

VILNIAUS UNIVERSITETAS
EKONOMIKOS IR VERSLO ADMINISTRAVIMO FAKULTETAS

EKONOMINĖ ANALITIKA

Magistranto Eriko Kavaliausko

MAGISTRO BAIGIAMASIS DARBAS

ELEKTROS ENERGIJOS KAINŲ FORMAVIMAS IR JĮ LEMIANTYS VEIKSNIAI LIETUVOJE	FORMATION OF ELECTRICITY PRICES AND THE DETERMINING FACTORS IN LITHUANIA
--	---

Darbo vadovas: Dr. Vaiva Petrylė

Vilnius, 2025

TURINYS

IVADAS.....	7
1. ELEKTROS ENERGIJOS RINKOS VEIKIMO PRINCIPAI	9
1.1. Elektros energijos rinka	9
1.2. Laisvosios rinkos modelis	10
1.3. Elektros energijos rinkos veikimo mechanizmai	11
1.3.1. Day-ahead rinka	11
1.3.2. Intraday rinka	14
1.3.3. Balansavimo rinkos veikimo principai	17
1.4. Elektros energijos kainodarą lemiantys veiksniai	20
1.4.1. Gamtinių dujų kainų poveikis elektros energijos kainoms	20
1.4.2. Atsinaujinančios energijos įtaka elektros kainoms	21
1.4.3. Šiluminės gamybos vaidmuo elektros kainodaroje.....	22
1.4.4. Elektros vartojimo ir paklausos poveikis kainoms	23
1.4.5. Makroekonominių veiksnių trumpalaikis poveikis.....	24
1.5. Elektros energijos reguliacinė aplinka Lietuvoje	24
2. LIETUVOS ELEKTROS ENERGIJOS RINKOS ANALIZĖ	26
2.1. Elektros energijos kainų raida Lietuvoje	26
2.2. Lietuvos elektros energijos importo ir eksporto balansas.....	28
2.3. Lietuvos vidaus gamybos struktūra	30
3. METODAI IR ĮRANKIAI SKIRTI NUSTATYTI VEIKSNIUS TURINČIUS ĮTAKĄ ELEKTROS ENERGIJOS KAINAI LIETUVOJE	34
3.1. Literatūroje taikomi metodai	34
3.1.1. Trumpalaikių ryšių analizės metodai	34
3.1.2. Kainų volatilumo analizės metodai.....	35
3.1.3. Ilgalaikių ryšių analizės metodai	35
3.2. Metodai veiksnių analizei	36
3.2.1. Pearson koreliacijos analizė	37

3.2.2.	Regresijos analizė	38
3.2.3.	Stacionarumo analizė	38
3.2.4.	VAR modelis	39
3.2.5.	AIC ir BIC kriterijai.....	40
3.2.6.	VECM modelis	40
3.2.7.	Impulso-atsako funkcijų analizė	41
3.2.8.	Prognozės paklaidos dispersijos išskaidymo analizė.....	41
3.3.	Duomenys ir kintamieji	42
3.3.1.	Priklausomas kintamasis	43
3.3.2.	Nepriklausomi kintamieji.....	43
3.4.	Tyrimo hipotezės	44
3.5.	Tyrimo apribojimai.....	45
3.6.	Metodologija.....	46
4.	ELEKTROS ENERGIJOS KAINŲ FORMAVIMOSI ANALIZĖ	47
4.1.	Tyrimo rezultatai	47
4.1.1.	Pearson koreliacijos analizė	47
4.1.2.	Linijinė regresija	48
4.1.3.	Stacionarumo testai	50
4.1.4.	Modelio sudarymas ir papildomi kintamieji	51
4.1.5.	Johansen kointegracijos testas	52
4.1.6.	Vektorinis paklaidų korekcijos modelis.....	53
4.1.7.	Granger priežastingumo testas	57
4.1.8.	Impulso-atsako funkcijų analizė	57
4.1.9.	Prognozės paklaidos dispersijos išskaidymas	59
4.2.	Hipotezių vertinimas.....	60
	IŠVADOS	63
	REKOMENDACIJOS	65
	LITERATŪRA.....	66

