52,33	58,64	37,66
Kaina (€/MWh)	LT	55,65	56,21	56,79	55,28	54,58	57,93	57,32
	LV	49,75	48,86	50,99	48,05	48,28	51,98	51,7
	EE	58,62	57,01	58,83	56,16	57,66	60,74	60,18
	BAL	54,38	53,86	55,03	53,27	52,4	58,05	58,5
Kitų šalių kaina (Eur/MWh)	FI	45,93						
	PL	96,7						
	SE04	50,08						

2024 m. susiformavusi elektros kaina (Eur/MWh)	LT	87,34
	LV	87,43
	EE	87,27

5 lentelė. 2025 m. modeliavimo tarpusisteminių srautų rezultatai

Srautai		CY 1988	CY 1989	CY 1995	CY 2000	CY 2008	CY 2009	CY 2016
EE-FI	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-4073,67	-3696,02	-3840,6	-3885,89	-3764,51	-4264,48	-4248,4
	Jungties perkrovos viso (val)	3727	3462	3513	3638	3523	3966	3745
EE-LV	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	1617,84	1550,91	1490,39	1641,62	1555,18	1621,98	1676,83
	Jungties perkrovos viso (val)	2178	2129	2126	2090	2238	2029	2162
LT-LV	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-3856,74	-3913,59	-3772,64	-3984,13	-3911,46	-3950,52	-3903,75
	Jungties perkrovos viso (val)	2913	3050	2819	3121	3051	2799	2903
LT-PL	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	4814,37	4858,96	4760,98	4859,48	4901,56	4643,95	4646,34
	Jungties perkrovos viso (val)	7867	7917	7888	7955	7994	7735	7850
LT-SE04	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-2393,38	-2077,19	-2149,56	-2159,39	-2000,33	-2514,35	-2431,51
	Jungties perkrovos viso (val)	5954	5808	5837	5763	5839	6047	6000
BAL-FI	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-4217,51	-3962,18	-4020,19	-4135,6	-3975,3	-4449,36	-4434,98

	Jungties perkrovos viso (val)	6189	5924	5723	6017	5959	6210	5992
BAL-PL	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	4622,76	4682,9	4594,52	4674,89	4731,91	4454,61	4462,02
	Jungties perkrovos viso (val)	7899	7922	7971	7889	7985	7843	7866
BAL-SE04	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-1864,98	-1488,92	-1661,09	-1598,05	-1492,46	-1986,01	-1908,95
	Jungties perkrovos viso (val)	6157	6070	6169	6124	6124	6279	6305

Vertinant bendrus 2025 metų modeliavimų rezultatus 4-oje lentelėje verta atkreipti dėmesį į susiformuojančias žemesnes, nei susiformavusios 2024 metais, elektros kainas. Tai gali lemti kelios priežastys:

- Tarpsisteminių jungčių pralaidumai: modelyje buvo naudojamos didžiausios esamų pralaidumų vertės, daryta prielaida, jog visi jungčių pajėgumai yra skiriami elektros prekybai rinkoje, todėl jungčių ribojimų netaikymas lemia, jog yra galimybė importuoti iš pigesnių zonų (kaip Suomijos ar Švedijos 4-osios zonos) elektros energiją. Realioji situacija, jog jungtys yra ribojamos dėl vidinių šalių pralaidumų sumažinimų dėl remontų ar kitų atsijungimų, ar kitų išorinių veiksnių (pvz. Suomijos – Estijos dalies tarpsisteminės jungties remontas ir vėliau praradimas 2024 m. pabaigoje [47]);
- Nevertinti 2024 klimatiniai metai: modeliuojant nebuvo prieinami duomenys apie 2024 klimatinį metų rezultatą, kas galėjo lemti, jog vertintais metais buvo tinkamesnės sąlygos veikti pigiems generatoriams – saulės ir vėjo elektrinėms ar hidroelektrinėms;
- Vertinime naudotos kuro kainos yra mažesnės, nei realiai susiformavusios rinkoje kuro kainos.

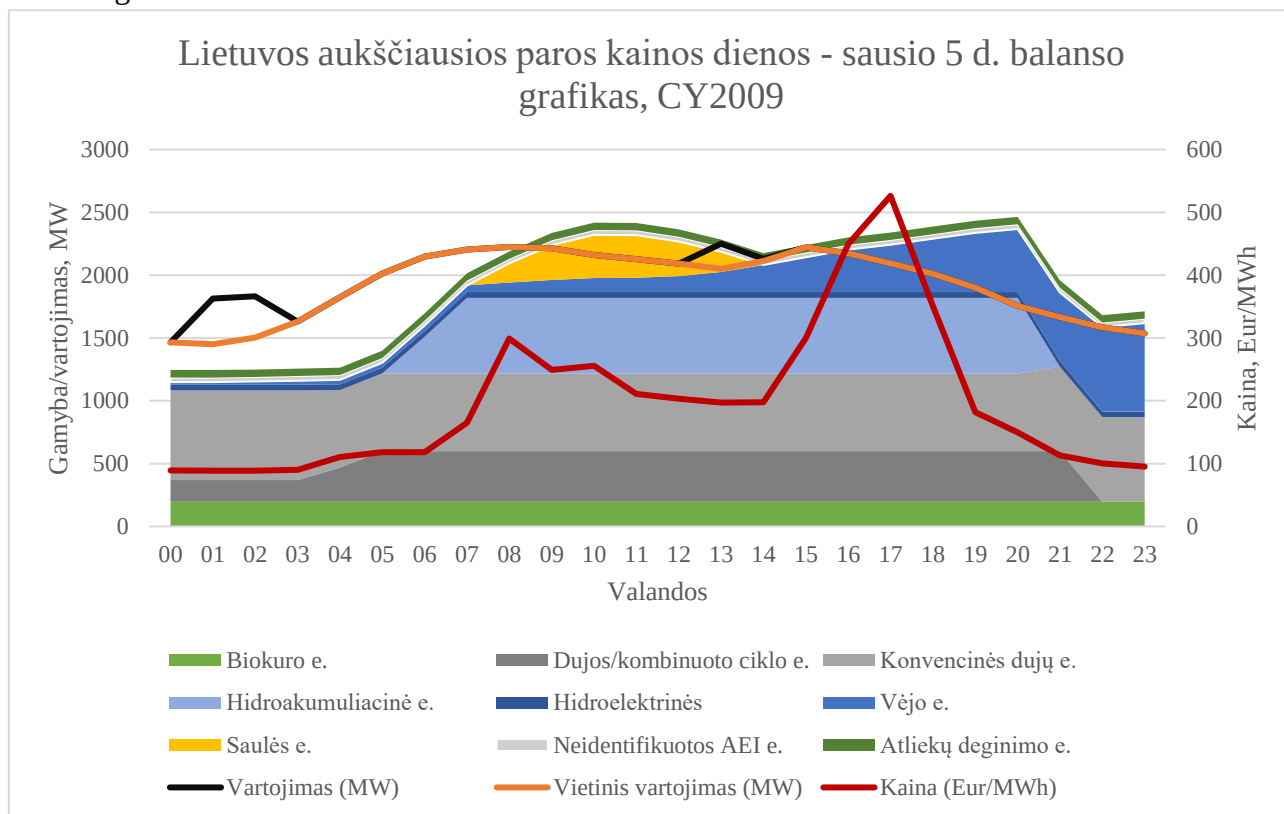
Palyginus atskirų zonų ir sujungtos BAL zonos 2025 metų bazinio modeliavimo bendrus rezultatus matyti, kad bendroje zonoje elektros kainos yra artimesnės vidurkiui ir mažiau svyruoja tarp šalių, lyginant su atskirų zonų rezultatais. BAL zonos atveju matomi ir mažesni eksportų/importų disbalansai bei efektyvesnis generacijos ir vartojimo balansas.

Lyginant srautus atskirų zonų ir BAL zonos atveju matoma, jog BAL konfigūracija leidžia efektyviau paskirstyti importą ir eksportą tarp šalių – ypač matomas pokytis jungtyse su Suomija ir Lenkija. Nors perkrovų valandų skaičius kai kuriose jungtyse išauga, tai gali būti siejama su išaugusiu srautu, kurį sistema efektyviau paskirsto. Bendra BAL zona padeda sumažinti disbalansą tarp šalių ir geriau išnaudoja tarpsisteminių jungčių pajėgumus.

Toliau atliekamas klimatinį metų vertinimas, kai susidaro žemiausios ir aukščiausios paros elektros energijos kainos.

3.1.1. 2025 m. aukščiausios valandinės kainos Lietuvoje vertinimas

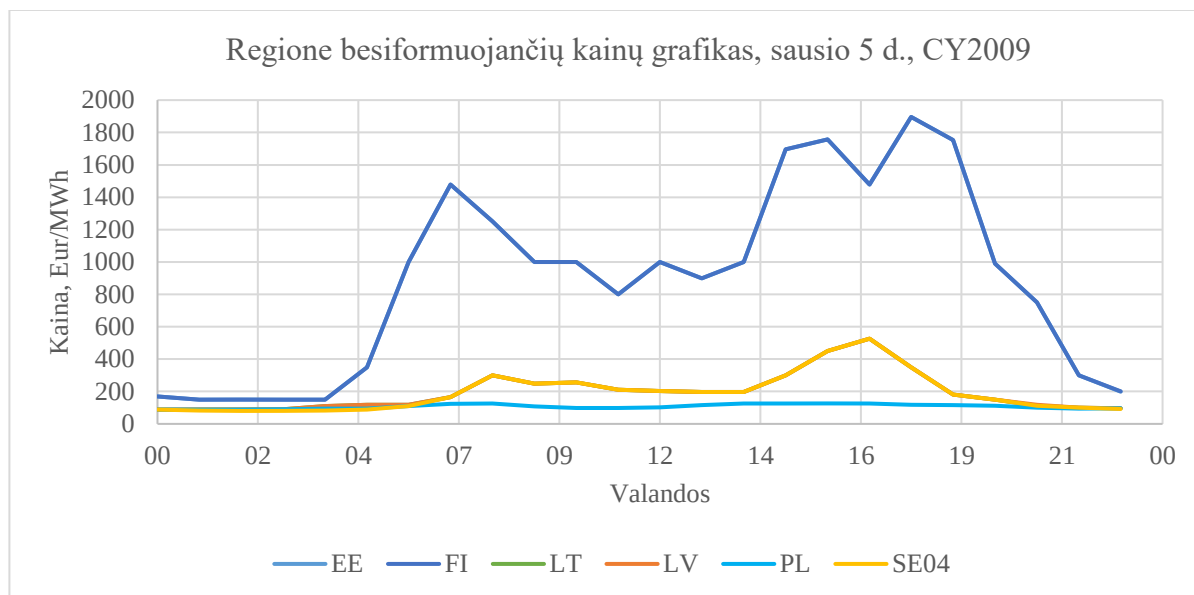
Lietuvoje aukščiausia valandinė elektros energijos kaina susidarė vertinant 2009 klimatinius metus – 2025 m. sausio 5 d. 17 val. – 526,24 Eur/MWh. Šią dieną susidarė ir antras didžiausias skirtumas tarp paros valandinių kainų – minimali šios paros elektros kaina siekia 88,69 Eur/MWh (1 ir 2 paros valandomis), kainų skirtumas siekia 437,55 Eur/MWh, bei susidaro didžiausia vidutinė paros kaina – 197,8 Eur/MWh. Ši diena toliau nagrinėjama išsamiau, 6 paveikslėlyje pateikiamas dienos balanso grafikas.



6 pav. 2025 m. Lietuvos balanso grafikas – sausio 5 d. CY2009

6 pav. galima stebėti, jog aukščiausia paros kaina susidaro pikinę – 17 val., elektros kainos kritimas stebimas nuo 18 val. augant vėjo elektrinių generacijai (nuo 18 iki 23 val. vėjo elektrinių vidutinė generacija siekia 552 MWh), tačiau kaina išlieka apie 100 Eur/MWh. Sausio 5 d. Lietuvoje elektros energijos poreikiui patenkinti elektros energija yra importuojama iš aplinkinių zonų – iš Latvijos importas visą dieną vidutiniškai siekia 817 MW/h, iš Švedijos importas stebimas iki 8 val. – vidutiniškai 560 MW/h, iš Lenkijos importuojama elektros energija nuo paros pradžios iki 23 val. – vidutiniškai 691 MW/h. Susidarius elektros energijos gamybos pertekliui nuo 8 val. iki paros pabaigos stebimas eksportas į Švediją (vidutiniškai 70 MW/h su maksimalia eksporto verte 23 val. – 700 MW/h). Importo ir eksporto srautus šią dieną lemia besiformuojančios kainos aplinkinėse zonose – Lenkijoje vidutinė paros kaina siekia 107 Eur/MWh, Švedijoje – 193,9 Eur/MWh, tuo tarpu Latvijoje kaina siekia 198 Eur/MWh, o Estijoje, dėl veikiančių skalūnų elektrinių, pasiekto maksimalaus importo iš Latvijos srauto (importas visą parą siekia 950 MW/h) ir besiformuojančios aukštos kainos Suomijoje (vidutiniškai 890 Eur/MWh per parą) kaina siekia 890,53 Eur/MWh. Kadangi visa sistema veikia vieningai, galima teigti, jog aukščiausią metinę elektros kainą Lietuvoje ir visame regione lemia besiformuojančios aukštos kainos Estijoje ir Suomijoje – šiose šalyse energijos poreikį tenkina veikiančios skalūninės elektrinės, ir nepakankami pralaidumai importui iš

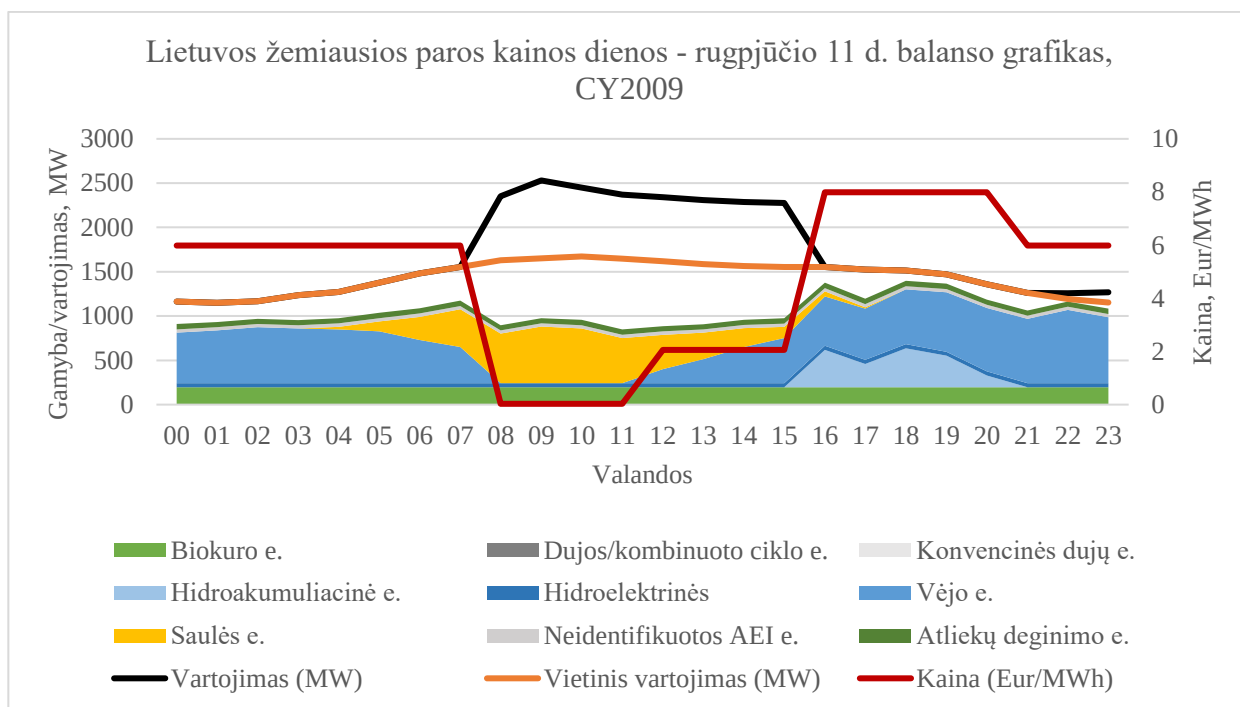
pigesnių zonų (konkrečiu pateikiamu atveju – importas iš Lenkijos). Vidutinių valandinių kainų, sausio 5 d. besiformuojančių Lietuvoje, Latvijoje, Estijoje, Švedijoje, Suomijoje ir Lenkijoje kainos pateikiamos 7 pav.



7 pav. 2025 m. sausio 5 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2009

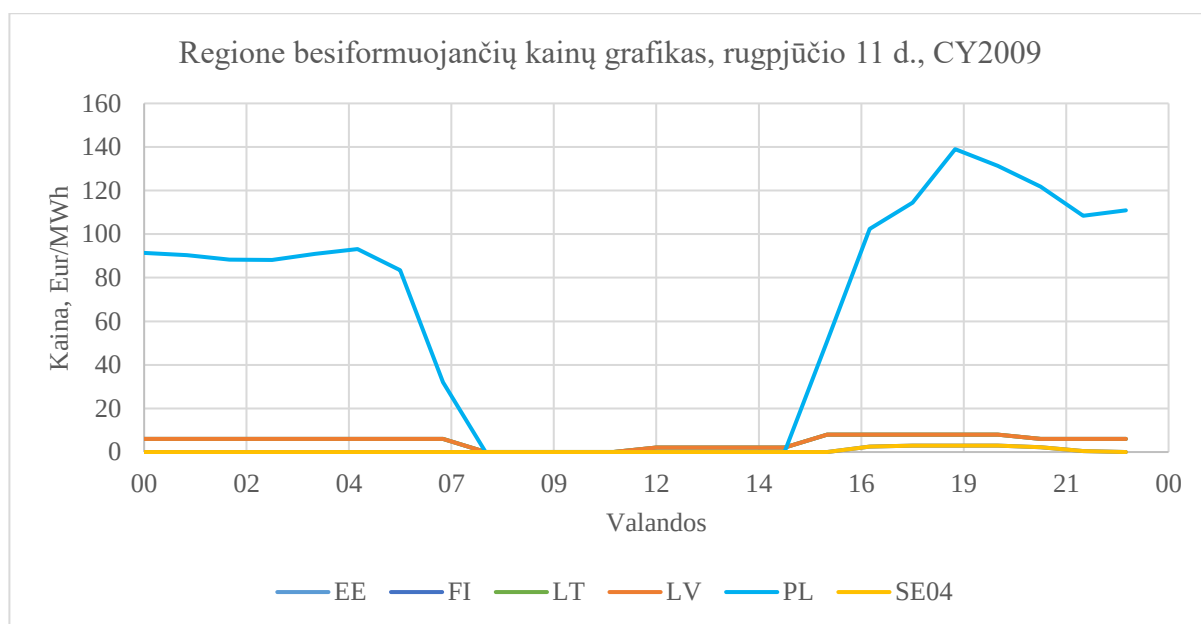
3.1.2. 2025 m. žemiausios vidutinės kainos dienos Lietuvoje vertinimas

Lietuvoje žemiausia vidutinė paros elektros energijos kaina vertinant 2009 klimatinius metus susidarė 2025 m. rugpjūčio 11 d. – 4,76 Eur/MWh. Šios dienos aukščiausia valandinė kaina pasiekta 16-20 val. – 7,99 Eur/MWh, žemiausia valandinė kaina pasiekta 8-11 val. – 0,03 Eur/MWh. Ši diena toliau nagrinėjama išsamiau, 8 Pav. pateikiamas Lietuvos dienos balanso grafikas.



8 pav. 2025 m. Lietuvos balanso grafikas – rugpjūčio 11 d. CY2009

Rugpjūčio 11 d. Lietuvoje elektros energijos poreikiui patenkinti elektros energija yra importuojama iš aplinkinių zonų – iš Švedijos importas visą dieną vidutiniškai siekia 700 MW/h (maksimalus galimas importas), iš Lenkijos importas stebimas nuo 8 iki 15 val. – vidutiniškai 700 MW/h (maksimalus galimas importas), iš Latvijos importuojama elektros energija nuo paros pradžios iki 12 val. ir nuo 16 val iki paros pabaigos – vidutiniškai 191 MW/h. Eksportuojama elektros energija į Latviją – nuo 13 iki 15 val., vidutinis eksporto srautas – 57 MW/h ir į Lenkiją – nuo paros pradžios iki 7 val. ir nuo 16 val iki paros pabaigos – 700 MW/h (maksimalus galimas eksportas). Importo ir eksporto srautus šią dieną lemia besiformuojančios kainos aplinkinėse zonose – Lenkijoje vidutinė paros kaina siekia 64 Eur/MWh, Švedijoje – 0,58 Eur/MWh, tuo tarpu Latvijoje kaina siekia 4,75 Eur/MWh, o Estijoje – 4,74 Eur/MWh, Suomijoje – 0,57 Eur/MWh. Žemiausią metinę vidutinę paros kainą šiuo atveju lemia besiformuojančios žemos elektros energijos kainos Švedijoje ir Suomijoje, o pasiekti analogiškas vertes, kaip šiose šalyse neleidžia riboti jungčių pajėgumai – kaip jau minėta, visą parą iš Švedijos į Lietuvą stebimas didžiausias galimas eksportas – 700 MW/h, analogiška situacija susiklosto ir Suomijos – Estijos atveju, kai vidutinis importas į Estiją siekia 1012 MW/h, maksimaliai esamą jungtį išnaudojant 22 val. šią parą. Rugpjūčio 11 d. stebimas eksportas iš Estijos į Latviją – vidutiniškai 610 MW/h, bei eksportas iš Latvijos į Lietuvą – vidutiniškai 191 MW/h. Dėl šios priežasties Baltijos šalių kainos aptariamą dieną yra artimos – skirtumas tarp šalių kainų siekia 0,01 Eur/MWh. Vidutinių valandinių kainų, rugpjūčio 11 d. besiformuojančių Lietuvoje, Latvijoje, Estijoje, Švedijoje, Suomijoje ir Lenkijoje kainos pateikiamos 9 pav.

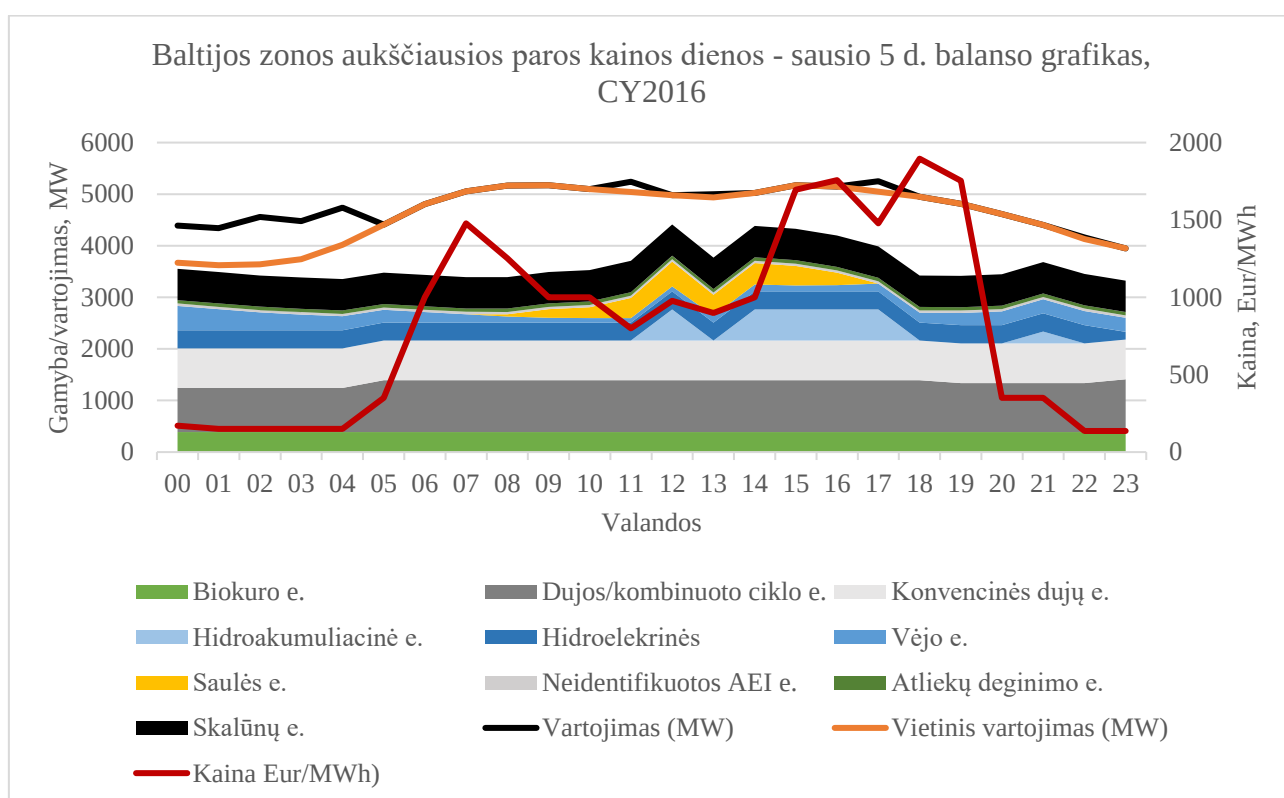


9 pav. 2025 m. rugpjūčio 11 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2009

Formuojantis žemiausiai elektros kainai stebime ir sumažėjusius srautus tarp Baltijos šalių bei mažus kainų skirtumus, formuojantis aukščiausiai elektros kainai stebime išaugusius srautus bei maksimaliai išnaudojamas vidinius Baltijos šalių pralaidumus, kurie lemia, jog kainos tarp Baltijos tampa nehomogeniškos. Analizuojant 2025 m. (CY 2009) svarbu atkreipti dėmesį, jog siekiant Baltijos šalių elektros prekybos zonos sujungimo aplinkiniuose regionuose formuojantis aukštoms elektros energijos kainoms gali susiformuoti aukštesnė elektros energijos kaina bendroje zonoje, nei susiformuoja atskirose šalyse. Šis teiginys toliau tikrinamas analizuojant sujungtos Baltijos šalių elektros kainų zonos atveju.

3.1.3. 2025 m. aukščiausių valandinių kainų Baltijos zonoje vertinimas

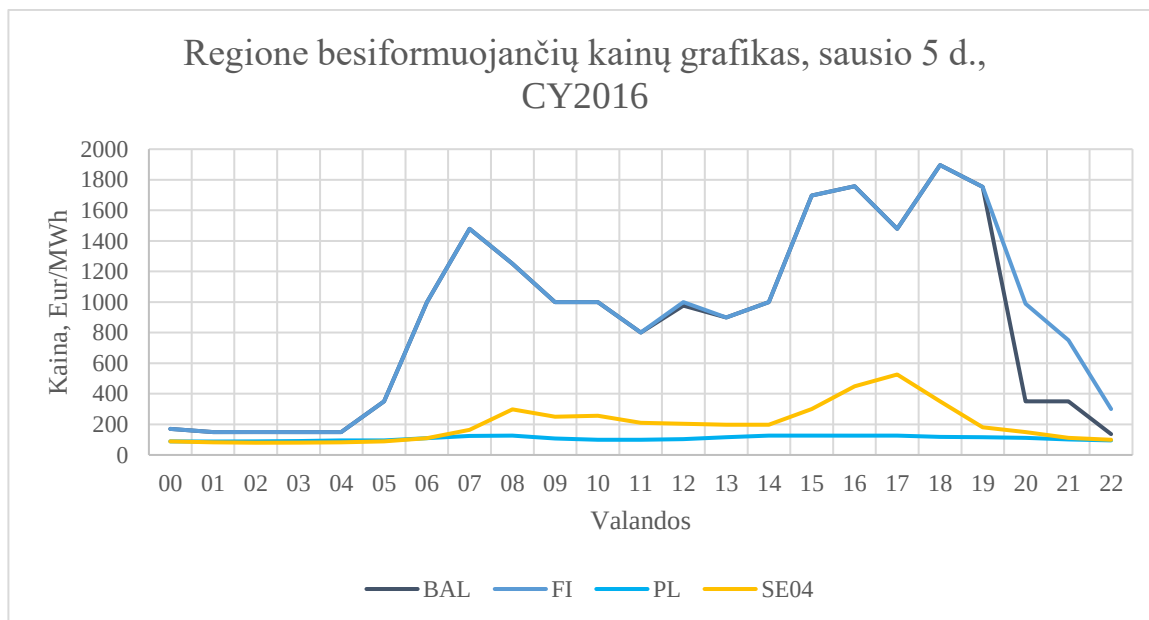
Bendroje Baltijos zonoje (toliau – BAL) aukščiausia valandinė elektros energijos kaina susidarė vertinant 2016 klimatinius metus – 2025 m. sausio 5 d. 18 val. – 1895,99 Eur/MWh. Šią dieną susidarė ir didžiausias skirtumas tarp paros valandinių kainų – minimali šios paros elektros kaina siekia 136,39 Eur/MWh (22 ir 23 paros valandomis), kainų skirtumas siekia 1759,6 Eur/MWh, bei didžiausia vidutinė paros kaina – 836,78 Eur/MWh. Palyginimui – nagrinėjant 2016 klimatinius metus antra pagal dydį valandinė kaina yra pasiekama lapkričio 7 d. 17 val. – kaina siekia 472,57 Eur/MWh, minimali šios paros kaina pasiekama 1 valandą, kaina siekia 13,5 Eur/MWh (vidutinė paros kaina – 124,17 Eur/MWh, skirtumas tarp didžiausios ir mažiausios paros kainos – 459,07 Eur). Šios dienos toliau nagrinėjamos išsamiau, 10 pav. pateikiamas sausio 5 dienos balanso grafikas. 12 pav. – lapkričio 7 d. balanso grafikas. Siekiant parodyti informatyvesnius balanso grafikus to pačio tipo elektrinių duomenys (saulės, vėjo, atliekų deginimo ir t.t.) yra suagreguojami.



10 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – sausio 5 d. CY2016

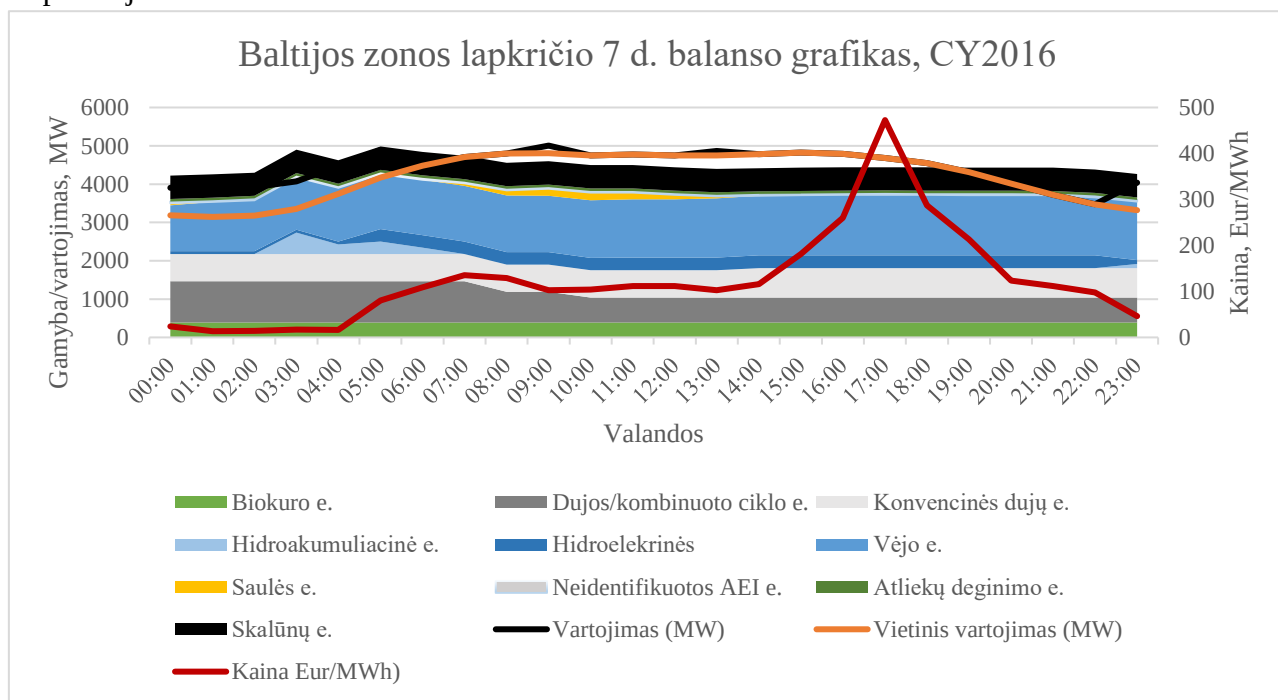
10 pav. galima stebėti, jog 18 val., kai formuojasi aukščiausia valandinė paros kaina, generuoja dujų (konvencinės ir kombinuoto ciklo) bei skalūnų elektrinės, tačiau negalima teigti, jog šių elektrinių darbas lemia aukštą elektros energijos kainą – visą parą elektrinės dirba stabiliu režimu. Elektros kainos kritimas stebimas nuo 20 val., tačiau generacija iš esmės nepasikeičia. Sausio 5 d. Baltijos šalių elektros energijos poreikiui patenkinti elektros energija yra importuojama iš aplinkinių zonų – iš Švedijos importas stebimas visą dieną – vidutiniškai 700 MW/h (maksimalus pralaidumų išnaudojimas), iš Lenkijos importuojama elektros energija taip pat visą parą vidutiniškai 700 MW/h (maksimalus pralaidumų išnaudojimas). Elektros energija yra eksportuojama į Suomiją, vidutinis eksporto kiekis siekia 649 MW/h, pralaidumas yra maksimaliai išnaudojamas 12 val., bei nuo 20 val iki paros pabaigos (1016 MW/h). Importo ir eksporto srautus šią dieną lemia besiformuojančios kainos aplinkinėse zonose – Lenkijoje vidutinė paros kaina siekia 107 Eur/MWh, Švedijoje – 193,9

Eur/MWh, tuo Suomijoje vidutinė paros kaina siekia 890 Eur/MWh. Kadangi visa sistema veikia vieningai, galima teigti, jog aukščiausią metinę elektros kainą Baltijos šalyse, kaip ir atskirų zonų atveju, lemia besiformuojančios aukštos kainos Suomijoje, dėl žemos AEI generacijos veikiančios skalūninės ir dujų elektrinės ir nepakankami pralaidumai importui iš pigesnių zonų (Švedijos ir Lenkijos). Vidutinių valandinių kainų, sausio 5 d. besiformuojančių Baltijos zonoje, Švedijoje, Suomijoje ir Lenkijoje kainos pateikiamos 11 pav.



11 pav. 2025 m. sausio 5 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016

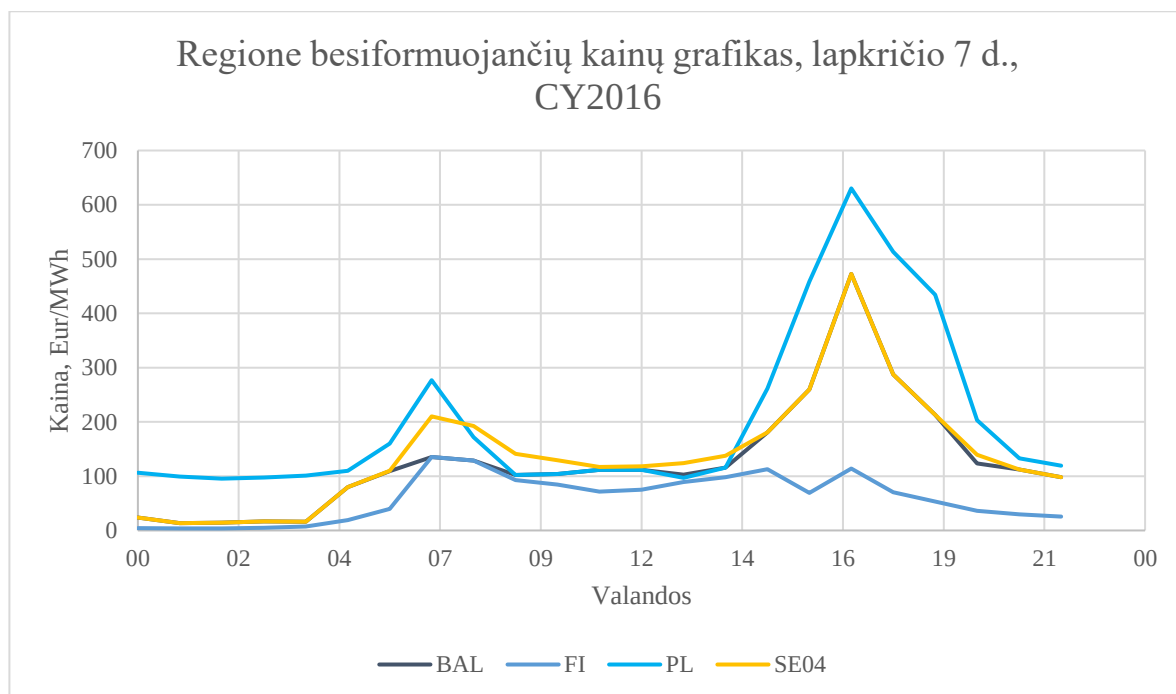
12 pav. galima stebėti, jog lapkričio 7 d. 17 val., kai formuojasi aukščiausia valandinė paros kaina, daugiausia elektros energijos generuoja vėjo (35 proc. nuo bendros elektros generacijos), nuo paros pradžios iki 7 val. elektros energija yra eksportuojama, likusias paros valandas elektros energija yra importuojama.



12 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – lapkričio 7 d. CY2016

Lapkričio 7 d. Baltijos šalių poreikiui patenkinti elektros energija nuo paros pradžios iki 11 val. ir nuo 15 val. iki paros pabaigos yra importuojama iš Lenkijos – maksimalus srautas stebimas 18 paros valandų, elektros energija taip pat importuojama iš Švedijos – nuo 6 iki 22 valandos, vidutiniškai 539 MW/h, maksimalus importo srautas stebimas 9 paros valandas. Elektros energija yra eksportuojama į Suomiją visas paros valandas, vidutinis srautas siekia 974 MW/h, maksimalus jungties išnaudojimas stebimas 22 paros valandas.

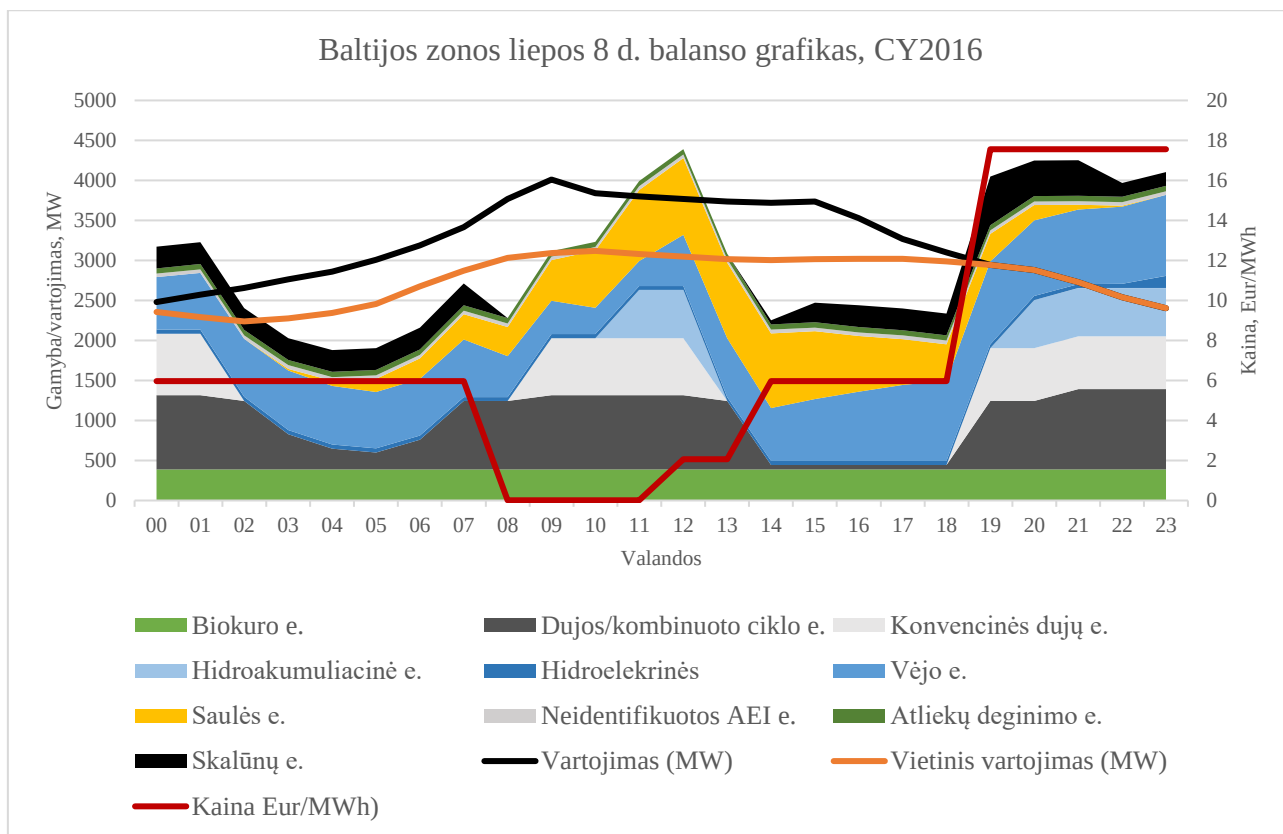
Iš elektros energijos srautų per Baltijos šalis galime teigti, jog vidutinę kainą Baltijos zonoje formuoja ne šalyje veikiantys generatoriai, o besiformuojančios kainos kitose zonose – vidutinė Lapkričio 7 d. kaina Švedijoje siekia 135,57 Eur/MWh, Lenkijoje – 196,86 Eur/MWh, o Suomijoje – 57,64 Eur/MWh. Besiformuojant aukštesnėms elektros kainoms Švedijoje ir Lenkijoje importuojama pigesnė elektros energija visą parą per esamas jungtis su Suomija, tačiau tam, jog kainos išsilygintų, reikėtų didinti esamą pralaidumą su šia šalimi siekiant žemesnės elektros energijos kainos bendroje Baltijos zonoje. Pav. 13 pateikiamas vidutinių valandinių kainų, lapkričio 7 d. besiformuojančių Baltijos zonoje, Švedijoje, Suomijoje ir Lenkijoje grafikas.



13 pav. 2025 m. lapkričio 7 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016

3.1.4. 2025 m. žemiausios vidutinės kainos dienos Baltijos zonoje vertinimas

Baltijos elektros prekybos zonoje žemiausia vidutinė paros elektros energijos kaina vertinant 2016 klimatinius metus susidarė 2025 m. liepos 8 d. –7,07 Eur/MWh. Šios dienos aukščiausia valandinė kaina pasiekta 19-23 val. – 17,56 Eur/MWh, žemiausia valandinė kaina pasiekta 10-11 val. – 0,01 Eur/MWh. Ši diena toliau nagrinėjama išsamiau, 14 Pav. pateikiamas dienos balanso grafikas.