PRIEDAI	77
1 priedas. Pearson koreliacijos rezultatai	77
2 priedas. Elektros energijos kainos dinamika 2015 – 2025 m. laikotarpiu.	78
3 priedas. Regresijos modelio rezultatai	79
4 priedas. Stacionarumo testų rezultatai	80
5 priedas. Elektros energijos kainų (eek) stacionarumo testų rezultatai	82
6 priedas. Gamtinių dujų kainų (dk) stacionarumo testų rezultatai	83
7 priedas. Komercinio sistemos balanso (ksb) stacionarumo testų rezultatai	84
8 priedas. Bendros gamybos (bg) stacionarumo testų rezultatai	85
9 priedas. Šiluminių elektrinių gamybos (seg) stacionarumo testų rezultatai	86
10 priedas. Vėjo generacijos (vg) stacionarumo testų rezultatai	87
11 priedas. Saulės generacijos (sg) stacionarumo testų rezultatai	88
12 priedas. Hidroelektrinių gamybos (hg) stacionarumo testų rezultatai	89
13 priedas. Kitų technologijų gamyba (ktg) stacionarumo testų rezultatai	90
14 priedas. Viso elektros suvartojimo (ves) stacionarumo testų rezultatai	91
15 priedas. Infliacijos (dp) stacionarumo testų rezultatai	92
16 priedas. Euro/dolerio kurso (eUSD) stacionarumo testų rezultatai	93
17 priedas. Atsinaujinančių energijos išteklių gamybos (aeig) stacionarumo testų rezultatai	94
18 priedas. Atsilikimų pasirinkimas	95
19 priedas. Johanseno testo rezultatai	95
20 priedas. VECM rezultatai	96
21 priedas. Modelio diagnostinių testų rezultatai	97
22 priedas. Modelio stabilumo testo rezultatai	98
23 priedas. Granger priežastingumo testas	98

LENTELIŲ SĄRAŠAS

1 lentelė	<i>Koreliacijos reikšmingumo intervalai</i>	37
2 lentelė	<i>Tyrime naudoti kintamieji</i>	42
3 lentelė	<i>Hipotezės apie kintamųjų poveikį elektros energijos kainai</i>	45
4 lentelė	<i>Kintamųjų tiesinės priklausomybės su elektros energijos kaina</i>	47
5 lentelė	<i>Regresinės analizės rezultatai</i>	48
6 lentelė	<i>Stacionarumo testų rezultatai</i>	50
7 lentelė	<i>Johanseno testo rezultatai</i>	53
8 lentelė	<i>Hipotezių rezultatai</i>	61