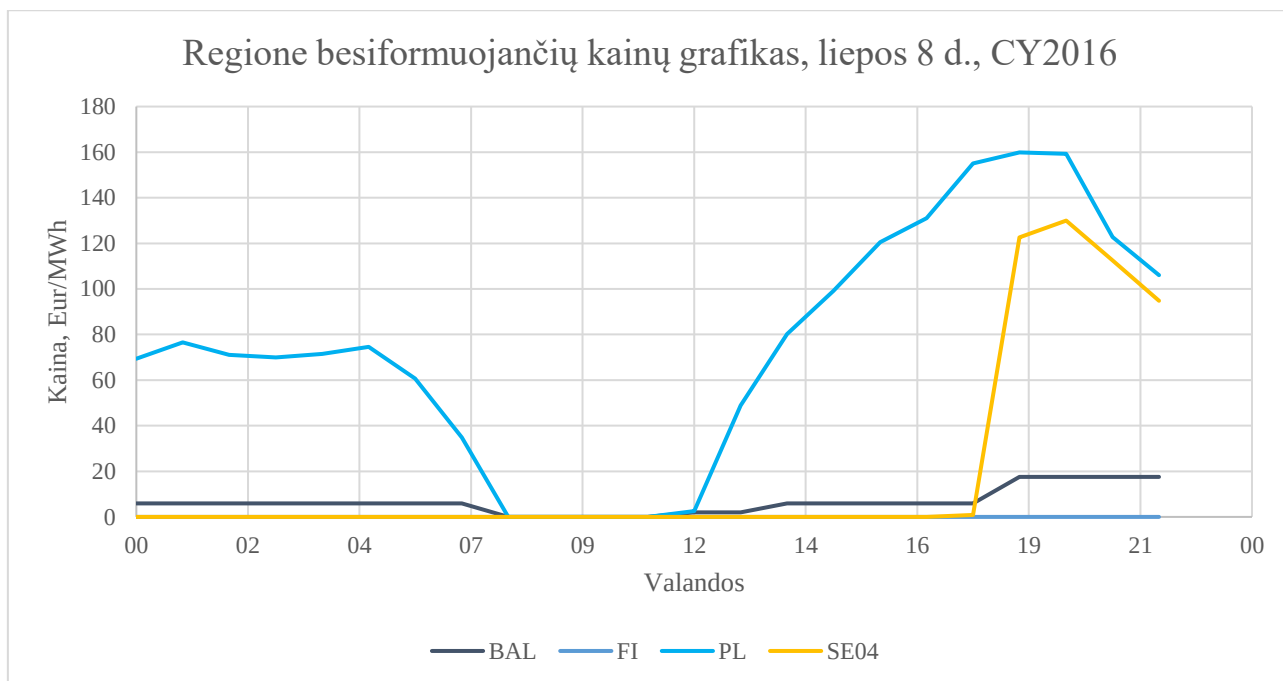


14 pav. 2025 m. Baltijos zonos balanso grafikas – liepos 8 d. CY2016

Elektros energijos eksportas stebimas pirmąsias dvi paros valandas, vidurdienį (11-13 val.) ir nuo 19 val iki paros pabaigos. Kitas paros valandas yra stebimas importas iš aplinkinių regionų:

- Elektros energija importuojama iš Suomijos – visą parą išnaudojamas maksimalus jungties išnaudojimas 1016 MW/h.
- Elektros energija importuojama iš Lenkijos nuo 8 iki 11 valandos, vidutinis importo srautas – 696 MW/h, tris valandas stebimas maksimalus jungties išnaudojimas – 700 MW/h.
- Elektros energija importuojama iš Švedijos – nuo paros pradžios iki 18 val., vidutiniškai 674 MW/h, maksimaliai jungtis išnaudojama 16 valandų.
- Elektros energija eksportuojama į Lenkiją likusias paros valandas, nuo paros pradžios iki 7 valandos ir nuo 12 valandos iki paros pabaigos, 20 valandų stebimas maksimalus eksporto srautas – 700 MW/h.
- Elektros energija eksportuojama į Švedijos 4-ąją zoną nuo 19 val. iki paros pabaigos, 5 valandas stebimas maksimalus eksporto srautas – 700 MW/h.

Vidutinė elektros kaina liepos 8 d. Lenkijoje – 75 Eur/MWh, Suomijoje – 0 Eur/MWh, Švedijos 4-ojoje zonoje – 22,51 Eur/MWh (nulinė kaina formuojasi nuo paros pradžios iki 17 val.). Dėl susiformavusio maksimalaus jungties išnaudojimo elektros kaina Baltijos zonoje yra aukštesnė nei Suomijoje, tačiau žemesnė nei Švedijoje ir Lenkijoje. Liepos 7 dieną regione besiformuojančių kainų kreivės pateikiamos 15 Pav.



15 pav. 2025 m. liepos 8 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016

Baltijos zonoje formuojantis žemiausiai vidutinei paros kainai visi srautai yra maksimaliai išnaudojami taip siekiant rinkų susiejimo tikslo – kuo panašesnių kainų tarp Europos šalių, tačiau tam, jog galėtume importuoti pigią elektros energiją iš aplinkinių zonų, turime didinti išorinių jungčių pralaidumus – esami pajėgumai yra maksimaliai išnaudojami tiek esant aukštoms, tiek žemoms kainoms aplinkinėse zonoje, kainas Baltijos šalyse atskirai ir bendroje Baltijos zonoje labiausiai lemia ne vietinės generacijos, o aplinkinėse zonose besiformuojančios kainos.

3.2. Baltijos šalių modeliavimo rezultatai – 2030 m. vertinimas

8 Lentelė. 2030 m. modeliavimo rezultatai

Bendri duomenys		CY 1988	CY 1989	CY 1995	CY 2000	CY 2008	CY 2009	CY 2016
Vartojimas (GWh)	LT	20020,85	19913,99	19999,98	19764,52	19785,56	19978,71	20010,81
	LV	8783,16	8575,75	8715,59	8568,9	8596,55	8739,41	8741,03
	EE	9943,4	9609,58	9834,89	9673,44	9654,96	9916,76	9906,57
	BAL	38764,32	38147,6	38541,04	38046,54	38072,68	38650,61	38707,8
Vietinis vartojimas (GWh)	LT	17557,81	17225,96	17505,47	17224,35	17261,36	17441,85	17494,24
	LV	8750,07	8542,88	8681,25	8535,06	8563,94	8703,78	8707,9
	EE	9943,4	9609,58	9834,89	9673,44	9654,96	9916,76	9906,57
	BAL	36251,27	35378,42	36022,03	35432,84	35480,26	36062,4	36108,71
Generacija (GWh)	LT	29417,54	30007,63	29783,3	29327,12	30527,35	26576,84	28478,87
	LV	12261,89	12168	12209,13	12286,15	12300,19	12635,35	12409,61
	EE	9261,74	9405,63	9513,67	9061,97	9383,12	8311,73	8863,64
	BAL	52058,82	52725,62	52425,11	51968,32	53270,47	48857,25	51051,62
	LT	9396,68	10093,64	9783,32	9562,6	10741,8	6598,13	8468,06

Eksportas/importas (GWh)	LV	3478,72	3592,26	3493,54	3717,25	3703,64	3895,94	3668,59
	EE	-681,66	-203,95	-321,23	-611,47	-271,84	-1605,03	-1042,92
	BAL	13294,5	14578,02	13884,07	13921,78	15197,79	10206,64	12343,82
Nepatiekta energija (GWh)	LT	0	0	0	0	0	0	0
	LV	0	0	0	0	0	0	0
	EE	0	0	0	0	0	0	0
	BAL	0	0	0	0	0	0	0
Apribota gamyba (MW)	LT	4886,01	4511,71	4911,19	4403,86	4666,41	5229,89	3754,72
	LV	1121,5	1035,53	1165,32	995,14	1071,19	1095,19	870,36
	EE	1337,63	1289,54	1370,98	1203,47	1297,09	1403,74	1041,27
	BAL	7231,84	6704,69	7272,95	6532,98	6906,27	7580,17	5567,46
Kaina (€/MWh)	LT	22,88	20,73	21,72	25,01	19,79	35,47	27,81
	LV	22,81	20,36	21,31	24,38	19,32	34,89	27,54
	EE	27,93	25,12	26,05	29,52	25,12	39,62	33,6
	BAL	22,65	20,6	21,3	24,18	19,97	34,85	27,38
Kitų šalių kaina (€/MWh)	FI	39,98						
	PL	54,85						
	SE04	50,08						
TYNDP NT+ 2030 kaina (€/MWh)	LT	42,15						
	LV	49,16						
	EE	52,41						

7 Lentelė. 2030 m. modeliavimo rezultatai – tarpsisteminiai srautai

Srautai		CY 1988	CY 1989	CY 1995	CY 2000	CY 2008	CY 2009	CY 2016
EE-FI	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	3059	3602	3443	3118	3765	876	2311
	Jungties perkrovos viso (val)	5338	5428	5551	5234	5290	5002	5045
EE-LV	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	-3741	-3806	-3765	-3729	-4037	-2481	-3354
	Jungties perkrovos viso (val)	3037	3129	3185	3183	3347	2995	3245
LT-LV	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	262	213	271	12	334	-1415	-315
	Jungties perkrovos viso (val)	356	491	483	468	490	644	408
LT-PL	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	6969	7446	7103	7210	7538	7048	6948

	Jungties perkrovos viso (val)	7390	7574	7592	7462	7558	7086	7283
LT-SE04	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	2166	2434	2409	2340	2870	965	1835
	Jungties perkrovos viso (val)	7435	7222	7305	7221	7357	7113	7222
BAL-FI	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	3853	4367	4151	4029	4529	1696	3178
	Jungties perkrovos viso (val)	7352	7431	7482	7406	7492	7076	7320
BAL-PL	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	7082	7492	7128	7308	7576	7158	7123
	Jungties perkrovos viso (val)	7616	7778	7765	7633	7735	7287	7521
BAL-SE04	Balansas (Eksportas/Importas) (GWh)	2359	2719	2605	2584	3093	1353	2042
	Jungties perkrovos viso (val)	7486	7358	7432	7412	7480	7147	7289

Lyginant 2025 ir 2030 m. rezultatus pagrindiniai pastebimi skirtumai:

- Sumažėjusi vidutinė metinė elektros kaina Baltijos šalyse ir bendroje zonoje – tai lemia išaugęs jungties su Lenkija pralaidumas, sumažėjusi vidutinė metinė elektros energijos kaina Lenkijoje, Suomijoje ir Švedijos 4-ojoje zonoje, taip pat išaugę AEI generatorių pajėgumai, atsiradę nauji generatoriai – jūrinio vėjo elektrinės visose Baltijos šalyse;
- Galimus kainų skirtumus tarp TYNDP NT+ 2030 metų scenarijaus ir gautų rezultatų taip pat lemia tarpsisteminių jungčių išnaudojimas, nes TYNDP 2030 scenarijuose tarpsisteminės jungtys modeliuojamos su ribojimais, nors ir išplėstos (Lenkijos – Lietuvos tarpsisteminės jungties atveju).
- Pasikeitė srautų kryptis – Estija tampa eksportuojančia šalimi į Suomiją (2025 m. atveju visais scenarijais Estija buvo importuojanti šalis), to priežastis yra kartu pasikeitęs srautas su Latvija, Estija visais klimatiniais metais importuoja elektros energiją iš Latvijos. Pasikeitė ir Latvijos bei Lietuvos situacija – buvusi importuojanti iš Latvijos šalimi Lietuva tampa eksportuojančia, išskyrus 2009 ir 2016 klimatinių metų vertinimą. Išauga eksportuojamos elektros energijos kiekis į Lenkiją (vidutiniškai 50 proc.), jungties su Lenkija maksimalus išnaudojimas sumažėja 6 proc., tam įtakos turi išaugęs pralaidumas (nuo 700 iki 1400 MW). Lietuva tampa eksportuojančia šalimi į Švediją.
- Vertinant sujungtą Baltijos zoną stebimi analogiški pokyčiai – Baltijos zona yra eksportuojanti į visas aplinkines kainų zonas.

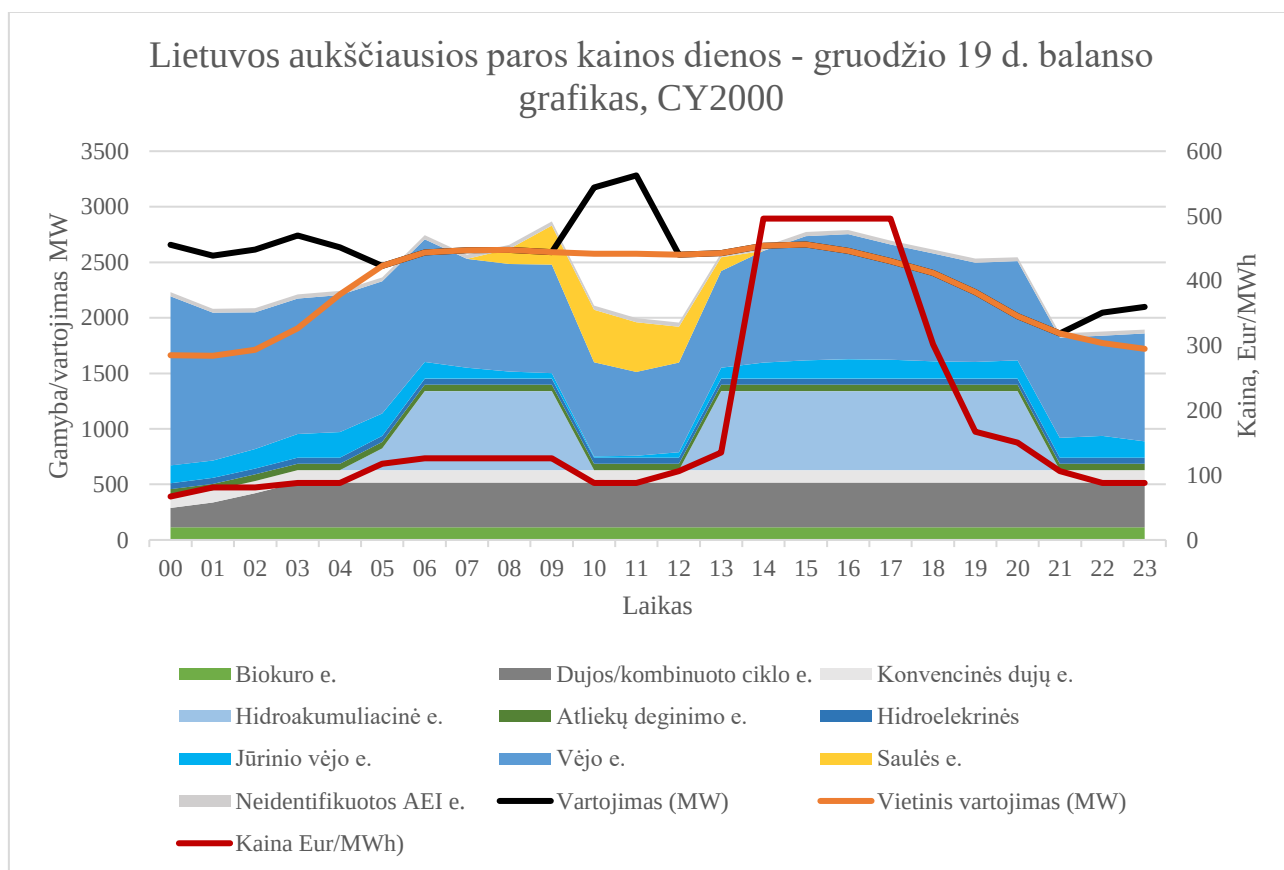
Lyginant atskiras zonas su sujungta BAL zona 2030 m., kainų, generacijos ir vartojimo rezultatai rodo labai artimas reikšmes, tačiau BAL konfigūracija užtikrina tolygesnį energijos srautų pasiskirstymą tarp šalių ir padeda sumažinti disbalansą tarp gamybos ir vartojimo. Tarpsisteminių srautų rezultatai rodo, kad BAL zona, kaip ir 2025 m. scenarijaus atveju, efektyviau išnaudoja jungtis su aplinkinėmis zonomis.

Toliau atliekamas klimatinų metų vertinimas, kai susidaro žemiausios ir aukščiausios elektros energijos kainos.

3.2.1. 2030 m. aukščiausios valandinės kainos Lietuvoje vertinimas

Lietuvoje aukščiausia valandinė elektros energijos kaina susidarė vertinant 2000, 2009 ir 2016 klimatinius metus – 2030 m. gruodžio 19 d. 14-17 val. – 496,01 Eur/MWh. Nors maksimali elektros energijos kainos vertė yra tokia pati vertinant šiuos klimatinius metus, didžiausia vidutinė gruodžio 19 d. kaina susiformuoja vertinant 2000 klimatinius metus – 180,34 Eur/MWh, todėl ši diena bus vertinama toliau. 2009 klimatiniais metais susiformavusi gruodžio 19 d. vidutinė paros elektros energijos kaina – 165,24 Eur/MWh, 2016 klimatiniais metais – 148,33 Eur/MWh.

Gruodžio 19 d. taip pat fiksuojamas ir didžiausias skirtumas tarp žemiausios ir aukščiausios valandinės elektros energijos kainos – žemiausia kainos vertė lygi 67,01 Eur/MWh, skirtumas lygus 429 Eur/MWh. 16 Pav. pateikiamas dienos balanso grafikas.



16 pav. 2030 m. Lietuvos balanso grafikas – gruodžio 19 d. CY2000

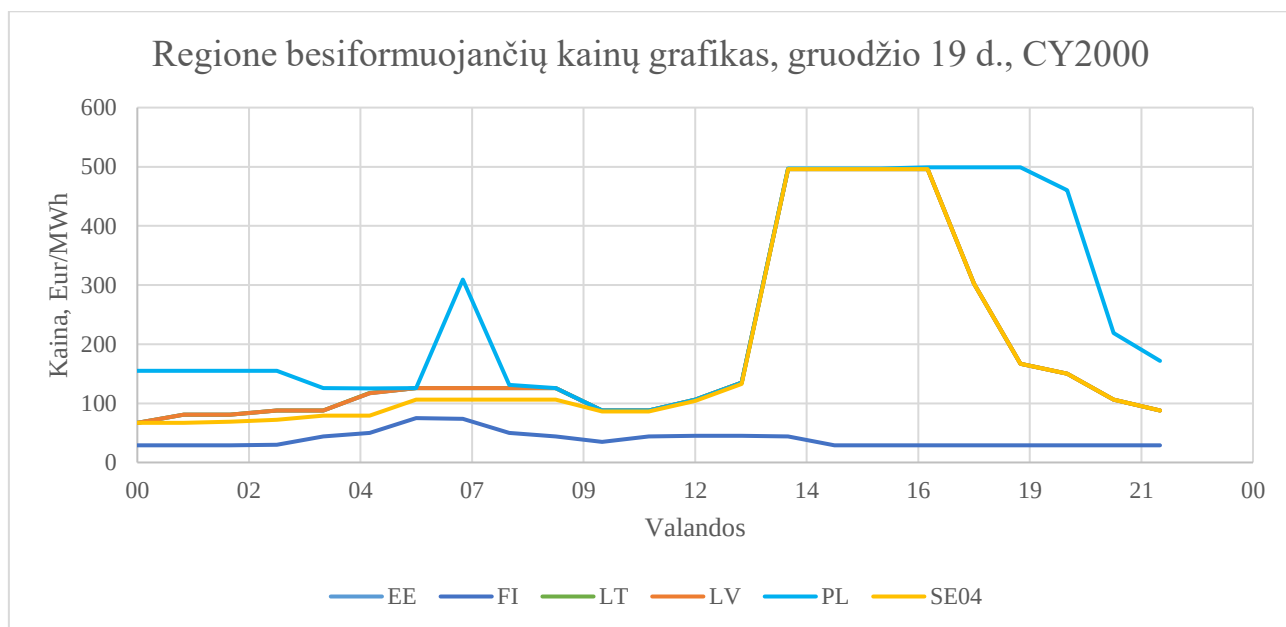
16 pav. pastebima, jog vietinė elektros generacija padengia vietinį suvartojimą 19 paros valandų, tačiau stebimos 8, 10-13 valandos, kai elektros energija yra importuojama. Aukščiausios kainos valandomis (14-17 val.) elektra yra eksportuojama, aukštesnę elektros kainą gali lemti baziniu režimu veikiančios dujų elektrinės, žema jūrinio vėjo, vėjo elektrinių generacija (paros vidutinė vertė – 139 MW/h). Trūkstamam elektros energijos poreikiui patenkinti elektros energija importuojama iš Latvijos – visą dieną vidutiniškai importuojama 602 MW/h, Lenkijos – importuojama 11 val. 321 MW/h, Švedijos – importuojama visą parą, vidutinis srautas – 667 MW/h, 19 valandų pasiekiant maksimalų importo srautą (700 MW/h). Elektros energija eksportuojama į Lenkiją – nuo paros

pradžios iki 9 val., vidutiniškai 1285 MW/h ir nuo 12 val. iki paros pabaigos – vidutiniškai 1297 MW/h, maksimalus galimas eksporto kiekis pasiekiamas 18 valandų per parą.

Importo ir eksporto srautus lemia aplinkinėse zonose besiformuojančios kainos – Lenkijoje vidutinė elektros kainos vertė – 248 Eur/MWh, Švedijos 4-ojoje zonoje – 173 Eur/MWh, Suomijoje – 39 Eur/MWh, Estijoje – 180 Eur/MWh, Latvijoje – 180 Eur/MWh. Estijos – Suomijos jungtis visą parą importui yra išnaudojama maksimaliai – 1016 MW/h, Estijos – Latvijos jungtis išnaudojama eksportui – 299 MW/h, Lietuvos – Latvijos jungtis išnaudojama importui – vidutiniškai 602 MW/h.

Iš srautų bei balanso grafiko galima teigti, jog Baltijos šalyse didžiausią metinę vidutinę paros kainą lemia besiformuojanti aukštesnė elektros energijos kaina Lenkijoje bei maksimaliai išnaudojama jungtis su Lenkija, ribotas Baltijos šalių pralaidumas su Švedijos 4-ąja zona bei Suomija – pigesnių kainų zonomis.

Vidutinių valandinių kainų, gruodžio 19 d. besiformuojančių Lietuvoje, Latvijoje, Estijoje, Švedijoje, Suomijoje ir Lenkijoje kainos pateikiamos 17 Pav.

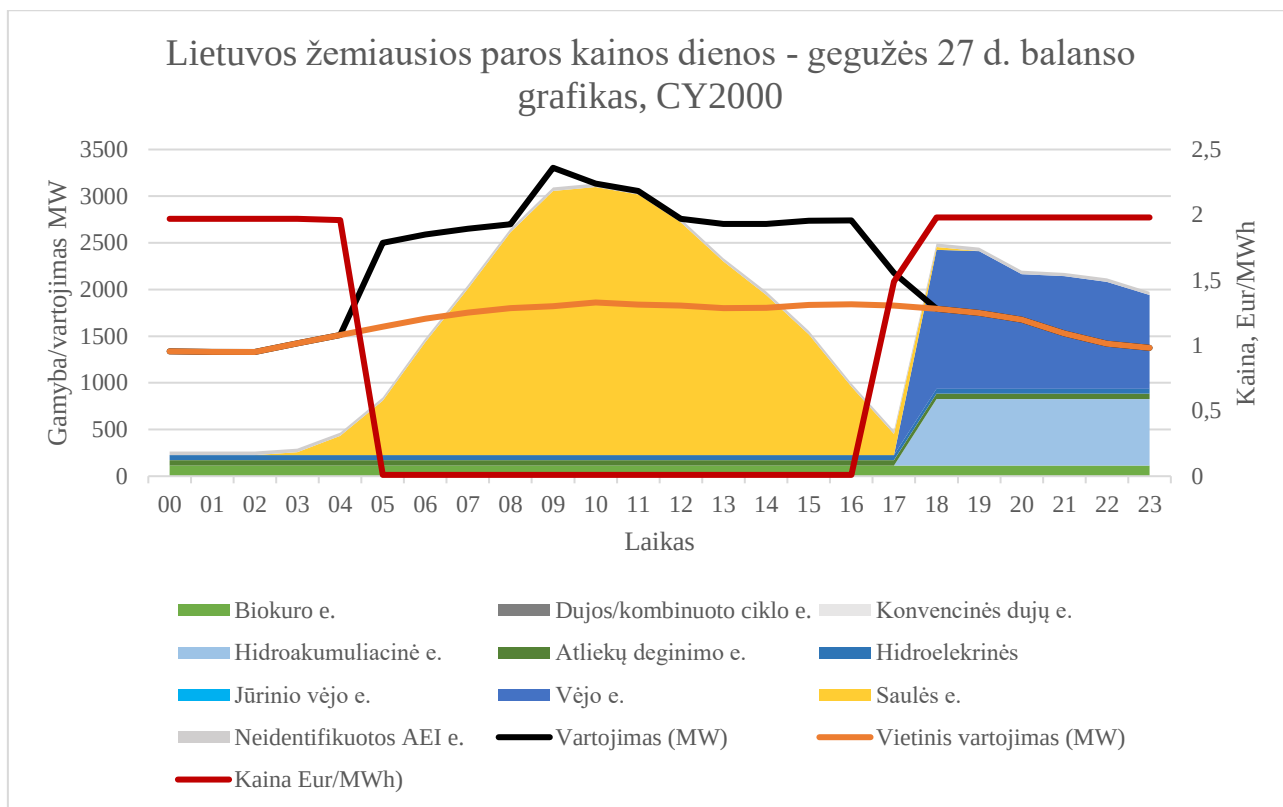


17 pav. 2030 m. gruodžio 19 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2000

3.2.2. 2030 m. žemiausios vidutinės dienos kainos Lietuvoje vertinimas

Lietuvoje žemiausia vidutinė paros elektros energijos kaina vertinant 2000 klimatinius metus susidarė 2030 m. gegužės 27 d. – 0,97 Eur/MWh. Šios dienos aukščiausia valandinė kaina pasiekta 19-23 val. – 1,98 Eur/MWh, žemiausia valandinė kaina pasiekta 5-16 val. – 0,01 Eur/MWh. Ši diena toliau nagrinėjama išsamiau, 18 Pav. pateikiamas dienos balanso grafikas.

18 Pav. pastebima, jog vietinė elektros generacija padengia vietinį suvartojimą 15 paros valandų, taip pat 15 valandų elektros energija yra eksportuojama į aplinkines zonas. Elektros energija yra importuojama nuo paros pradžios iki 6 valandos bei nuo 15 iki 18 valandos. Eksportuojama elektros energija yra dėl saulės (7-15 val) ir išaugusio vėjo (nuo 18 val. iki paros pabaigos) elektrinių generacijos pertekliaus.



18 pav. 2030 m. Lietuvos balanso grafikas – gegužės 27 d. CY2000

Trūkstamam elektros energijos poreikiui patenkinti elektros energija importuojama iš Lenkijos – importo srautai stebimi nuo paros pradžios iki 8 valandos bei nuo 14 iki 17 valandos, vidutinis elektros energijos importas siekia 1127 MW/h, jungtis maksimaliai importui išnaudojama 8 paros valandas. Elektros energija taip pat importuojama iš Švedijos 4-osios zonos – vidutiniškai 617 MW/h, maksimaliai jungtis importui išnaudojama 14 paros valandų.

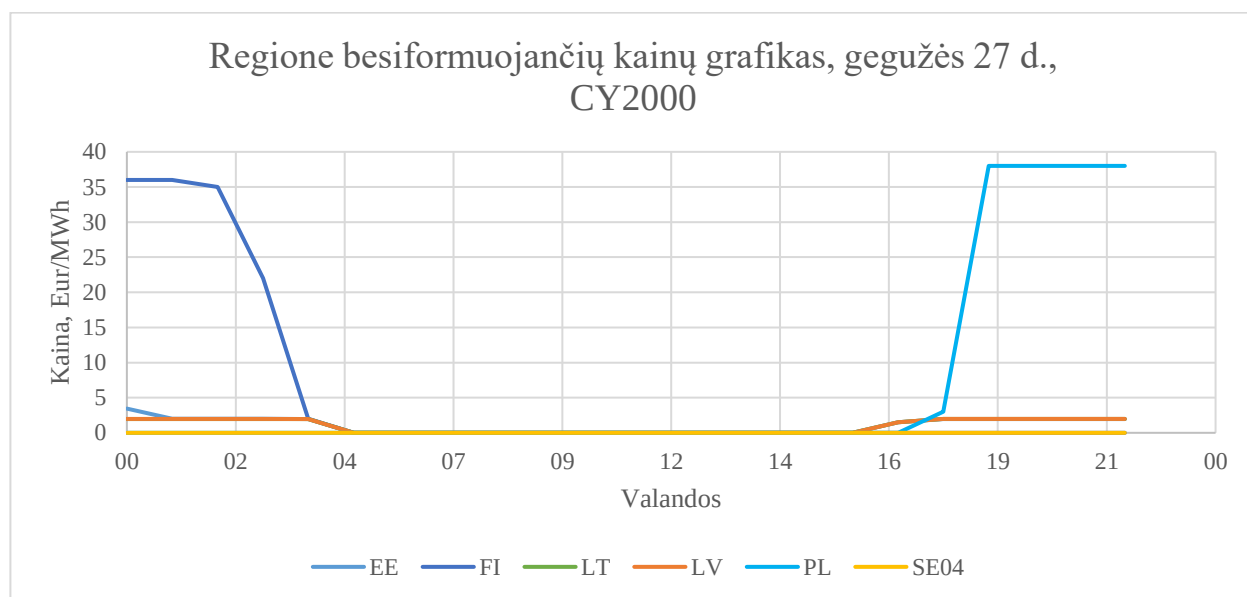
Elektros energija yra eksportuojama į Lenkiją nuo 18 val. iki paros pabaigos, vidutinis srautas lygus maksimaliam galimam – 1400 MW/h, taip pat į Latviją – nuo paros pradžios iki 4 valandos bei nuo 15-17 val., vidutinis eksporto kiekis – 259 MW/h.

Importo ir eksporto srautus lemia aplinkinėse zonose besiformuojančios kainos – Lenkijoje vidutinė elektros kainos vertė – 8 Eur/MWh, Švedijos 4-ojoje zonoje visą parą formuojasi nulinė vidutinė elektros kaina, Suomijoje – 5,45 Eur/MWh, Estijoje – 1,03 Eur/MWh, Latvijoje – 0,97 Eur/MWh. Estijos – Suomijos jungtis tiek importui, tiek eksportui – elektros energija importuojama nuo paros pradžios iki 4 valandos maksimaliu – 1016 MW/h srautu, importui jungtis išnaudojama likusias paros valandas, vidutiniškai 697 MW/h, maksimaliai jungtį išnaudojant 7 paros valandas. Estijos – Latvijos jungtis išnaudojama eksportui – vidutiniškai 210 MW/h 15 paros valandų ir importui – 493 MW/h 8 paros valandas. Lietuvos – Latvijos jungtis išnaudojama eksportui – vidutiniškai 249 MW/h.

Vidutinių valandinių kainų, gegužės 27 d. besiformuojančių Lietuvoje, Latvijoje, Estijoje, Švedijoje, Suomijoje ir Lenkijoje kainos pateikiamos 19 Pav.

Iš srautų bei balanso grafiko galima teigti, jog Baltijos šalyse mažiausią metinę vidutinę paros kainą lemia saulės ir vėjo elektrinių generacija bei žema šio tipo elektrinių generacijos kaina. Gegužės 27 dieną dėl susidarantios žemos elektros energijos kainos yra ribojami generatoriai – per parą maksimaliai ribota 5,8 GW, iš jų 4,48 GW - 89 proc. bendro vėjo ir 1,33 GW – 95 proc. bendro jūrinio

vėjo pajėgumų. Energijos kaupikliuose Lietuvoje įkauta 1,3 GWh elektros energijos – stebimas aukštas kaupiklių įkrovimo lygis dėl ankstesnėmis paromis taip pat susidariusių žemų elektros kainų.



19 pav. 2030 m. gegužės 27 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2000

Apribota elektros energijos generacija gali lemti ateityje sustabdytas arba sulėtintas investicijas į šio tipo elektrines, o ribojimus būtų galima spręsti diegiant elektros energijos kaupiklius arba didinant tarpzoninių jungčių pajėgumus.

3.2.3. 2030 m. aukščiausios valandinės kainos Baltijos zonoje vertinimas

BAL zonoje aukščiausia valandinė elektros energijos kaina formuojasi analogiškai, kaip ir atskirų zonų scenarijaus atveju – vertinant 2000 klimatinius metus maksimali kainos vertė pasiekama gruodžio 19 d. 14-17 valandomis – 496,01 Eur/MWh. Vidutinė elektros kaina susiformuoja 176,2 Eur/MWh ir yra 2,2 proc. mažesnė, nei kaina, susiformavusi Lietuvoje, analizuota 3.2.1. skyriuje.

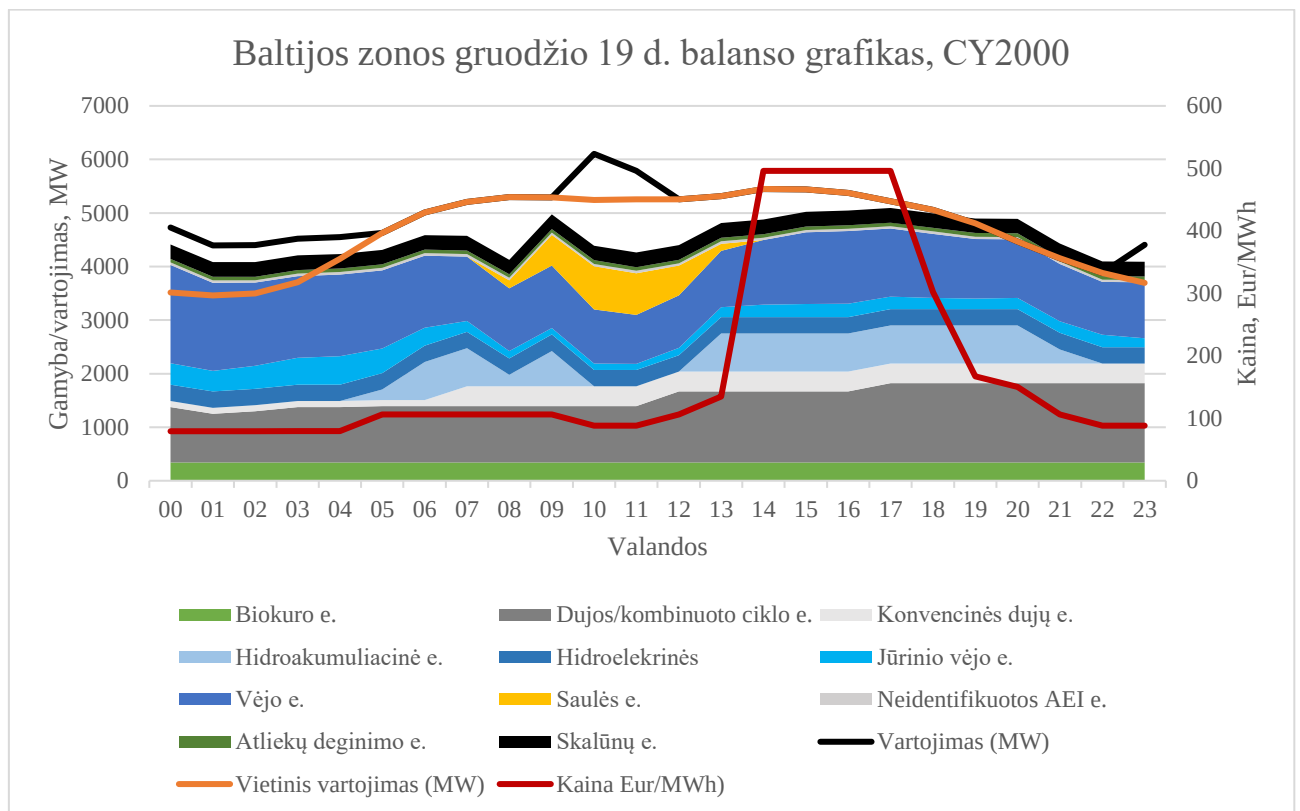
Gruodžio 19 d. taip pat fiksuojamas ir didžiausias skirtumas tarp žemiausios ir aukščiausios valandinės elektros energijos kainos – žemiausia kainos vertė lygi 79,26 Eur/MWh, skirtumas lygus 416,75 Eur/MWh. 20 Pav. pateikiamas dienos balanso grafikas.

20 Pav. pastebima, jog vietinė elektros generacija padengia nuo paros pradžios iki 4 valandos ir nuo 19 valandos iki paros pabaigos, kitomis valandomis elektros energija yra importuojama. Aukščiausios kainos valandomis elektra yra importuojama, aukštą kainą lemia:

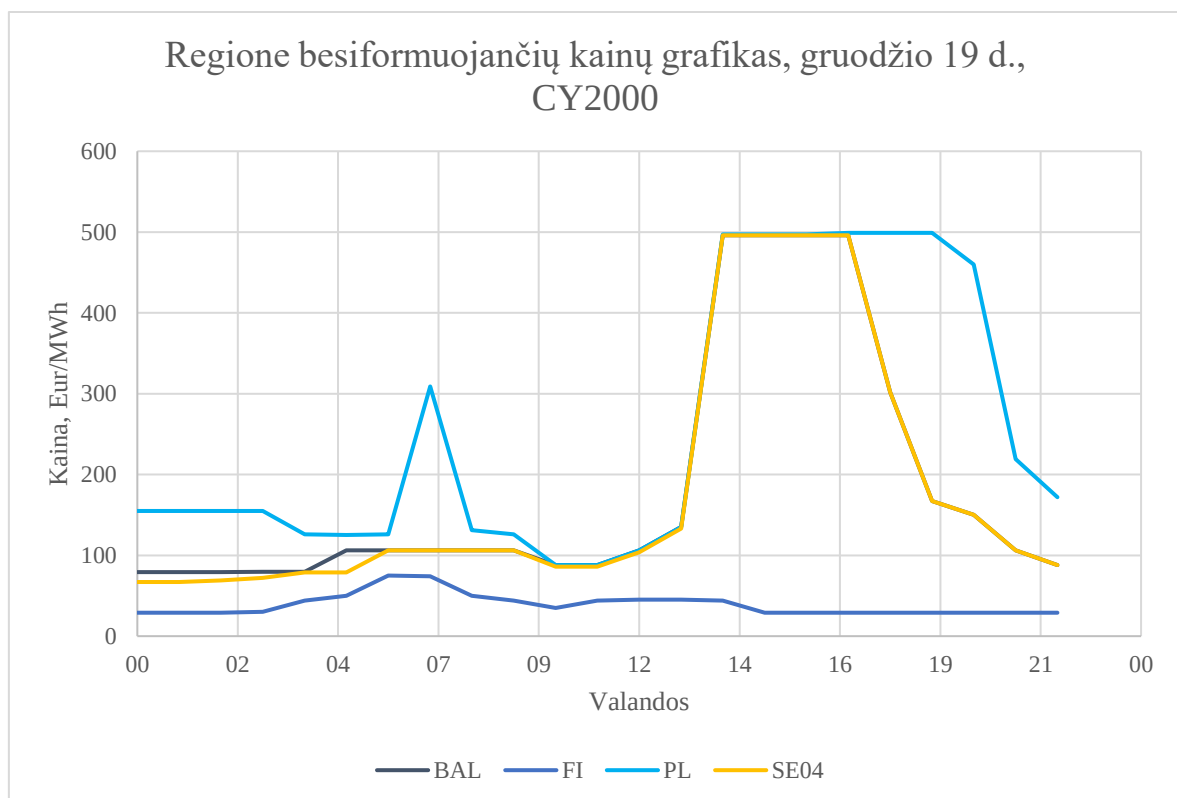
- Veikiančios dujų bei skalūnų elektrinės;
- Importuojamos elektros energijos kaina.

Energija importuojama iš Suomijos maksimaliu galimu srautu – 1016 MW/h visą parą, bei iš Švedijos 4-osios zonos vidutiniškai 575 MW/h (maksimalus jungties išnaudojimas stebimas 17 valandų). Elektros energija yra eksportuojama į Lenkiją – 20 valandų stebimas maksimalus jungties išnaudojimas lygus 1400 MW/h, vidutiniškai eksportuojama 1261 MW/h. Srautai, kaip ir analizuotu Lietuvos atveju, išlieka analogiški, kainą BAL zonoje formuojančiu faktoriumi išlieka aukštesnė kaina Lenkijoje bei maksimaliai išnaudojami pralaidumai su išorinėmis zonomis. Vidutinių

valandinių kainų, gruodžio 19 d. besiformuojančių BAL, Švedijos 4-ojoje zonoje, Suomijoje ir Lenkijoje kainos pateikiamos 21 Pav.



20 pav. 2030 m. Baltijos zonos balanso grafikas – gruodžio 19 d. CY2000



21 pav. 2030 m. gruodžio 19 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2000

3.2.4. 2030 m. žemiausios vidutinės kainos dienos Baltijos zonoje vertinimas

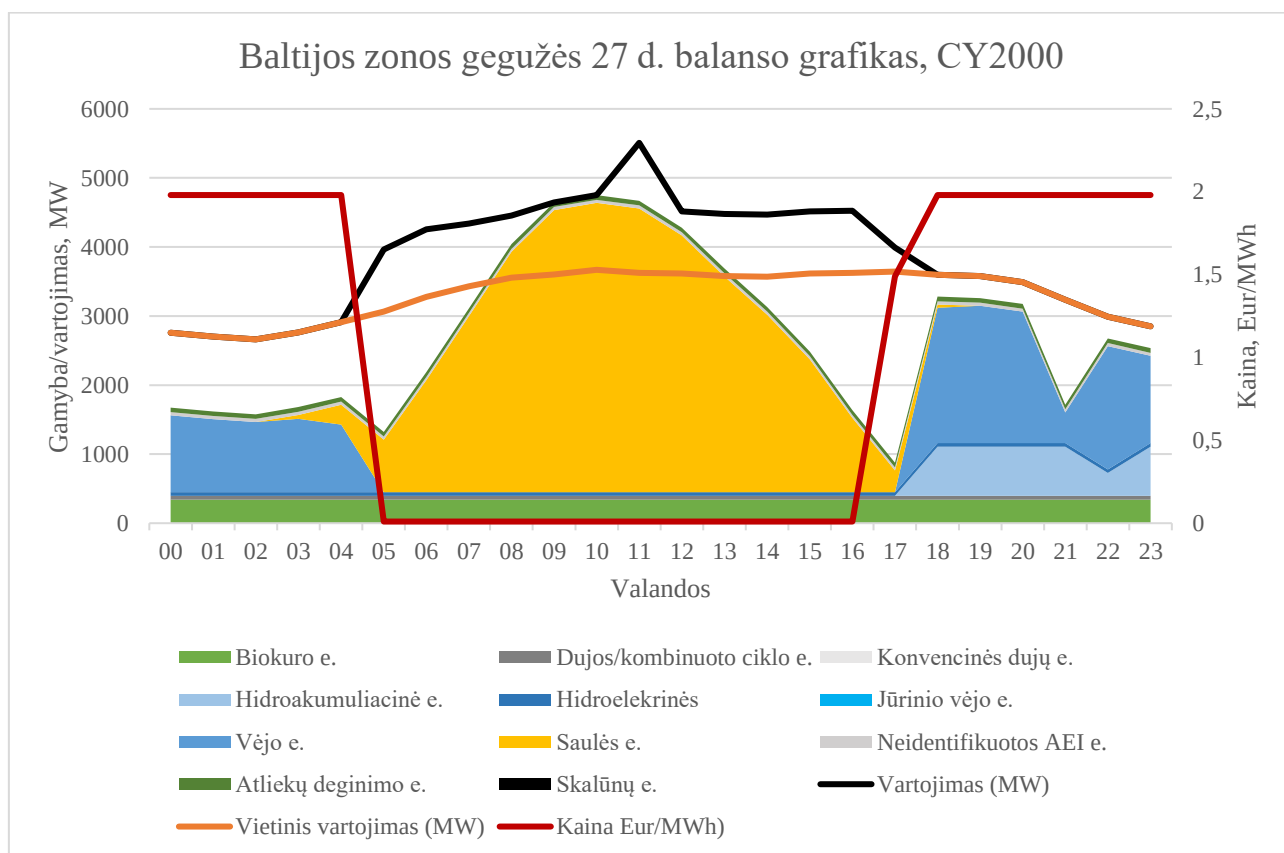
Kaip ir atskirai nagrinėjant Lietuvos rezultatus, 2030 m. vertinime sujungtus Baltijos šalių zonas į vieną žemiausia vidutinę paros kainą 2000 klimatiniais metais susiformuoja gegužės 27 d. – vidutinė paros kainą lygi 0,97 Eur/MWh, aukščiausia kaina – 1,98 Eur/MWh (nuo paros pradžios iki 4 val. ir nuo 18 val. iki paros pabaigos), žemiausia – 0,01 Eur/MWh (nuo 5 iki 16 val.).