PAVEIKSLŲ SĄRAŠAS

1 paveikslas	<i>Lietuvos elektros energijos kainų analizė 2015 – 2025 (Eur/MWh)</i>	26
2 paveikslas	<i>Elektros energijos galutinis suvartojimas lyginamas su importu ir eksportu Lietuvoje 2015 - 2025 m. (TWh)</i>	28
3 paveikslas	<i>Lietuvos elektros energijos gamybos apimtys 2015 – 2025 m. (TWh)</i>	31
4 paveikslas	<i>Atsinaujinančių energijos išteklių dalis pagal suvartojimą ir gamybą Lietuvoje (2015 – 2025 m.)</i>	32
5 paveikslas	<i>Elektros kainos reakcija į gamtinių dujų kainos šoką</i>	57
6 paveikslas	<i>Gamtinių dujų kainos reakciją į staigų elektros energijos kainos šoką</i>	58
7 paveikslas	<i>FEVD: elektros energijos kainai</i>	59
8 paveikslas	<i>Pearson koreliacijos rezultatai.</i>	77
9 paveikslas	<i>Elektros energijos kainos dinamika 2015 – 2025 m. laikotarpiu.</i>	78
10 paveikslas	<i>Regresijos modelio rezultatai</i>	79
11 paveikslas	<i>Stacionarumo testų rezultatai</i>	80
12 paveikslas	<i>Elektros energijos kainų (eek) stacionarumo testų rezultatai</i>	82
13 paveikslas	<i>Gamtinių dujų kainų (dk) stacionarumo testų rezultatai</i>	83
14 paveikslas	<i>Komercinio sistemos balanso (ksb) stacionarumo testų rezultatai</i>	84
15 paveikslas	<i>Bendros gamybos (bg) stacionarumo testų rezultatai</i>	85
16 paveikslas	<i>Šiluminių elektrinių gamybos (seg) stacionarumo testų rezultatai</i>	86
17 paveikslas	<i>Vėjo generacijos (vg) stacionarumo testų rezultatai</i>	87
18 paveikslas	<i>Saulės generacijos (sg) stacionarumo testų rezultatai</i>	88
19 paveikslas	<i>Hidroelektrinių gamybos (hg) stacionarumo testų rezultatai</i>	89
20 paveikslas	<i>Kitų technologijų gamyba (ktg) stacionarumo testų rezultatai</i>	90
21 paveikslas	<i>Viso elektros suvartojimo (ves) stacionarumo testų rezultatai</i>	91
22 paveikslas	<i>Infliacijos (dp) stacionarumo testų rezultatai</i>	92
23 paveikslas	<i>Euro/dolerio kurso (eUSD) stacionarumo testų rezultatai</i>	93
24 paveikslas	<i>Atsinaujinančių energijos išteklių gamybos (aeig) stacionarumo testų rezultatai</i>	94
25 paveikslas	<i>Atsilikimų pasirinkimas</i>	95
26 paveikslas	<i>Johanseno testo rezultatai</i>	95
27 paveikslas	<i>VECM rezultatai</i>	96
28 paveikslas	<i>Modelio diagnostinių testų rezultatai</i>	97
29 paveikslas	<i>Modelio stabilumo testo rezultatai</i>	98
30 paveikslas	<i>Granger priežastingumo testas</i>	98

IVADAS

Temos aktualumas

Elektros energijos rinka Lietuvoje per pastarąjį dešimtmetį išgyvena reikšmingus struktūrinius pokyčius, susijusius su rinkos liberalizacija ir elektros energijos gamybos struktūros transformacija. Taip pat, įtaką turi ir auganti atsinaujinančių išteklių integracija bei didėjanti kainų dinamika elektros energijos biržoje. Šie pokyčiai išryškino elektros energijos kainų formavimosi sudėtingumą ir sustiprino poreikį tiksliai analizuoti kainų susidarymą lemiančius veiksnius tiek trumpuoju, tiek ilguoju laikotarpiu. Elektros energijos kainų formavimasis tampa itin svarbiu veiksniu verslui, buitiniams vartotojams ir valstybinėms institucijoms, atsakingoms už energetikos politikos formavimą bei rinkos reguliavimą.

Dėl didėjančio kainų nepastovumo elektros energijos rinkoje iškyla daugiau iššūkių prognozuojant energijos sąnaudas, vertinant investicinius sprendimus bei valdant riziką. Kainų formavimosi analizė, kuri apima rinkos veikimo principus, pagrindinius kainodaros formavimosi veiksnius yra aktuali teoriniu ir praktiniu požiūriu. Ypač svarbu įvertinti kaip kainos formavimąsi veikia gamtinių dujų kainos, esama vidaus gamybos struktūra, elektros energijos paklausa, atsinaujinančių išteklių plėtra, kurių poveikis pasireiškia skirtingais laikotarpiais.

Darbo objektas – elektros energijos kainų formavimosi procesas.