22 Pav. pastebima, jog vietinė elektros generacija padengia vietinį suvartojimą 15 paros valandų, taip pat 15 valandų elektros energija yra eksportuojama į aplinkines zonas. Elektros energija yra importuojama nuo paros pradžios iki 6 valandos bei nuo 15 iki 18 valandos. Eksportuojama elektros energija yra dėl saulės (7-15 val) ir išaugusio vėjo (nuo 18 val. iki paros pabaigos) elektrinių generacijos pertekliaus.

Trūkstamam elektros energijos poreikiui patenkinti, lyginant su Lietuvos vertinimu, importuojamos elektros energija srautai yra mažesni:

- Iš Lenkijos sumažėja vidutinis importo kiekis – 720 MW/h (36 proc. mažiau);
- Iš Švedijos 4-osios zonos importo srautas sumažėja iki 503 MW/h (19 proc. mažiau).

Eksporto srautai į Lenkiją išlieka analogiški, o importas iš Suomijos padidėja iki vidutiniškai 702 MW/h (1 proc.). Kadangi regione susidarančių valandinių kainų grafikas yra analogiškas kaip ir Lietuvos atveju, kainų grafikas nebus pateikiamas.



22 pav. 2030 m. Baltijos zonos balanso grafikas – gegužės 27 d. CY2000

Iš srautų bei balanso grafiko galima teigti, jog Baltijos šalyse mažiausią metinę vidutinę paros kainą lemia saulės ir vėjo elektrinių generacija bei žema šio tipo elektrinių (ypatingai – saulės) generacijos

kaina. Gegužės 27 dieną dėl susidarančios žemos elektros energijos kainos yra ribojami generatoriai – per parą maksimaliai ribota 9,5 GW – arba 88 proc. žemyninio ir jūrinio vėjo pajėgumų. Energijos kaupikliuose BAL zonoje įkauta 1,39 GWh elektros energijos.

Didelis ribojamos generacijos procentas, kaip ir anksčiau nagrinėtu Lietuvos atveju, gali kurti signalą investuotojams stabdyti arba nutraukti investicijas į vėjo elektrines ne tik Lietuvoje, bet ir visame regione. Elektrinių ribojimo, be kaupiklių ir tarpzoninių jungčių pajėgumų plėtimo gali padėti ir spartesnė vartojimo plėtra – sprendimai, kaip pigi elektros energija gali būti panaudota energijai imlioje pramonėje, verčiant elektros energiją į kitas energijos rūšis (pvz. vandenilis), siekiant pritraukti investuotojų, regione vystančių duomenų centrus ar kitus energijai imlius sprendimus.

3.3. Baltijos šalių modeliavimo rezultatai – 2050 m. vertinimas

8 Lentelė. 2050 m. modeliavimo rezultatai

Bendri duomenys		CY 1988	CY 1989	CY 1995	CY 2000	CY 2008	CY 2009	CY 2016
Vartojimas (GWh)	LT	29070	28778	29076	28715	28664	29089	29103
	LV	15150	14347	15031	14781	14830	14843	15079
	EE	19069	18429	18861	18552	18517	19019	18999
	BAL	63375	61638	63011	62081	62117	62958	63197
Vietinis vartojimas (GWh)	LT	26506	26005	26427	26003	26059	26331	26410
	LV	15124	14320	15005	14752	14802	14815	15051
	EE	19069	18429	18861	18552	18517	19019	18997
	BAL	60699	58754	60294	59306	59377	60165	60460
Generacija (GWh)	LT	45304	46143	45840	44983	46960	41474	43198
	LV	29928	30173	30152	29522	30952	28785	29487
	EE	10656	10816	10862	10315	10759	9466	9907
	BAL	88507	89630	89305	87110	91140	82317	85166
Eksportas/importas (GWh)	LT	16234	17365	16765	16268	18296	12385	14095
	LV	14778	15826	15121	14741	16122	13943	14408
	EE	-8413	-7614	-7999	-8236	-7757	-9552	-9089
	BAL	25132	27992	26295	25028	29023	19358	21969
Nepatiekta energija (GWh)	LT	0	0	0	0	0	0	0
	LV	0	0	0	0	0	0	0

	EE	0	0	0,28	0	0	0	2,34
	BAL	0	0	0	0	0	0	0
Apribota gamyba (GWh)	LT	5573	5193	5480	4845	5325	5337	4088
	LV	18373	18046	19036	16391	18620	15458	14889
	EE	465	415	548	435	407	543	423
	BAL	22216	21650	23010	19981	22351	19464	17525
Kaina (€/MWh)	LT	21,01	20,9	24,05	29,01	19,75	29,38	25,4
	LV	19,23	18,41	26,43	27,04	17,49	25,76	37,91
	EE	34,8	32,85	41,07	40,59	32,12	37,68	50,2
	BAL	20,61	19,88	23,31	28,46	19,37	28,43	25,34
TYNDP 2050 kaina	LT	36,88						
	LV	35,98						
	EE	35,65						
Kitų šalių kaina	DE	49,25						
	FI	34,51						
	PL	40,84						
	SE03	35,36						
	SE04	36,99						

9 lentelė. 2050 m. modeliavimo rezultatai – tarpisteminiai srautai

Srautai		CY 1988	CY 1989	CY 1995	CY 2000	CY 2008	CY 2009	CY 2016
EE-FI	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	2306	3232	2624	2375	3635	-122	1547
	Jungties perkrovos viso (val)	3632	3685	3714	3604	3417	4073	3545
EE-LV	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-10719	-10846	-10623	-10612	-11392	-9430	-10636
	Jungties perkrovos viso (val)	4819	4785	4555	4686	5078	4140	4661
LT-LV	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	-2590	-3402	-2995	-2894	-3058	-3692	-2769

	Jungties perkrovos viso (val)	1684	1811	1852	1629	1614	2051	1854
LT-PL	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	8118	8702	8036	8110	8680	8248	7418
	Jungties perkrovos viso (val)	7757	7813	7727	7718	7841	7528	7580
LT- SE04	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	3379	3523	3222	2857	3860	1952	2291
	Jungties perkrovos viso (val)	7447	7406	7463	7416	7457	7073	7315
LV- SE03	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	1470	1577	1504	1235	1672	820	1003
	Jungties perkrovos viso (val)	8054	7997	8124	8053	8076	7961	7994
LT-DE	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	7327	8543	8501	8195	8814	5877	7155
	Jungties perkrovos viso (val)	7031	7231	7130	7028	7235	6943	6977
BAL- FI	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	5154	5728	5022	5061	6338	2148	4437
	Jungties perkrovos viso (val)	8070	8054	7948	7944	7989	8017	7896
BAL- PL	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	7908	8535	7861	7812	8370	8131	7114
	Jungties perkrovos viso (val)	7875	7863	7892	7792	7884	7620	7751
BAL- SE04	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	3556	3791	3548	3095	4142	2544	2596
	Jungties perkrovos viso (val)	7764	7729	7734	7766	7756	7453	7653
BAL- SE03	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	1191	1307	1220	943	1390	361	625
	Jungties perkrovos viso (val)	8254	8181	8262	8232	8181	8237	8149
BAL- DE	Balansas (Eksportas - Importas) (GWh)	7323	8631	8644	8118	8782	6175	7197
	Jungties perkrovos viso (val)	7306	7434	7402	7236	7507	7231	7185

Lyginant 2030 ir 2050 m. bendrus rezultatus pagrindiniai pastebimi skirtumai:

- Kaina Baltijos šalyse ir bendroje Baltijos elektros prekybos zonoje išlieka panaši (vidutiniškai sumažėja 2 proc. Lietuvoje, 4 proc. bendroje BAL zonoje, išauga 1 proc. Latvijoje). Estijoje elektros energijos kaina tarp 2030 m. ir 2050 m. vertinimo išauga apie 30 proc. – tai gali lemti padidintas pralaidumas su Suomija (1716 MW), brangesnės kainos zona (34,51 Eur/MWh), Estijos bendras importuojamos energijos kiekis išauga vidutiniškai 12 kartų, daugiau nei 90 proc. išauga bendras vartojimas, bet pagal Priede nr. 1 įvertintus duomenis mažiau, nei vartojimas - 14 proc. išauga generacijos kiekis. Estijos atveju fiksuojamas nepatiekto energijos (*angl. unserved energy*) kiekis 1995 ir 2016 klimatiniais metais, kurį ir lemia išaugęs vartojimas, nepakankama generacija ir išnaudojami jungčių pralaidumai (42 proc. laiko per metus maksimaliai išnaudojama importui iš Suomijos, 52 proc. laiko per metus maksimaliai išnaudojama importui iš Latvijos). Galima teigti, jog sujungus Baltijos šalių elektros prekybos zonas į vieną didžiausią ekonominę naudą gautų Estijos vartotojai – kaina jiems bendroje zonoje būtų apie 38 proc. mažesnė, nei atskirų zonų atveju, bei Lietuvos vartotojai – kaina bendroje zonoje būtų apie 2 proc. mažesnė, nei atskirų zonų atveju. Latvijos vartotojams vienareikšmiškai kainos augimo vertinti negalime – 1988, 1989, 2000, 2008, 2009 klimatiniais metais kaina yra žemesnė nei BAL zonos, tačiau 1995 bei 2016 klimatiniais metais stebima didesnė kaina, nei bendroje BAL zonoje.
- Lietuvoje eksportuojamos elektros energijos kiekis vidutiniškai išauga 72 proc., Latvijoje – 400 proc., tai lemia išaugę jūrinio vėjo, žemyninio vėjo ir saulės elektrinių gamybos pajėgumai.
- Galimus kainų skirtumus tarp TYNDP NT+ 2050 metų scenarijaus ir gautų rezultatų, kaip ir 2030 metų atveju gali lemti taikyta tyrimo metodika – naudojamos neapribotos tarpsisteminės jungtys prekybai rinkoje.
- Vertinant sujungtą Baltijos zoną stebimi analogiški pokyčiai 2030 metams – Baltijos zona išlieka eksportuojanti į visas aplinkines kainų zonas.

2050 m. modeliavimo rezultatai patvirtina 2030 m. stebėtą tendenciją – sujungta BAL zona leidžia tolygiau paskirstyti išteklius ir sumažinti kainos svyravimus tarp šalių.

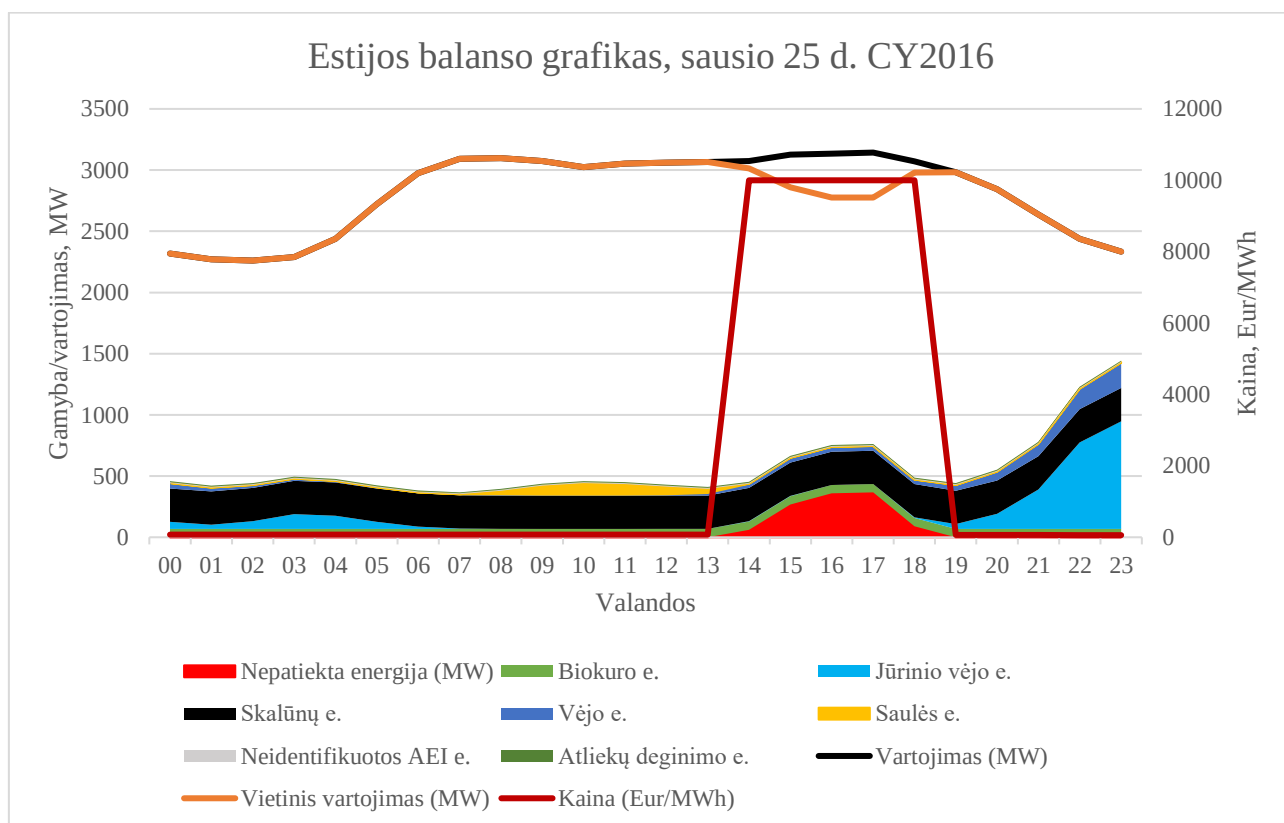
Toliau atliekamas klimatinų metų vertinimas, kai fiksuojama nepatiekta energija bei susidaro žemiausios ir aukščiausios elektros energijos kainos.

3.3.1. 2050 m. modeliavimo nepatiekto energijos vertinimas

Nepatiekta energija – tai vartojimas, kurio negalima patenkinti dėl gamybos ir perdavimo pajėgumų trūkumo [29]. Atliekant modeliavimus nebuvo aktyvus pasirinkimas – leisti nepatiktą energiją, todėl 2050 metų analizuojamu atveju nepatiekta energija fiksuojama dėl atliktų papildomų simuliacijų. Atsiradus bent minimaliam nepatiekto energijos kiekiui yra aktyvuojamas papildomas dirbtinai sukurtas generatorius, kurio generacijos kaina yra prilyginama nustatytai VoLL vertei – PLEXOS atliekant modeliavimus numatyta VoLL verte laiko 10000 Eur/MWh.

Vertinant 2050 metų rezultatus, nepatiekta energija fiksuojama 1995 ir 2016 klimatiniais metais. 1995 klimatiniais metais fiksuojama sausio 31 d., kai tris valandas nėra užtikrinamas energijos poreikis – sausio 31 d. nuo 16 iki 18 val. fiksuojama 279 MWh nepatiekto energijos kiekis, 2016 klimatiniais metais fiksuojamos dvi dienos – sausio 9 d. (4 valandos – 13-16 valandomis, 1193 MWh) ir sausio

25 d. (5 valandos – 14-18 valandomis, 1142 MWh). Toliau analizuojama sausio 25 diena, nes šią dieną fiksuojamas ilgesnis nepatiktos energijos laikotarpis.

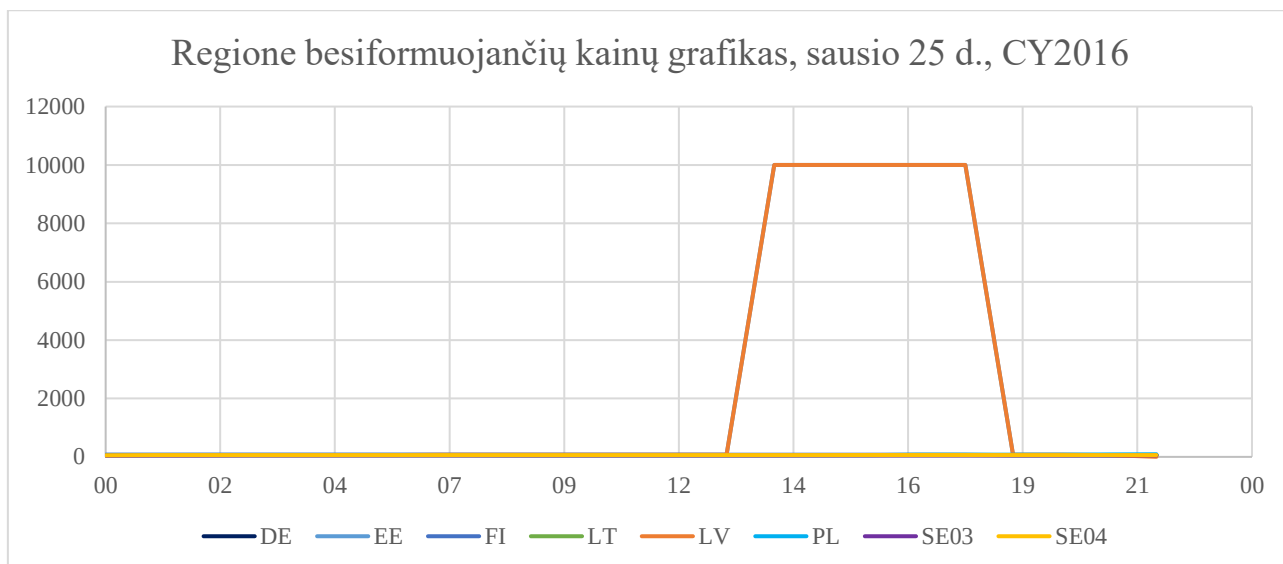


23 pav. 2050 m. Estijos balanso grafikas – sausio 25 d. CY2016

Sausio 25 d. Estijos vietinė gamyba visą parą dengia 19 proc. vietinio suvartojimo. Nepatiktos energijos fiksavimo metu elektros energija yra importuojama iš aplinkinių valstybių – nuo 14 iki 18 val. importuojama iš Suomijos, stebimas maksimalus galimas srautas (1716 MW/h), Latvijos (vidutiniškai 769 MW/h, jungtis išnaudojama vidutiniškai 43 proc. galimo pajėgumo). Tuo tarpu Latvijoje elektros energijos paros gamyba dengia 103 proc. suvartojimo, tačiau fiksuotu nepatiktos energijos laikotarpiu gamyba dengia 31 proc. vietinio suvartojimo – energija yra importuojama iš Lietuvos (maksimaliu galimu pajėgumu – 1950 MW/h) ir Švedijos 3-iosios zonos (maksimaliu galimu 500 MW/h pajėgumu).

Estijoje, dėl nepatiktos energijos susidariusi maksimali 10 000 Eur/MWh kaina suformuoja aukštą kainą ir Latvijoje, tačiau Lietuvoje kaina išlieka stabili. Vidutinė paros kaina Estijoje – 2140 Eur/MWh, Latvijoje – 2132 Eur/MWh, Lietuvoje – 64 Eur/MWh. Remiantis srautų analize, kainų bei balanso grafikais galima teigti, jog nepatiktą energiją lemia maksimaliai išnaudojama jungtis su Suomija bei susidaręs generacijos trūkumas Latvijoje bei Estijoje.

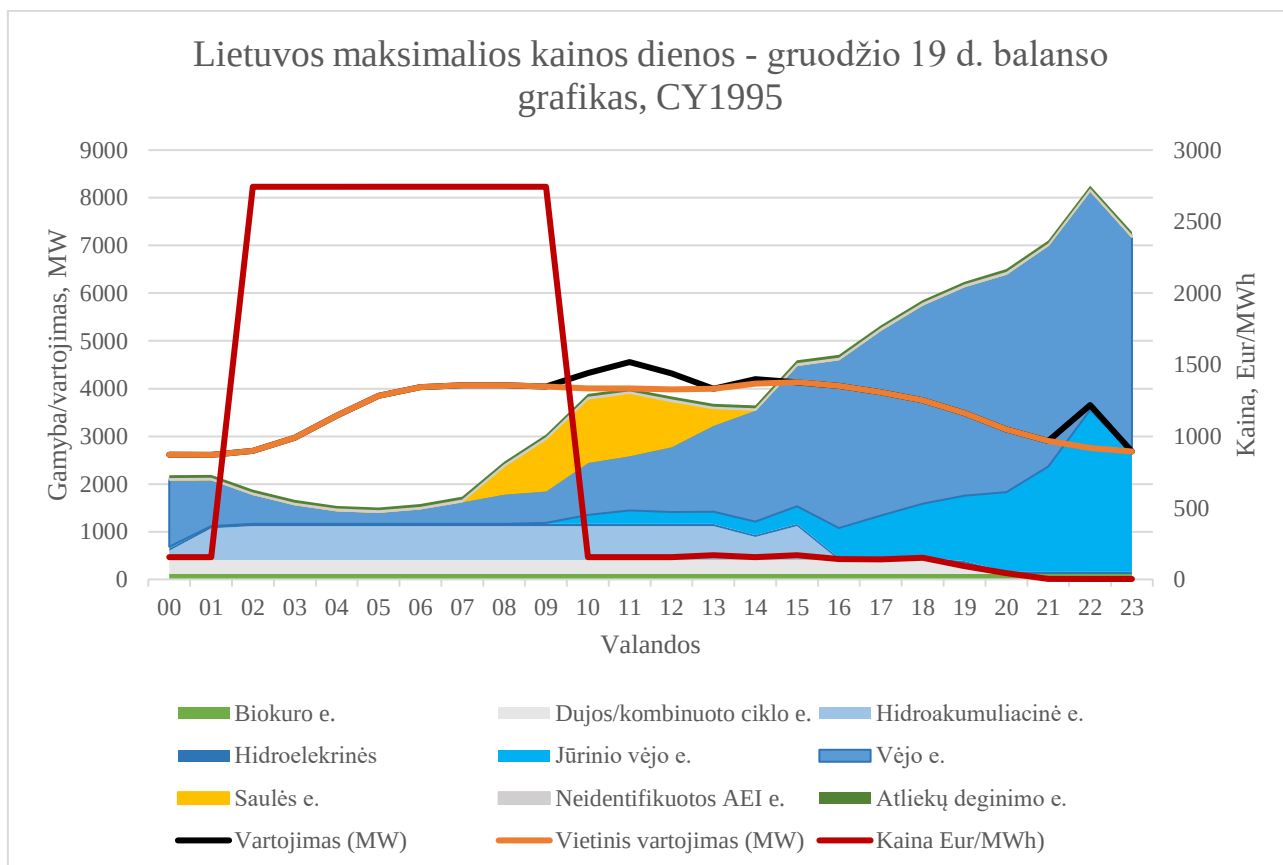
Estijoje nepatiktą elektros energiją susidaro dėl sumažėjusių skalūnų elektrinių pajėgumų 2050 metais. Šio tipo elektrinių generacija leido nesusiformuoti nepatiktai elektros energijai ankstesniais vertintais metais. Nepatiktos energijos, ypač sumažėjus konvencinių generatorių prieinamai galiai, būtų galima išvengti modeliuojant rezervinius generatorius, kurie būtų aktyvuojami trūkstamam poreikiui patenkinti, tačiau, kaip minėta metodinėje dalyje, šiuo atveju pasirinkta nemodeliuoti rezervinių generatorių dėl jų kompleksiskumo.



24 pav. 2050 m. sausio 25 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY2016

3.3.2. 2050 m. aukščiausios valandinės kainos Lietuvoje vertinimas

Lietuvoje aukščiausia valandinė elektros energijos kaina susidarė vertinant 1995 klimatinius metus – 2050 m. gruodžio 19 d. 3-4 val. – 2744,01 Eur/MWh. Maksimali metinė vidutinė paros kaina taip pat fiksuojama gruodžio 19 d. – 991,32 Eur/MWh. Gruodžio 19 d. taip pat fiksuojamas ir didžiausias skirtumas tarp žemiausios ir aukščiausios valandinės elektros energijos kainos – žemiausia kainos vertė lygi 2,78 Eur/MWh, skirtumas lygus 2741,23 Eur/MWh. 25 Pav. pateikiamas dienos balanso grafikas.

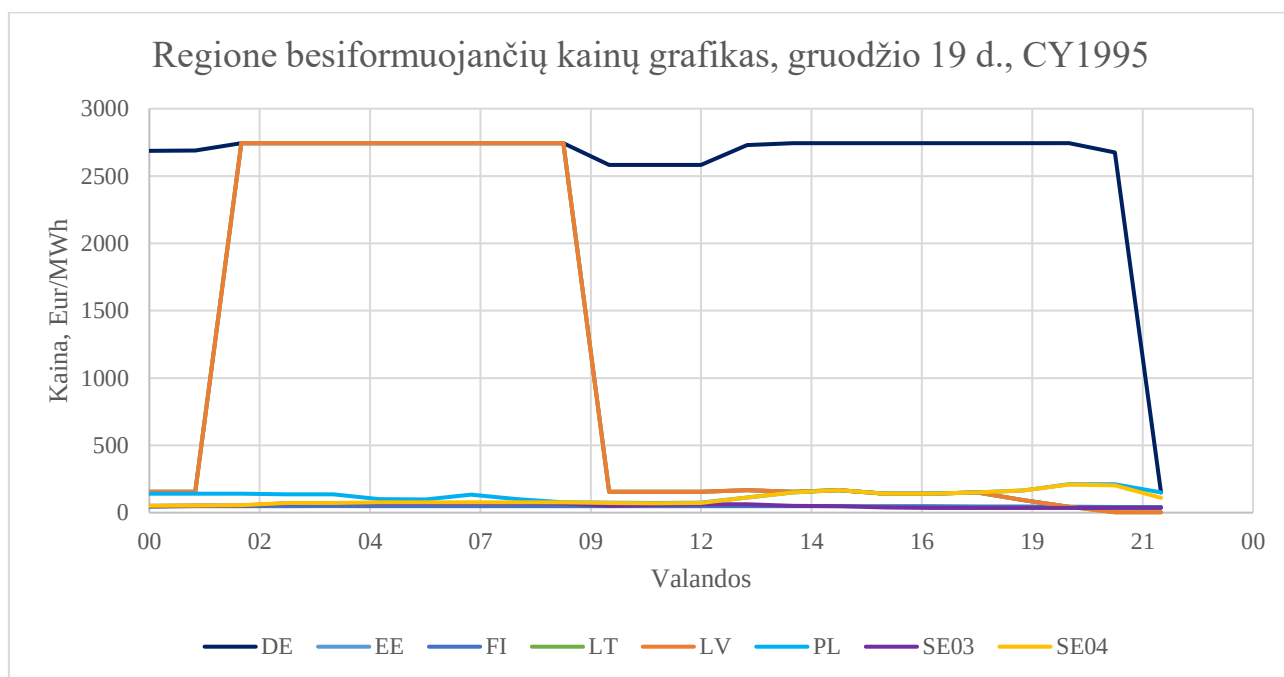


25 pav. 2050 m. Lietuvos balanso grafikas – gruodžio 19 d. CY1995

Gruodžio 19 d. aukščiausia vidutinė kaina formuojasi ir kitose Baltijos šalyse – Estijoje vidutinė paros kaina – 996,23 Eur/MWh, Latvijoje – 991,33 Eur/MWh. Aukštą elektros energijos kainą lemia srautai iš aplinkinių regionų:

- Elektros energija yra importuojama iš pigesnės – Suomijos – zonos – nuo paros pradžios iki 19 val. importuojama maksimaliu galimu pajėgumu – 1716 MW/h. Suomijoje vidutinė energijos kaina – 46,25 Eur/MWh
- Iš Latvijos elektros energija yra importuojama į Estiją – srautas nuo paros pradžios iki 16 val. vidutiniškai siekia 501 MW/h, nuo 20 val. elektros energija importuojama vidutiniškai 1759 MW/h pajėgumu, maksimaliai jungtį išnaudojant paskutines 3 paros valandas (20-23 valandomis). Tai lemia žema Estijos vietinė generacija – padengiama 36 proc. vietinio vartojimo, antroje dienos pusėje (nuo 15 val.) generacija išauga.
- Elektros energija iš Lietuvos eksportuojama į Latviją iki 14 val., vidutinis elektros energijos srautas iš Lietuvos į Latviją – 503 MW/h. Latvijoje generatoriai padengia 103 proc. vietinio suvartojimo.
- Elektros energija į Latviją yra importuojama iš Švedijos 3-iosios zonos (pigesnės kainos zonos) per numatytą jungtį, aktyvuojamą 2050 metais – jungtis nuo paros pradžios iki 20 val. išnaudojama maksimaliai – 500 MW/h.
- Lietuvoje iki 14 val. importuojama elektros energija iš Švedijos 4-osios zonos išnaudojant jungtį maksimaliai visas valandas – 1200 MW/h.
- Į Lietuvą iš Lenkijos taip pat importuojama elektros energija – vidutiniškai 1289 MW/h, maksimaliai jungtis yra išnaudojama 14 paros valandų (nuo paros pradžios iki 14 val.).

Kadangi importuojama elektros energija iš aplinkinių regionų yra pigesnė, kainą formuojančiu veiksnium tampa eksporto srautas per naujai atsiradusią jungtį su Vokietija – Vokietijoje vidutinė paros kaina susiformuoja aukštesnė nei Baltijos regione – 2498 Eur/MWh. Eksportas į Vokietiją siekia vidutiniškai 1795 MW/h, kainų grafikas pateikiamas 26 Pav.



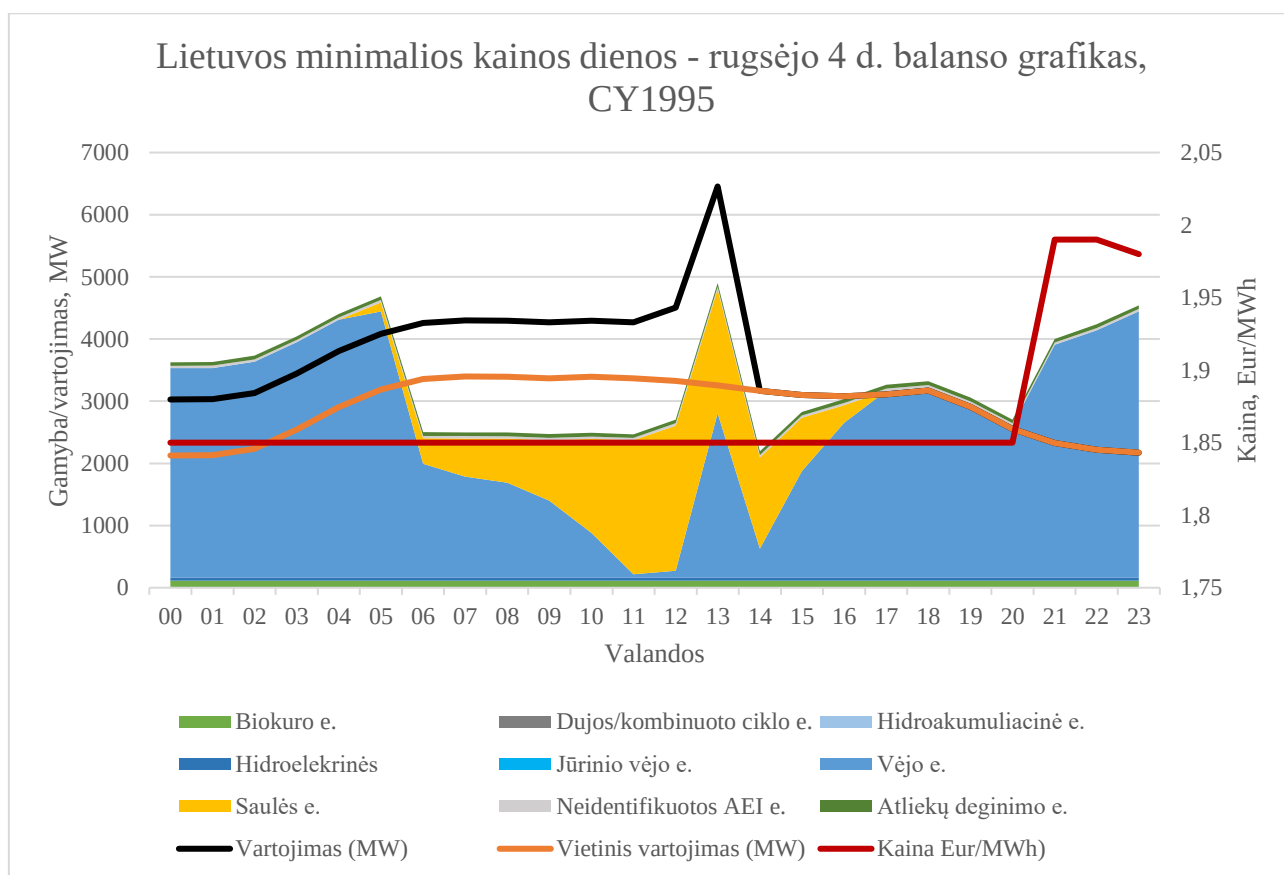
26 pav. 2050 m. gruodžio 19 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY1995

Dėl aukšto sistemos elektros energijos poreikio aukščiausių kainų valandomis nefiksuojamas generatorių ribojimas, jis stebimas išaugus generacijai - nuo 21 val., ribojamos jūrinio vėjo elektrinės Lietuvoje ir Latvijoje. Maksimalus ribojimas stebimas paskutinę paros valandą – Lietuvoje jūrinio vėjo elektrinių galia apribojama 22 proc., Latvijoje – 54 proc.

Sujungus Baltijos valstybių elektros prekybos zonas į vieną, didžiausia kaina fiksuojama taip pat gruodžio 19 d. – 991,25 Eur/MWh, todėl aukščiausios kainos situacija sujungtos zonos atveju nebus toliau nagrinėjama dėl susidarantių analogiškų srautų, generacijos duomenų panašumo bei jau aptartų priežasčių, sąlygojusių aukštos kainos susidarymą Lietuvos atveju analizės atveju.

3.3.3. 2050 m. žemiausios valandinės kainos paros Lietuvoje vertinimas

Lietuvoje žemiausia vidutinė paros kaina vertinant 1995 klimatinis metus susidarė 2050 m. rugsėjo 4 d. – 1,86 Eur/MWh. Minimali susiformavusi paros kaina – 1,85 Eur/MWh (nuo paros pradžios iki 20 valandos), maksimali kaina – 1,99 Eur/MWh. 35 metų savaitę (rugsėjo 29 – rugsėjo 4 dienomis) susidarė ir antra minimali savaitinė kaina – susiformavo 2,86 Eur/MWh, todėl galima daryti prielaidą, jog susiformavusią kainą lėmusios priežastys lemia ir žemą savaitinę kainą. Susiformavusi kaina savaitę prieš (35 metų savaitę) – 26,03 Eur/MWh, susiformavusi kaina savaitę po (37 metų savaitę) – 25,1 Eur/MWh. Toliau analizuojamas rugsėjo 4 d. Lietuvos balanso grafikas.



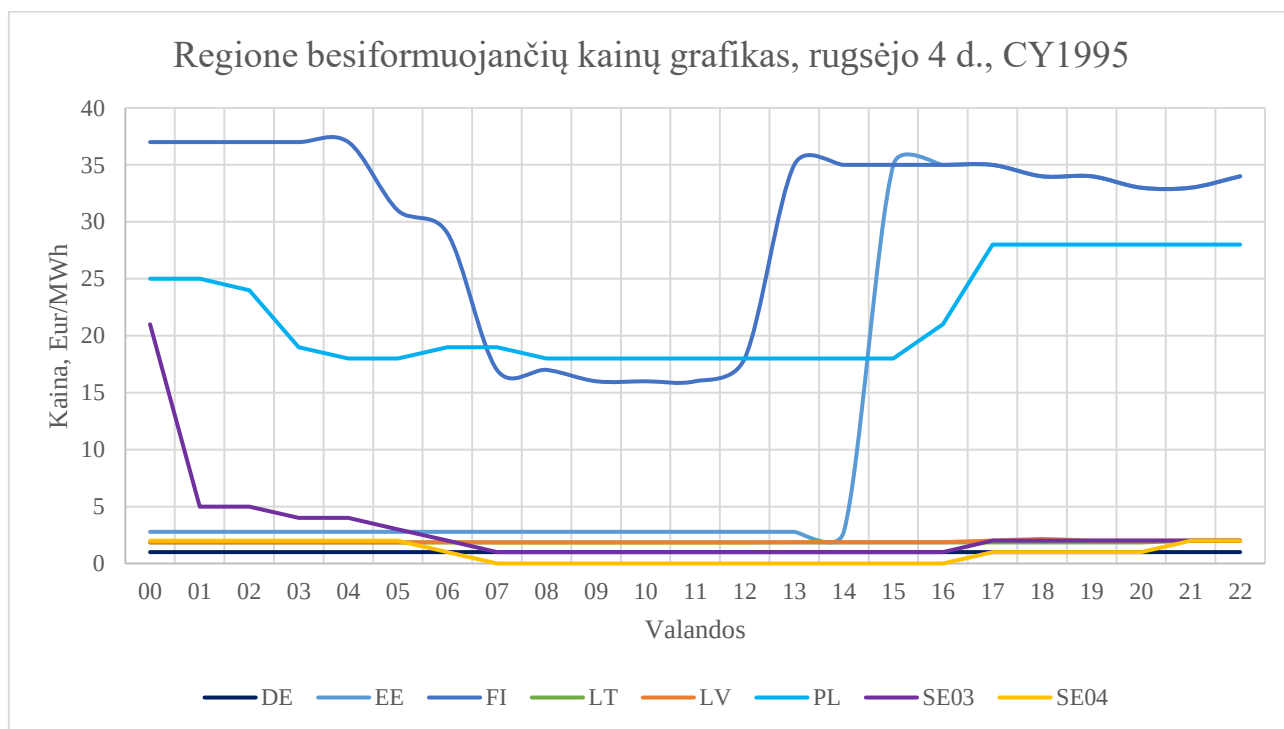
27 pav. 2050 m. Lietuvos balanso grafikas – rugsėjo 4 d. CY1995

Rugsėjo 4 dieną stebima aukšta vėjo ir saulės elektrinių gamyba – saulės ir žemyninio vėjo gamyba dengia 105 proc. vietinio vartojimo, tačiau visą dieną yra ribojamos jūrinio vėjo elektrinės (0 MW iš galimų 4500 MW). Galima teigti, jog žemą vidutinę dienos kainą lemia išaugusi saulės ir vėjo elektrinių gamyba. Latvijoje jūrinio vėjo elektrinės taip pat yra maksimaliai ribojamos (0 MW iš

galimų 7500 MW visas paros valandas), Estijoje vėjo elektrinės gamina vidutiniškai 586 MW/h. Latvijoje vidutinė paros elektros kaina išlieka artima Lietuvos vidutinei kainai – 1,9 Eur/MWh, Estijoje vidutinė paros elektros kaina kiek aukštesnė – 14,52 Eur/MWh dėl aukštesnių jūrinio vėjo elektrinių generacijos kaštų.

Aukščiausia vidutinė paros kaina regione fiksuojama Suomijoje – 30,08 Eur/MWh, Lenkijoje – 21,95 Eur/MWh, Vokietijoje formuojasi žemesnė kaina – 1 Eur/MWh, Švedijos 4-ojoje zonoje – 0,95 Eur/MWh, Švedijos 3 zonoje formuojasi artima Baltijos regionui elektros kaina – 2,83 Eur/MWh.

Dėl aukštesnės kainos Suomijoje elektros energija iš Estijos eksportuojama visas paros valandas, vidutiniškai 1619 MW/h, maksimalus srautas fiksuojamas 15 paros valandų. Į Estiją importuojama elektros energija iš Latvijos – visą parą fiksuojamas maksimalus galimas 1950 MW/h srautas. Į Latviją importuoja elektros energija iš Lietuvos – vidutiniškai 740 MW/h, maksimalus galimas srautas fiksuojamas 5 paros valandas. Į Lietuvą importuoja elektros energija iš Vokietijos maksimaliu galimu 2000 MW/h srautu visą parą. Rugsėjo 4 d. vidutinių kainų grafikas pateikiamas 28 Pav.



28 pav. 2050 m. rugsėjo 4 d. regione susiformavusių kainų grafikas, CY1995

Sujungus Baltijos valstybių elektros prekybos zonas į vieną, mažiausia kaina fiksuojama rugsėjo 3 d. – 1,95 Eur/MWh, todėl žemiausios kainos situacija sujungtos zonos atveju nebus toliau nagrinėjama dėl susidarančių srautų ir generacijos duomenų panašumo į Lietuvos atvejo analizės atveju.

3.4. Kainų homogeniškumo tarp Baltijos šalių vertinimas

Dėl viešai neprieinamų duomenų apie vidinius tinklų pralaidumus nusprendus nevertinti vidinių perkrovų zonų viduje toliau atliekama susidariusių kainų homogeniškumo analizė vertinant tris rodiklius – vidutinį paros kainos skirtumą tarp zonų, didžiausią kainų skirtumą tarp zonų ir koreliaciją. 2025 m. vertinimo rezultatai pasirinktiems klimatiniais metams pateikiami 10 lentelėje.

10 Lentelė. Kainų homogeniškumo vertinimas tarp Baltijos šalių, 2025 metai

Kainų skirtumai, Eur/MWh		CY1988	CY1989	CY1995	CY2000	CY2008	CY2009	CY2016
Vidutinis skirtumas	EE-LT	8,10	7,38	7,40	7,35	8,05	7,52	7,46
	EE-LV	8,10	7,38	7,40	7,35	8,05	7,52	7,46
	LT-LV	8,26	9,54	8,19	9,35	8,54	7,87	8,16
Didžiausias skirtumas	EE-LT	779,34	731,58	723,89	642,71	677,80	692,49	645,85
	EE-LV	779,34	731,58	723,89	642,71	677,80	692,49	645,85
	LT-LV	69,33	82,18	83,01	81,50	103,31	79,97	73,50
Koreliacija	EE-LT	0,61	0,64	0,67	0,68	0,59	0,70	0,71
	EE-LV	0,69	0,76	0,76	0,82	0,80	0,78	0,82
	LT-LV	0,91	0,88	0,90	0,88	0,88	0,92	0,92

Vertinant 10 lentelėje pateiktus rezultatus pastebima, kad vidutiniai skirtumai tarp visų trijų kainų zonų yra panašūs (nuo 7,35 iki 8,16 Eur/MWh). Tai rodo, jog zonos yra susietos, nors skirtumai tarp Lietuvos ir Latvijos zonų yra kiek didesni skirtingais klimatiniais metais. Vertinant didžiausius kainų skirtumus rodo labiau išsiskiriančius rezultatus – kainų skirtumai tarp Estijos ir kitų šalių ryškus, identifikuojantis aukštas pikines kainas, kurias, kaip aptarta anksčiau, lemia besiformuojančios perkrovos tinkle tarp Estijos ir Suomijos. Maksimalūs kainų skirtumai tarp Lietuvos ir Latvijos yra mažesni, tai rodo, jog net esant aukštomis vidutinėms kainoms, kainos tarp šių šalių išlieka panašios, tai rodo ir nesusidarančios tinkle perkrovos tinkle tarp valstybių. Koreliacija tarp Estijos ir kitų šalių rodo vidutinę koreliaciją, tai rodo, jog Estija yra labiau veikiamą Suomijoje besiformuojančių elektros kainų, nei Lietuvos ar Latvijos. Lietuvos ir Latvijos koreliacija laikoma aukšta, tai rodo glaudų rinkos susiejimą.