Darbo problema – kokie energetiniai ir ekonominiai veiksniai lemia elektros energijos kainų dinamiką Lietuvoje?

Darbo tikslas – išanalizuoti elektros energijos kainų formavimąsi Lietuvoje ir įvertinti pagrindinius veiksnius, darančius įtaką elektros energijos kainų svyravimams trumpuoju ir ilguoju laikotarpiais.

Darbo uždaviniai.

1. Išanalizuoti „Nord Pool“ biržos segmentus ir jų įtaką elektros kainų formavimui;
2. Įvertinti elektros energijos kainų raidą Lietuvoje, vidaus gamybos struktūrą bei importo ir eksporto balansą;
3. Susisteminti mokslinėje literatūroje identifikuotus pagrindinius elektros energijos kainas lemiančius veiksnius;
4. Įvertinti elektros energijos kainų priklausomybę nuo modelyje pasirinktų energetinių ir ekonominių kintamųjų, taikant laiko eilučių analizės metodus;
5. Įvertinti elektros energijos kainų dinamiką ir pagrindinių veiksnių indėlį kainų formavimosi procese;
6. Pateikti rekomendacijas, atsižvelgiant į pagrindinius elektros energijos kainų formavimąsi lemiančius veiksnius.

Darbe taikyti tyrimo metodai:

1. Mokslinės literatūros analizė apie elektros energijos rinkos veikimo principus, kainų formavimosi mechanizmus bei pagrindinius kainas lemiančius veiksnius.
2. Dokumentų analizė, kurioje nagrinėjami Lietuvos ir Europos Sąjungos institucijų teisės aktai, strateginiai dokumentai ir ataskaitos susijusios su elektros energijos rinkos reguliavimu ir jos veikimu.
3. Statistinių duomenų analizė – apžvelgiama elektros energijos kainų, gamybos, importo, eksporto bei atrinktų energetinių ir makroekonominių rodiklių kaita nagrinėjamu laikotarpiu.
4. Ekonometrinė analizė – taikomi laiko eilučių analizės metodai, apimantys laiko eilučių savybių įvertinimą, kointegracijos analizę ir VECM modelį, siekiant nustatyti elektros energijos kainų ir atrinktų veiksnių ryšius.
5. Poveikio analizė – atliekama impulso–atsako funkcijų ir dispersijos išskaidymo analizė, siekiant nustatyti elektros energijos kainų reakciją į atskirų veiksnių šokus.

Dirbtinio intelekto naudojimas – šiame magistrantūros baigiamajame darbe dirbtinis intelektas buvo naudojamas literatūros analizei, mokslinių straipsnių paieškai bei straipsnių turinio vertinimui, siekiant užtikrinti ar atrinkti šaltiniai yra aktualūs, patikimi ir atitinka tyrimo tematiką.

Darbo struktūra:

1. Elektros energijos rinkos veikimo principų ir elektros kainų formavimosi teorinis pagrindimas;
2. Lietuvos elektros energijos rinkos analizė;
3. Tyrimo metodai, duomenys ir metodologija;
4. Elektros energijos kainų formavimosi empirinė analizė ir tyrimo rezultatų vertinimas;
5. Išvados ir rekomendacijos.

1. ELEKTROS ENERGIJOS RINKOS VEIKIMO PRINCIPAI

Elektros energija yra viena iš svarbiausių sudedamųjų dalių šiuolaikinėje ekonomikoje, kuri leidžia veikti ne tik pramonės ir paslaugų sektoriams, bet ir užtikrina kiekvieno namų ūkio kasdienę veiklą. Atsižvelgiant į sparčiai augančią energijos paklausą, technologinius pokyčius, besikeičiančią geopolitinę padėtį, elektros energijos kainodaros ir rinkos veikimo principų analizė tampa vis aktualesnė. Esamos elektros energijos kainos tiesiogiai veikia namų ūkių išlaidas ir verslų sąnaudas, todėl itin svarbu suprasti kaip elektros energijos rinka funkcionuoja.