11 Lentelė. Kainų skirtumų vertinimas tarp Baltijos šalių, 2030 metai

Kainų skirtumai, Eur/MWh		CY1988	CY1989	CY1995	CY2000	CY2008	CY2009	CY2016
Vidutinis skirtumas	EE-LT	4,94	4,84	5,08	5,22	6,13	5,03	5,64
	EE-LV	4,94	4,84	5,08	5,22	6,13	5,03	5,64
	LT-LV	0,19	0,52	0,52	0,60	0,63	0,80	0,39
Didžiausias skirtumas	EE-LT	53,86	36,84	60,75	43,24	70,88	56,04	53,88
	EE-LV	53,86	36,84	60,75	43,24	70,88	56,04	53,88
	LT-LV	9,19	19,94	16,79	19,13	25,40	19,50	22,09
Koreliacija	EE-LT	0,93	0,91	0,90	0,94	0,84	0,96	0,93
	EE-LV	0,93	0,92	0,91	0,95	0,86	0,96	0,93
	LT-LV	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00

Lyginant 2030 metų rezultatus su 2025 metų rezultatais ryškiausias pokytis stebimas tarp Lietuvos ir Latvijos – vidutinis skirtumas praktiškai išnyksta, sumažėja ir vidutiniai kainų skirtumai tarp Estijos ir kitų zonų. Dideli kainų skirtumai, stebėti 2025 metų rezultatuose tarp Estijos ir kitų zonų 2030 m. gerokai sumažėja, tai lemia sumažėjusios pikinės kainos, o tarp Latvijos ir Lietuvos net ir pikinių kainų laikotarpiais kainos išlieka panašios. 2030 metais koreliacija taip pat išauga tarp visų zonų, Lietuvos ir Latvijos rezultatai rodo beveik tobulą koreliaciją. 2030 m. rezultatai rodo, jog pasiektas

aukštas rinkų susiejimo lygis, formuojasi artimos kainos visose kainų zonose, zonos yra mažiau veikiamos išorinių jungčių poveikio.

12 Lentelė. Kainų skirtumų vertinimas tarp Baltijos šalių, 2050 metai

Kainų skirtumai, Eur/MWh		CY1988	CY1989	CY1995	CY2000	CY2008	CY2009	CY2016
Vidutinis skirtumas	EE-LT	14,33	13,54	13,22	12,62	13,79	10,91	12,30
	EE-LV	14,33	13,54	13,22	12,62	13,79	10,91	12,30
	LT-LV	2,50	2,91	6,32	2,28	2,52	3,80	12,95
Didžiausias skirtumas	EE-LT	66,43	54,71	65,34	57,38	61,93	56,38	70,21
	EE-LV	66,43	54,71	65,34	57,38	61,93	56,38	70,21
	LT-LV	41,99	38,03	1239,11	37,65	54,55	66,87	2067,81
Koreliacija	EE-LT	0,62	0,65	0,62	0,99	0,59	0,81	0,39
	EE-LV	0,62	0,66	0,99	0,99	0,64	0,84	1,00
	LT-LV	0,95	0,93	0,64	1,00	0,94	0,94	0,42

Lyginant 2050 metų rezultatus su ankstesnių metų rezultatais matomas ryškus pokytis – 2030 metais pasiektas aukštas kainų homogeniškumo lygis bei glaudus rinkų susiejimas nebėra stebimas 2050 metais. Tiek tarp Estijos ir Lietuvos, tiek tarp Estijos ir Latvijos vidutiniai kainų skirtumai daugiau nei padvigubėja, o tarp Latvijos ir Lietuvos išauga daugiau nei 10 kartų. Didžiausių kainų skirtumų vertinimas rodo, jog nors tarp Estijos ir kitų zonų aukšti kainų skirtumai išlieka panašūs kaip 2030 metais, tarp Latvijos ir Lietuvos kai kuriais klimatiniais metais (1995 ir 2016) kainų skirtumas pasiekia labai aukštas ribas – 1239 ir 2067 Eur/MWh. Tai rodo, jog tinkle kyla problemų – susidaro didelės perkrovos tarp zonų, pajėgumai tinkle yra nepakankami. Koreliacijos tarp zonų taip pat susilpnėja – 2030 m. beveik visais atvejais koreliacijos koeficientai tarp zonų buvo didesni nei 0,9, o 2050 m. stebimi reikšmingi koreliacijos sumažėjimai – ypač tarp Lietuvos ir kitų zonų, ypač 2016 klimatiniais metais. Tai rodo, jog zonose formuojasi skirtingesnės kainos, tačiau bendras rezultatas nėra vienareikšmis, nes rezultatai yra priklausomi nuo klimatinų metų. 2050 metų rezultatai rodo, jog be papildomų investicijų į tinklo plėtrą yra būtinos norint išlaikyti panašias kainas tarp zonų, ypač planuojant formuoti vieną kainų zoną.

3.5. Tyrimo rezultatų apibendrinimas

Tyrime, pasitelkus PLEXOS programinę įrangą, buvo įvertintas Baltijos šalių elektros rinkos zonų konfigūracijos poveikis kainų susiformavimui, sistemos patikimumui ir išteklių panaudojimui. Analizuojant 2025, 2030 ir 2050 metų scenarijus skirtingiems klimatiniais metams, modeliuota bazinė situacija (atskirtos zonos) ir bendra BAL zona. Rezultatai parodė, jog sujungta Baltijos šalių elektros prekybos zona dažniausiai pasižymi mažesniais kainų svyravimais, mažesniu nepatiktos energijos ir ribojamos generacijos kiekiu. Vis dėlto, augant energijos paklausai ir AEI generacijos kiekiui, ypač 2050 metais be papildomų investicijų į perdavimo tinklus stebimas kainų skirtumų augimas tarp zonų, ypač tarp Lietuvos ir Latvijos, silpnėja ir koreliacija tarp zonų bei išauga ekstremalūs kainų skirtumai. Kainos homogeniškumo analizė patvirtina, kad 2030 m. atveju rinkos buvo gerai susietos, tačiau 2050 m. be jungčių tarp Baltijos šalių didesnės nei vertintos plėtros išlaikyti efektyviai veikiančią vieną bendrą prekybos zoną gali tapti sudėtinga. Tai rodo būtinybę vertinti ne tik zonų konfigūraciją, bet ir ilgalaikį infrastruktūros išvystymą.

4. Modelio jautrumo vertinimo analizė

Jautrumo vertinimas atliekamas bazinius modelių rezultatus (2025, 2030 ir 2050 metų skirtingais klimatiniais metais) lyginant su modelių, kuriuose pašalinamos jungtys su išorinėmis zonomis (Suomija, Lenkija, Švedijos 3 ir 4 zonomis ir Vokietija) rezultatus vertinant kelis rodiklius:

- Elektros kainas;
- Nepatiktos energijos kiekius;
- Apribotos generacijos kiekius.
- Jautrumo vertinime analizuojami metiniai modeliavimo rezultatai.

4.1. Elektros kainos jautrumas

2025 m. jautrumo modeliavimo vidutinės metinės kainos rezultatai pateikiami 14 lentelėje:

14 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinė elektros kaina, Eur/MWh 2025 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	542,31	565,94	583,4	519,18
CY 1989	209,21	223,31	227,48	276,01
CY 1995	488,49	546,43	553,33	532,65
CY 2000	395,05	429,45	435,59	439,06
CY 2008	234,81	256,68	260,28	252,75
CY 2009	981,65	1059,99	1096,91	992,46
CY 2016	654,19	722,26	753,06	655,61

Kainų rezultatai rodo, jog kaina be jungčių, lyginant su 2025 m. baziniu scenarijumi vidutiniškai auga nuo 3,66 karto (CY 1989 Estijoje) iki 21,1 karto (CY 2009 Lietuvoje). Sujungtos BAL zonos atveju kainos formuojasi tarp atskirų zonų vidurkio, tai rodo jog sujungta zona kompensuoja galimus ekstremalius pokyčius vienoje ar kitoje šalyje.

15 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinė elektros kaina 2030 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	263,67	279,4	301,41	180,67
CY 1989	174,57	182,92	198,36	122,6
CY 1995	273,3	278,66	303,78	208,09
CY 2000	273,85	306,59	319,59	213,77
CY 2008	154,91	155,49	175,11	119,5
CY 2009	478,43	499,21	566,24	391,72
CY 2016	334,67	345,21	376,8	245,92

2030 metų jautrumo modeliavimo rezultatuose kainos su baziniu 2030 m. scenarijumi auga nuo 6,16 karto (CY 2008 Estijoje) iki 16,23 karto (CY 2009 Lietuvoje). Sujungtoje BAL zonoje pastebimas žemesnių kainų, nei atskirtų zonų atveju, formavimasis – tai yra indikacija, jog sujungta zona gali veikti sąlyginai efektyviau ir pastebimas mažesnis jungčių atjungimo efektas, nei atskirose zonose. Pastebimas ir reikšmingas pokytis tarp aukščiausių 2025 ir 2030 metinių vidutinių kainų: vidutinė aukščiausia kaina sumažėja beveik du kartus.

16 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinė elektros kaina, Eur/MWh 2050 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	606,92	915,23	919,08	789,72
CY 1989	505,9	727,56	731,94	631,07
CY 1995	585,05	772,34	797,62	667,34
CY 2000	582,7	830,19	852,37	709,96
CY 2008	502,37	677,36	688,94	558,46
CY 2009	823,66	1038,34	1092,06	928,86
CY 2016	770,78	949,53	966,59	834,52

2050 metų jautrumo scenarijų modeliavimo rezultatuose, lyginant su 2050 metų bazinio modeliavimo rezultatais kainos auga nuo 14,24 karto (CY 1995 Estijoje) iki 47,79 karto (CY 1988 Latvijoje). Sujungtos BAL zonos atveju kainos pasižymi mažesniais kainų šuoliais nei analizuojant atskirtų zonų atvejus – tai rodo, kad bendroje zonoje, veikiant kritinėmis sąlygomis yra efektyviau paskirstoma gaminama elektros energija, taip sumažinami ekstremalūs kainų svyravimai.

Vertinant bendrą kainos jautrumą jungčių atjungimui, didžiausią neigiamą poveikį kainai patiria Latvija bei Lietuva, Estijoje stebimas mažesnis kainos jautrumas. Bendra Baltijos zona amortizuoja bendrus ekstremalius kainų šuolius, todėl strategiškai, vertinant tik kainas, veikia kaip veiksminga struktūra. Vertinant bendrą situaciją, analizuotos kainos jungčių išjungimo scenarijų atvejais rodo, jog Baltijos šalių sistema yra labai priklausoma nuo aplinkinių regionų, jungtys su kaimyninėmis valstybėmis Baltijos šalims leidžia formuotis konkurencingoms kainoms, o ekstremalus pokytis, toks kaip jungčių atjungimas, neigiamai veikia sistemos darbą.

4.2. Nepatiktos elektros energijos vertinimas

17 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis nepatiktos energijos kiekis GWh, 2025 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	177,37	30,74	0,19	216,52
CY 1989	59,37	10,16	0	84,7
CY 1995	230,01	22,37	4,06	238,91
CY 2000	147,76	36,46	1,44	194,12
CY 2008	65,92	4,41	0,61	77,78
CY 2009	476,03	113,41	6,11	589,53
CY 2016	395,72	91,71	1,27	475,95

2025 metais baziniu atveju nėra fiksuojamos nepatiktos elektros energijos. Jungčių atjungimo modeliavimuose nepatiktos energijos kiekis nefiksuojamas tik Latvijoje vertinant 1989 klimatinius metus. Nepatiktam energijos kiekiui įtakos turi klimatiniai metai – sistemai didžiausią įtaką daro 2009 ir 2016 klimatiniai metai. Sujungtos BAL zonos atveju visais klimatiniais metais nepatiktos energijos kiekis yra didesnis, nei suminė reikšmė atskirų zonų atveju – tai rodo, jog sujungta sistema veikia mažiau efektyviai, generacija nėra paskirstoma optimaliai, kaip tai daroma vertinant atskiras zonas.

18 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis nepatiktos energijos kiekis GWh, 2030 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	187,76	94,71	0,4	163,4
CY 1989	132,2	62,32	0	113,58
CY 1995	196,68	103,3	0,37	176,07
CY 2000	219,58	82,1	0,98	160,28
CY 2008	89,59	74,56	0,12	81,58
CY 2009	483,03	306,23	1,4	530,35
CY 2016	314,63	168,08	1,26	303,62

Vertinant 2030 metų rezultatus jungčių atjungimo atveju nepatiktos energijos kiekiai išauga, lyginant su 2050 metų rezultatais, ypač Lietuvoje ir Estijoje – jungčių atjungimas turi didžiausią efektą nepatiktos energijos kiekiams Lietuvoje ir Estijoje, Latvijoje rezultatai vertinant bendrą rezultatą sumažėja. Didžiausias pokytis – Lietuvoje vertinant 2008 klimatinis metus, kai lyginant rezultatus su 2025 metais nepatiktos energijos kiekis išauga beveik 17 kartų (nuo 4,41 GWh iki 74,56 GWh). Nepatiktas energijos kiekis turi tiesioginį poveikį elektros energijos kainoms, nes sistemos poreikiui pateikti aktyvuojamas papildomas generatorius, kurio generacijos kaina – 4000 Eur/MWh. Sujungtos BAL zonos atveju stebimas pokytis – lyginant su 2025 metų atveju BAL zonos nepatiktos energijos kiekis yra mažesnis, nei suminis atskirų zonų nepatiktos energijos kiekis. Tai rodo, jog 2030 m. bendra BAL zona veikia stabiliau, nei atskirų zonų atveju.

19 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis nepatiktos energijos kiekis GWh, 2050 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	2667,77	1161,17	639,65	3953,37
CY 1989	2011,42	754,47	418,11	2727,65
CY 1995	2251,8	1078,74	549,92	3417,07
CY 2000	2396,52	1081,57	518,07	3526,41
CY 2008	1690,36	704,65	371,62	2355,99
CY 2009	3344,29	1691,65	685,64	5096,1
CY 2016	2843,89	1277,61	647,48	4180,21

2050 metų bazinio scenarijaus atveju Estijoje fiksuojamas nepatiktos energijos faktas, jis anksčiau aptartas tiriamojoje dalyje. Lyginant su 2030 m. vertinimu 2050 metais visose zonose fiksuojamas nepatiktos energijos kiekio augimas – maksimalus augimas stebimas Latvijoje, vidutiniškai 1286 kartus. Pažeidžiamiausia zona – Estija, vidutinis nepatiktos energijos kiekis – 2458 GWh. Net ir tais klimatiniais metais, kai 2030 m atveju buvo fiksuotas mažesnis poveikis (CY 1989), 2050 m. fiksuojami reikšmingi pokyčiai rezultatuose. Rezultatai rodo, kad net augant generatorių pajėgumams visose šalyse sistema nesugeba subalansuoti paklausos. Bendros BAL zonos atveju, kaip ir 2030 metais sistema veikia efektyviau, nei vertinant atskiras šalis – nepatiktos energijos kiekis yra vidutiniškai 504 GWh mažesnis, nei atskirų zonų atveju.

4.3. Apribotos generacijos vertinimas

2025 metais be jungčių energijos generacijos apribojimai nėra stebimi – tai rodo, kad visa pagaminama energija yra suvartojama, tačiau jos yra nepakankamai, nes fiksuojami nepatiktos energijos kiekiai, aptarti anksčiau.

20 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis apribotos generacijos kiekis GWh, 2030 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	3489,74	11791,33	2101,8	17375,99
CY 1989	3461,74	11860,81	2136,19	17441,7
CY 1995	3702,25	12121,02	2174,44	17991,77
CY 2000	3296,12	11132,92	2000,17	16407,95
CY 2008	3528,92	12322,19	2251,86	18090,58
CY 2009	2806,66	9463,95	1776,4	14032,75
CY 2016	2956,88	9559,07	1770,24	14268,76

2030 metais, lyginant rezultatus su bazinio scenarijaus rezultatais, apribotos generacijos kiekiai išauga – Lietuvoje, tiek bazinio, tiek be jungčių scenarijų atveju yra apribojama daugiausiai gamybos, kiekis tarp scenarijų išauga vidutiniškai 243 proc.

Su 2025 metų rezultatais lyginant, išaugęs ribojamos generacijos kiekis rodo, jog generacijos potencialas viršija vidaus poreikius, bet be galimybės eksportuoti, šis perteklius privalo būti ribojamas. Vertinant bendros BAL zonos scenarijų apribotos generacijos kiekis yra panašus į suminį apribotos generacijos kiekį esant atskirtoms zonoms.

21 Lentelė. Jautrumo vertinimo vidutinis apribotos generacijos kiekis GWh, 2050 m.

	EE	LT	LV	BAL
CY 1988	2443,41	20665,09	28161,68	51211,14
CY 1989	2470,5	20939,99	28501,91	51855,04
CY 1995	2539,32	20859,51	29087,54	52397,61
CY 2000	2300,36	19559,24	26246,41	48042,33
CY 2008	2432,22	21600,89	29201,65	53186
CY 2009	1814,13	17623,77	24305,22	43652,53
CY 2016	1955,33	17288,73	24143,57	43263,21

2050 metais stebimas, lyginant rezultatus su baziniu atveju, generacijos ribojimo skirtumas yra ženklus – vidutiniškai generacijos ribojimas išauga 5 kartus Estijoje, 4 kartus Lietuvoje ir 1,5 karto Latvijoje. Latvijoje visais klimatiniais metais ribojamos energijos kiekio vidurkis – 27 TWh. Tai rodo, jog sistema, veikianti be eksporto ir importo galimybės, negali absorbuoti susidarančio per didelio generacijos kiekio (tai Latvijoje tampa ypatingai aktualu nuo 500 iki 5000 MW išaugus jūrinio vėjo elektrinių pajėgumams). Vertinant bendrą BAL zoną, ribojamos generacijos kiekis išlieka panašus suminiam atskirų valstybių ribojamos generacijos kiekiui.

4.4. Jautrumo vertinimo apibendrinimas

Jautrumo vertinimas atliktas siekiant įvertinti, kaip Baltijos šalių elektros energetikos sistema reaguotų į jungčių su išorinėmis zonomis pašalinimą. Įvertinti trys rodikliai – elektros kainos, nepatiktos energijos ir apribotos generacijos kiekiai. Modeliavimas atliktas tokiems patiems kaip ir baziniams laikotarpiams (2025, 2030 ir 2050 metams) ir vertinant tuos pačius klimatinis metus.

Pašalinus jungtis, reikšmingai išauga analizuojami rodikliai – elektros kaina, nepatiktos energijos ir apribotos generacijos kiekiai. Elektros energijos kainos, lyginant su baziniais scenarijais, kai kuriais atvejais išauga iki 21 karto 2025 metais, 16 kartų 2030 metais ir apie 47 kartus 2050 metais. Sujungta BAL zona padeda amortizuoti kainų šuolius – kainų lygis zonoje yra arčiau vidurkio nei atskirose šalyse.

Nepatiktos energijos analizė taip pat rodo sistemos jautrumą jungčių atjungimui – 2025 metais fiksuojami atsiradę nepatiktos energijos kiekiai Lietuvoje ir Estijoje, 2030 metais jie reikšmingai išauga, 2050 metais pasiekia aukščiausias reikšmes, ypač Estijoje, kur vidutiniai nepatiktos energijos kiekiai viršija 2 TWh. Tai rodo, jog augant sistemai – didėjant paklausai – net turint didesnius generacijos pajėgumus, be jungčių sistema nesugeba patenkinti poreikio. BAL zonos atveju 2030 ir 2050 metais kai kuriais klimatiniais metais pasiekiami mažesni nepatiktos energijos kiekiai nei atskirų zonų suma, o tai rodo, jog tokioje sistemoje vykdomas efektyvesnis balansavimas.

Apribotos generacijos analizė parodė, jog nors 2025 metais be jungčių generacija nėra ribojama, 2030 ir 2050 metais jie reikšmingai išauga, tai lemia išaugęs generacijos potencialas kurio sistema negali suvartoti. Lietuvoje fiksuojami didžiausi ribojamos generacijos kiekiai 2030 metais, o 2050 metais išsiskiria Latvija – dėl jūrinio vėjo elektrinių generacijos pertekliaus. BAL zonos atveju apribojimų suma yra panaši į atskirų zonų ribojamos generacijos sumą, tai indikuoja, jog zonų sujungimas bent iš dalies leidžia palaikyti subalansuotą energijos veikimą, tačiau nepašalina generacijos pertekliaus problemos.

Jautrumo vertinimas parodė, kad Baltijos šalių elektros sistema yra priklausoma nuo tarpstemininių jungčių. Kainų stabilumui, tiekimo patikimumui ir generacijos valdymui būtina išlaikyti integraciją su išorinėmis zonomis siekiant sistemos efektyvumo. Sujungta Baltijos zona gali pasiūlyti didesnę sistemos atsparumą, tačiau nėra pašalinami sistemai kylantys iššūkiai, kylantys dėl ekstremalių sąlygų.