1.1. Elektros energijos rinka

Elektros energijos tiekimo sistema sudaryta iš kelių esminių etapų, kurie patiekia elektros energiją iki galutinio vartotojo. Visą sistemą sudaro keturi pagrindiniai elementai: gamyba, perdavimas, skirstymas ir vartojimas. Kiekvienas grandinės etapas turi svarbią funkciją be kurios patikimas tiekimas negali būti užtikrintas, o atskirų grandinės dalių sąveika lemia elektros kainų formavimąsi bei pačios sistemos stabilumą.

Pirmasis etapas yra elektros energijos gamyba, kuri vyksta elektrinėse naudojant skirtingus energijos išteklius elektros energijai pagaminti. Minėti ištekliai gali būti tradiciniai – gamtinės dujos, anglis ar branduolinė energija – arba atsinaujinantys ištekliai, tokie kaip saulė, vėjas, hidroenergija ar biokuras, kurie dėl spartaus plėtojimo darosi vis populiariesni. Ilgą laiką naudojami iškastinio kuro energijos ištekliai buvo pasirenkami dėl lengvo prieinamumo bei gerai išvystytos infrastruktūros būtent šiai energijos rūšiai. Tačiau aplinkosauginiams reikalavimams tampa griežtesniems, jų naudojimas sparčiai mažėja, kadangi šios rūšies ištekliai, išskiria daug šiltnamio efektą sukeliančių dujų bei stipriai teršia orą. Kaip alternatyva šiems ištekliais, intensyviai vystosi atsinaujinančios energijos ištekliai tokie kaip saulė ir vėjas, nors pradiniai infrastruktūros įrengimo kaštai aukšti, eksploatacijos sąnaudos žemos (Saavedra 2018). Tačiau šioje vietoje atsiranda kitos problemos, kadangi atsinaujinančių išteklių gamybos apimtis priklauso nuo esamų gamtinių sąlygų, todėl stabiliam elektros energijos tiekimui palaikyti būtina papildoma technologinė infrastruktūra – elektros energijos kaupimo sistemos (kaupimo baterijos), rezervinės elektrinės bei išmanūs tinklo valdymo elementai, kurie sugebėtų suvaldyti elektros energijos srautus nesant pakankamam kiekiui pagamintos elektros energijos (Saavedra 2018).

Antras etapas yra elektros energijos perdavimas, kuris užtikrina elektros judėjimą nuo gamybos vietų iki paskirstymo tinklų arba didelių vartotojų, kurie prisijungia tiesiogiai prie perdavimo tinklo. Norint efektyviai vykdyti perdavimo veiklą reikia nuolatinės pusiausvyros priežiūros tarp pasiūlos ir paklausos, kadangi elektros energija negali būti lengvai kaupiama

dideliais kiekiais (Wangsa, 2019). Todėl perdavimo sistemos operatorius, kuris atsakingas už tinkle esančios elektros energijos balansavimą turi vykdyti nuolatinę kontrolę, priešingu atveju tinkluose atsirastų gedimų (Wangsa, 2019). Augant pagaminamos elektros energijos kiekiui iš atsinaujinančių energetikos išteklių, perdavimo tinklų valdymas tampa dar sudėtingesnis, kadangi reikia lanksčiau reaguoti į svyruojančią gamybą, kuri nėra pastovi dėl kintančių oro sąlygų bei užtikrinti elektros energijos prieinamumą skirtingose geografinėse vietose (Lukič, 2017).