Išvados

1. Atlikta literatūros analizė parodė, kad zonų nustatymas Europos Sąjungoje yra grindžiamas rinkų efektyvumo, tinklo saugumo, zonų stabilumo ir energijos perėjimo kriterijais. Šie kriterijai buvo tinkami pritaikyti Baltijos regiono analizėje siekiant objektyviai įvertinti zonų sujungimą.
2. Tyrimui atlikti sudarytas matematinis optimizacinis Baltijos šalių energetikos sistemos modelis naudojant PLEXOS programinę įrangą. Šis modelis leido kiekybiškai įvertinti skirtingas prekybos zonų konfigūracijas taikant pasirinktų laikotarpių ir klimatinių metų scenarijus. Modelis taip pat leido vertinti zonų struktūrų poveikį pasirinktų pasirinktiems vertinimo rodikliams.
3. Modeliavimo rezultatai parodė, kad 2025 ir 2030 metais sujungtos zonos scenarijai pasižymėjo mažesniais kainų svyravimais, efektyvesniu AEI išteklių panaudojimu ir tiekimo patikimumu lyginant su atskiromis zonomis, tačiau 2050 metų rezultatai dėl išaugusio vartojimo ir infrastruktūros trūkumų sujungtos zonos konfigūracija buvo mažiau efektyvi, nei atskirų zonų atveju. Homogeniškumo analizė parodė, jog zonos atitinka vertinamus kriterijus 2025 ir 2030 metais.
4. Jautrumo vertinimas parodė, jog pašalinus tarp sistemines jungtis reikšmingai išauga elektros kainos, AEI generacijos ribojimai ir nepateiktos energijos kiekiai, ypač 2050 metų vertinimo atveju. Lyginant zonų konfigūracijas, sujungta zona izoliacinėmis sąlygomis veikė efektyviau nei atskiros zonos, tačiau patikimo sistemos darbo neužtikrina nei viena konfigūracija be papildomos tinklo plėtros.

1 Priedas. Modeliavimuose naudoti duomenys

Scenarijus metal		2025				2030				2050			
Scenarijus numeris		1 scenarijus	2 scenarijus	3 scenarijus	4 scenarijus	5 scenarijus	6 scenarijus	7 scenarijus	8 scenarijus	9 scenarijus	10 scenarijus	11 scenarijus	12 scenarijus
Scenarijus tipas		Bazinis	Bazinis	Sujungtos zonos	Sujungtos zonos	Bazinis	Bazinis	Sujungtos zonos	Sujungtos zonos	Bazinis	Bazinis	Sujungtos zonos	Sujungtos zonos
Jautrumo tipas		Su jungtimis	Be jungčių	Su jungtimis	Be jungčių	Su jungtimis	Be jungčių	Su jungtimis	Be jungčių	Su jungtimis	Be jungčių	Su jungtimis	Be jungčių
GENERATORIAI													
EE	Biokuro elektrinės	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	150,3 (68,4)	119	119	119	119
	Dujos/kombinuoto ciklo bloko elektrinės	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Skalūnų elektrinės (senos)	672	672	672	672	173	173	173	173	0	0	0	0
	Skalūnų elektrinės (naujos)	658	658	658	658	658	658	658	658	464	464	464	464
	Hidroelektrinės	8	8	8	8	8	8	8	8	0	0	0	0
	Saulės elektrinės	812	812	812	812	1200	1200	1200	1200	1460	1460	1460	1460
	Atliekų deginimo elektrinės	17	17	17	17	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65
	Žemyninio vėjo elektrinės	447	447	447	447	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310	1310
	Jūrinio vėjo elektrinės	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
LT	Biokuro elektrinės	196	196	196	196	113,83	113,83	113,83	113,83	114	114	114	114
	Konvencinės dujų elektrinės	768	768	768	768	110	110	110	110	0	0	0	0
	Dujos/kombinuoto ciklo bloko elektrinės	403	403	403	403	403	403	403	403	293	293	293	293
	Hidroakumuliacinės elektrinės	900	900	900	900	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010	1010
	Hidroelektrinės	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2	126,2
	Saulės elektrinės	1165	1165	1165	1165	5000	5000	5000	5000	5900	5900	5900	5900
	Atliekų deginimo elektrinės	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16	59,16
	Žemyninio vėjo elektrinės	1288	1288	1288	1288	5000	5000	5000	5000	5650	5650	5650	5650
	Jūrinio vėjo elektrinės	0	0	0	0	1400	1400	1400	1400	4500	4500	4500	4500
LV	Energijos kaupikliai	200	200	200	200	1200	1200	1200	1200	3200	3200	3200	3200
	Biokuro elektrinės	166	166	166	166	159	159	159	159	300	300	300	300
	Dujos/kombinuoto ciklo bloko elektrinės (senos)	1004	1004	1004	1004	1004	1004	1004	1004	0	0	0	0
	Dujos/kombinuoto ciklo bloko elektrinės (naujos)	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
	Hidroelektrinės	1592	1592	1592	1592	1592	1592	1592	1592	1592	1592	1592	1592
	Saulės elektrinės	303	303	303	303	1200	1200	1200	1200	2000	2000	2000	2000
	Žemyninio vėjo elektrinės	136	136	136	136	1500	1500	1500	1500	4500	4500	4500	4500
	Jūrinio vėjo elektrinės	0	0	0	0	500	500	500	500	7500	7500	7500	7500
	Energijos kaupikliai	0	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80
Pralaidumai													
Lietuva - Švedijos 4 zona		700	0	700	0	700	0	700	0	1200	0	1200	0
Lietuva - Latvija		950	950	-	-	1450	1450	-	-	1950	1950	-	-
Lietuva - Lenkija		700	0	700	0	1400	0	1400	0	1400	0	1400	0
Latvija - Estija		950(879)	950(879)	-	-	950(879)	950(879)	-	-	1950	1950	-	-
Lietuva - Vokietija		-	-	-	-	-	-	-	-	2000	0	2000	0
Latvija - Švedijos 3 zona		-	-	-	-	-	-	-	-	500	0	500	0
Estija - Suomija		1016	-	1016	-	1016	0	1016	0	1716	0	1716	0
Vartojimas													
Bendras metinis suvartojimas (TWh)	Estija	7,95	7,95	7,95	7,95	10,22	10,22	10,22	10,22	19,6	19,6	19,6	19,6
	Lietuva	12,15	12,15	12,15	12,15	17,62	17,62	17,62	17,62	26,6	26,6	26,6	26,6
	Latvija	6,97	6,97	6,97	6,97	8,91	8,91	8,91	8,91	15,4	15,4	15,4	15,4
	Baltijos zona	27,07	27,07	27,07	27,07	36,75	36,75	36,75	36,75	61,6	61,6	61,6	61,6
Technologiniai duomenys													
Saulės elektrinės	Kintami eksploatacijos ir priežiūros kaštai (Eur/MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pastovūs eksploatacijos ir priežiūros kaštai (Eur/MW/per metus)	11300	11300	11300	11300	9500	9500	9500	9500	7400	7400	7400	7400
Žemyninio vėjo elektrinės	Kintami eksploatacijos ir priežiūros kaštai (Eur/MWh)	2,06	2,06	2,06	2,06	1,98	1,98	1,98	1,98	1,85	1,85	1,85	1,85
	Pastovūs eksploatacijos ir priežiūros kaštai (Eur/MW/per metus)	17 387	17 387	17 387	17 387	16663	16663	16663	16663	15602	15602	15602	15602
Jūrinio vėjo elektrinės	Kintami eksploatacijos ir priežiūros kaštai (Eur/MWh)	4,41	4,41	4,41	4,41	3,45	3,45	3,45	3,45	2,78	2,78	2,78	2,78
	Pastovūs eksploatacijos ir priežiūros kaštai (Eur/MW/per metus)	44000	44000	44000	44000	30000	30000	30000	30000	28000	28000	28000	28000
Kuro kainos (Eur/GJ)													
ERAA 2023	Dujos	12,54				6,30				5,00			
	Skalūnai	1,56				1,90				3,90			
	CO2	0,088				0,1134				0,168			

Literatūros sąrašas

1. EUROPOS KOMISIJA. *Neutralizuoto poveikio klimatui ekonomikos sukūrimas iki 2050 m.* [interaktyvus]. 2019. Adresas: doi:<https://data.europa.eu/doi/10.2834/02074>. [žiūrėta 2025-01-07]
2. EUROSTAT. *Atsinaujinančiosios energijos dalis bendrame galutiniame energijos suvartojime* [interaktyvus]. 2025. Adresas: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_ind_share. [žiūrėta 2025-01-07]
3. EUROPOS KOMISIJA. *Elektros rinkos reforma* [interaktyvus]. 2024. Adresas: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en. [žiūrėta 2025-01-07]
4. EUROPOS KOMISIJA. *Pasiūlymas dėl Europos Parlamento ir Tarybos reglamento, kuriuo siekiant patobulinti Sąjungos elektros energijos rinkos modelį iš dalies keičiami reglamentai (ES) 2019/943 bei (ES) 2019/942 ir direktyvos (ES) 2018/2001 bei (ES) 2019/944* [interaktyvus]. 2023. Adresas: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/LT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>. [žiūrėta 2025-01-07]
5. MEEUS, Leonardo. *The Evolution of Electricity Markets in Europe* [interaktyvus]. B.m.: Edward Elgar Publishing Ltd., 2020. ISBN 9781789905472. Adresas: doi:10.4337/9781789905472. [žiūrėta 2025-05-02]
6. VLACHOS, Andreas G. ir Pandelis N. BISKAS. Modeling zonal exchanges and nodal system representation in multi-zonal spot electricity markets. *Electric Power Systems Research* [interaktyvus]. 2021, 196, 107172. ISSN 0378-7796. Adresas: doi:10.1016/J.EPSR.2021.107172. [žiūrėta 2025-05-02].
7. VALSTYBINĖ ENERGETIKOS REGULIAVIMO TARYBA. *Elektros energijos perdavimo paslaugos kainos* [interaktyvus]. 2024. Adresas: <https://www.regula.lt/elektra/Puslapiai/tarifai/elektros-energijos-perdavimo-paslaugos-kainos.aspx>. [žiūrėta 2025-05-02]
8. SCHÖNHEIT, David, Michiel KENIS, Lisa LORENZ, Dominik MÖST, Erik DELARUE ir Kenneth BRUNINX. Toward a fundamental understanding of flow-based market coupling for cross-border electricity trading. *Advances in Applied Energy* [interaktyvus]. 2021, 2. ISSN 26667924. Adresas: doi:10.1016/j.adapen.2021.100027. [žiūrėta 2025-05-02]
9. KOLTSAKLIS, Nikolaos E, Ioannis ZENGINIS ir Athanasios S DAGOUMAS. Assessing new block order options of the EUPHEMIA algorithm: An optimization model for the economic dispatch problem in power exchanges. *Energy Reports* [interaktyvus]. 2020, 6, 3119–3140. ISSN 23524847. Adresas: doi:10.1016/j.egy.2020.11.001. . [žiūrėta 2025-01-07]
10. ENTSO-E. *First edition of the Bidding Zone Review* [interaktyvus]. 2018. Adresas: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20\(1\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20(1).pdf). [žiūrėta 2025-01-07]
11. HURTA, Adam, Miroslav ŽILKA ir František FREIBERG. Impact of the splitting of the German–Austrian electricity bidding zone on investment in a grid-scale battery energy storage system deployed for price arbitrage with gray and green power in Austrian and German day-ahead power markets. *Energy Reports* [interaktyvus]. 2022, 8, 12045–12062. ISSN 23524847. Adresas: doi:10.1016/j.egy.2022.09.045. [žiūrėta 2025-01-07]

12. ENTSO-E. *Prekybos zonų peržiūra* [interaktyvus]. sine anno. Adresas: https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/. [žiūrėta 2025-05-02]
13. FRAUNHOLZ, Christoph, Dirk HLADIK, Dogan KELES, Dominik MÖST ir Wolf FICHTNER. On the long-term efficiency of market splitting in Germany. *Energy Policy* [interaktyvus]. 2021, 149. ISSN 03014215. Adresas: doi:10.1016/j.enpol.2020.111833. . [žiūrėta 2025-01-07]
14. EICKE, Anselm ir Tim SCHITTEKATTE. Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. *Energy Policy* [interaktyvus]. 2022, 170. ISSN 03014215. Adresas: doi:10.1016/j.enpol.2022.113220. . [žiūrėta 2025-01-07]
15. EUROPOS KOMISIJA. *Trečiasis energetikos paketas* [interaktyvus]. 2009. Adresas: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:EN:PDF>. [žiūrėta 2025-01-07]
16. LUNDIN, Erik. Geographic price granularity and investments in wind power: Evidence from a Swedish electricity market splitting reform. *Energy Economics* [interaktyvus]. 2022, 113. ISSN 01409883. Adresas: doi:10.1016/j.eneco.2022.106208. [žiūrėta 2025-01-07]
17. FELLING, Tim. Development of a genetic algorithm and its application to a bi-level problem of system cost optimal electricity price zone configurations. *Energy Economics* [interaktyvus]. 2021, 101. ISSN 01409883. Adresas: doi:10.1016/j.eneco.2021.105422. [žiūrėta 2025-01-07]
18. EUROPOS KOMISIJA. *Baltijos energijos rinkų susiejimo planas (BEMIP)* [interaktyvus]. 2009. Adresas: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups/baltic-energy-market-interconnection-plan_en. [žiūrėta 2025-04-27]
19. EUROPOS KOMISIJA. *Baltijos energijos rinkų sujungimo plano veiksmų planas* [interaktyvus]. 2021. Adresas: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-09/bemip_action_plan_2021__0.pdf. [žiūrėta 2025-04-27]
20. HUTTUNEN, Riku. Northern Perspective: Developing Markets Around the Baltic Sea. *Regulation and Investments in Energy Markets: Solutions for the Mediterranean* [interaktyvus]. B.m.: Elsevier Inc., 2016, p. 217–224. ISBN 9780128044360. Adresas: doi:10.1016/B978-0-12-804436-0.00012-6. [žiūrėta 2025-04-27]
21. EUROPOS KOMISIJA. *Komisijos reglamentas (ES) 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės* [interaktyvus]. 2015. Adresas: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/LT/TXT/HTML/?uri=CELEX:32015R1222>. [žiūrėta 2025-04-27]
22. EUROPOS KOMISIJA. *Švarios energijos visiems Europiečiams paketas (Clean Energy Package)* [interaktyvus]. 2019. Adresas: https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en. [žiūrėta 2025-04-27]
23. DOBOS, Teodora, Martin BICHLER ir Johannes KNÖRR. Challenges in finding stable price zones in European electricity markets: Aiming to square the circle? *Applied Energy* [interaktyvus]. 2025, 382, 125315. ISSN 03062619. Adresas: doi:10.1016/j.apenergy.2025.125315. [žiūrėta 2025-04-27]
24. ENTSG ir ENTSO-E. *TYNDP 2024 // Scenarijų ataskaita*. 2025. [žiūrėta 2025-05-09]
25. ENERGY EXAMPLAR. PLEXOS [interaktyvus]. Adresas: <https://www.energyexemplar.com/PLEXOS>. [žiūrėta 2025-05-09]

26. HAMPTON, Harrison ir Aoife FOLEY. A review of current analytical methods, modelling tools and development frameworks applicable for future retail electricity market design. *Energy* [interaktyvus]. 2022, 260. ISSN 03605442. Adresas: doi:10.1016/j.energy.2022.124861. [žiūrėta 2025-05-09]
27. ENTSO-E. *Report on the Locational Marginal Pricing Study of the Bidding Zone Review Process European Network of Transmission System Operators for Electricity* [interaktyvus]. 2022. Adresas: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E%20LMP%20Report_publication.pdf. [žiūrėta 2025-05-09]
28. SIHVONEN, Ville, Iisa OLLILA, Jasmin JAANTO, Aki GRÖNMAN, Samuli HONKAPURO, Juhani RIIKONEN ir Alisdair PRICE. Role of power-to-heat and thermal energy storage in decarbonization of district heating. *Energy* [interaktyvus]. 2024, 305, 132372 ISSN 0360-5442. Adresas: doi:10.1016/J.ENERGY.2024.132372. [žiūrėta 2025-05-07]
29. ENERGY EXAMPLAR. *PLEXOS techninė dokumentacija (ribota prieiga)* [interaktyvus]. 2024. Adresas: <https://portal.energyexemplar.com/unified-help/PLEXOS-desktop>. [žiūrėta 2025-05-07]
30. PFENNINGER, Stefan, Adam HAWKES ir James KEIRSTEAD. *Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges* [interaktyvus]. B.m.: Elsevier Ltd. 2014. ISSN 13640321. Adresas: doi:10.1016/j.rser.2014.02.003. [žiūrėta 2025-05-07]
31. GUROBI OPTIMIZATION LLC. *Gurobi Optimizer* [interaktyvus]. Adresas: <https://www.gurobi.com/solutions/gurobi-optimizer/>. [žiūrėta 2025-05-07]
32. LIU, Yuanchao, Ruifan ZHENG, Rendong SHEN, Jun ZHAO, Zekun SHI, Guangliang WANG, Dongfang YANG ir Yang LI. Research on capacity configuration optimization of integrated energy system by integrating energy hub and response surface methodology. *Energy* [interaktyvus]. 2025, 136348. ISSN 0360-5442. Adresas: doi:10.1016/J.ENERGY.2025.136348. [žiūrėta 2025-04-27]
33. HERC, Luka, Antun PFEIFER, Felipe FEIJOO ir Neven DUIĆ. Energy system transitions pathways with the new H2RES model: A comparison with existing planning tool. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy* [interaktyvus]. 2021, 1, 100024. ISSN 2772-6711. Adresas: doi:10.1016/J.PRIME.2021.100024. [žiūrėta 2025-04-27]
34. ENTSO-E. *ENTSO-E ir ENTSO-G TYNDP 2024 scenarijai - studijoje naudojami duomenys* [interaktyvus]. 2024. Adresas: <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>. [žiūrėta 2025-04-16]
35. ENTSO-E. *ENTSO-E Energetikos statistika* [interaktyvus]. 2025. Adresas: <https://www.entsoe.eu/data/power-stats/>. [žiūrėta 2025-03-29]
36. LATVIJOS RESPUBLIKOS KLIMATO IR ENERGETIKOS MINISTERIJA. *Latvijos energetikos strategija 2050* [interaktyvus]. 2025. Adresas: https://www.kem.gov.lv/sites/kem/files/media_file/LV_Ener%C4%A3%C4%93tika_s_strat%C4%93%C4%A3ija_03.2025.pdf. [žiūrėta 2025-05-02]
37. EUROPOS KOMISIJA. Estijos energetikos ir klimato kaitos valdymo planas (NECP [interaktyvus]. 2023. Adresas: https://commission.europa.eu/document/download/81c1c07b-0763-499e-ab8f-068b8e70e018_en?filename=Estonia_Draft_Updated_NECP_2021-2030_en_1.pdf. [žiūrėta 2025-01-07]
38. CRAIG, Michael T., Jan WOHLAND, Laurens P. STOOP, Alexander KIES, Bryn PICKERING, Hannah C. BLOOMFIELD, Jethro BROWELL, Matteo DE FELICE, Chris J. DENT, Adrien DEROUBAIX, Felix FRISCHMUTH, Paula L.M. GONZALEZ, Aleksander GROCHOWICZ, Katharina GRUBER, Philipp HÄRTEL, Martin KITTEL, Leander

- KOTZUR, Inga LABUHN, Julie K. LUNDQUIST, Noah PFLUGRADT, Karin VAN DER WIEL, Marianne ZEYRINGER ir David J. BRAYSHAW. Overcoming the disconnect between energy system and climate modeling. *Joule* [interaktyvus]. 2022, 6(7), 1405–1417. ISSN 2542-4351. Adresas: doi:10.1016/J.JOULE.2022.05.010. [žiūrėta 2025-05-07]
39. ENTSO-E. *Europos išteklių pakankamumo vertinimo (ERAA) studija* [interaktyvus]. 2023. Adresas: <https://www.entsoe.eu/eraa/2023/>. [žiūrėta 2025-04-27]
 40. DANIJOS ENERGETIKOS AGENTŪRA. *Technology Data-Energy Plants for Electricity and District heating generation* [interaktyvus]. 2025. Adresas: <https://ens.dk/technologydata>. [žiūrėta 2025-05-02]
 41. ENTSO-E. *ENTSO-E Rinkos duomenys* [interaktyvus]. Adresas: <https://newtransparency.entsoe.eu/market/energyPrices>. [žiūrėta 2025-05-02]
 42. ACER. *Key developments in European electricity and gas markets - 2025 ACER Monitoring Report* [interaktyvus]. 2025. Adresas: https://www.acer.europa.eu/monitoring/MMR/electricity_gas_key_developments_2025. [žiūrėta 2025-05-02]
 43. More Renewable Energy Means More Negative Prices. *The Electricity Journal* [interaktyvus]. 2018, 31(8), 65–66. ISSN 1040-6190. Adresas: doi:10.1016/J.TEJ.2018.10.006. [žiūrėta 2025-05-02]
 44. ESCRIBANO, Gonzalo, Carmen GONZÁLEZ-ENRÍQUEZ, Lara LÁZARO-TOUZA ir Juandiego PAREDES-GÁZQUEZ. An energy union without interconnections? Public acceptance of cross-border interconnectors in four European countries. *Energy* [interaktyvus]. 2023, 266, 126385. ISSN 0360-5442. Adresas: doi:10.1016/J.ENERGY.2022.126385. [žiūrėta 2025-03-27]
 45. SPILGER, Maïke, Dennis SCHNEIDER ir Christoph WEBER. Uncertainty characterization for generation adequacy assessments – Including an application to the recent European energy crisis. *Energy Economics* [interaktyvus]. 2025, 144, 108304. ISSN 0140-9883. Adresas: doi:10.1016/J.ENERGY.2025.108304. [žiūrėta 2025-03-27]
 46. ACER. *ACER Sprendimas Nr. 01/2023 dėl paros prieš rinkos (SDAC) harmonizuotų maksimalių ir minimalių kliringo kainų metodikos* [interaktyvus]. 2023. Adresas: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2001-2023%20on%20HMMCP%20SDAC.pdf>. [žiūrėta 2025-05-02]
 47. BALTICWIND.EU. Damage to EstLink 2 cable raises energy prices in Baltic countries [interaktyvus]. 2025. Adresas: <https://balticwind.eu/damage-to-estlink-2-cable-raises-energy-prices-in-baltic-countries/>. [žiūrėta 2025-05-07]