Tiekimo grandinėje skirstymo etapas yra paskutinis prieš perduodant elektros energiją galutiniams vartotojams, transformuojant ją iš aukštos įtampos į vidutinę ar žemą įtampą. Nors iš techninės perspektyvos tai galutinis etapas, iš ekonominės perspektyvos jis yra vienas svarbiausių, kadangi skirstymo dalyje susidaro reikšminga galutinės elektros energijos kainos dalis, patiriamos paskirstymo sąnaudos bei priimami infrastruktūros plėtimo sprendimai, kurie turi didelę įtaką galutinei elektros energijos kainai (Wangsa, 2019).

Paskutinis tiekimo grandinės etapas – vartojimas. Šiame etape patiekta elektros energija naudojama namų ūkiuose, pramonėje ar kituose sektoriuose. Nors gali pasirodyti, jog šiame etape vyksta tik elektros energijos vartojimas, būtent šiame etape formuojasi energijos paklausa, kuri ir diktuoja visos rinkos veikimą ir gamybos apimčių poreikį (Naurmey ir Matsypura, 2007). Šalia paklausos kūrimo vartotojai taip pat renkasi tiekėjus, sudaro paklausą arba patys tampa gaminančiais vartotojais, kurie gamina elektros energiją ir ją tiekia į tinklą. (Lukič, 2017).

Apibendrinant galima teigti, jog elektros energijos tiekimo grandinė yra ne tik techninė struktūra kaip patiekti elektros energiją nuo vieno taško iki kito, o kompleksinė ekonominė sistema, kur kiekvienas grandinės etapas turi savas sąnaudas, reikalingas investicijas bei savitus reguliacinius sprendimus, kurie daro įtaką galutinei kainai.

1.2. Laisvosios rinkos modelis

Konkurencija yra vienas esminių požymių laisvojoje rinkoje, kuri užtikrina efektyvų išteklių paskirstymą ir rinkos dalyvių motyvaciją siūlyti kuo palankesnes sąlygas vartotojams (Uribe, 2020). Elektros energijos rinkoje konkurencija pasireiškia, kad tiek gamintojai, tiek tiekėjai varžosi norėdami užimti kuo palankesnes pozicijas biržoje ar pritraukti kuo daugiau klientų (Klæboe, 2022). Konkurencija tarp gamintojų reiškia nuolatinį poreikį optimizuoti elektros energijos gamybos kaštus ir kuo tiksliau prognozuoti paklausą bei sekti nuolatinį kainų keitimąsi (Uribe, 2020). Elektros energijos kaina rinkoje formuojasi pagal paklausos ir pasiūlos principą, galutinė elektros energijos kaina yra lygi brangiausiai pasiūlymo kainai, kuri dar tenkina numatytą, rinkos suformuotą paklausą (Bobinaitė, 2013). Toks kainodaros principas vadinamas maržinės kainodaros modelis (*angl. marginal pricing*) bei reiškia, kad rinkos dalyviai norėdami patekti į šią

biržą privalo pasiūlyti konkurencingas kainas bei prisitaikyti prie besikeičiančios paklausos (Bobinaitė, 2013).

Klæboe (2022) pažymi, kad gamintojai, ypač tie, kurie kontroliuoja hidroelektrines, naudojami rinkos kainų pakitimais ir aktyviai koreguoja savo teikiamus kainų pasiūlymus remdamiesi kainų prognozėmis ir rinkos signalais (Klæboe, 2022). Vykdamt veiklą tokiu būdu gamintojai ne tik siekia maksimizuoti savo ekonominį efektyvumą, bet ir tobulinti savo prognozavimo tikslumą.

Uribe (2020) akcentuoja, kad konkurencija rinkoje sustiprėja rinkoms tampant labiau integruotomis. Tarpzoninė prekyba gamintojams ir tiekėjams sudaro galimybes naudotis regioniniais kainų skirtumais, taip sumažinant kainų riziką (Uribe, 2020). Tokia tarpzoninė integracija skatina konkurenciją tarp valstybių, ne tik šalies viduje, tai priverčia rinkos dalyvius taikyti pažangesnes strategijas norint išlikti konkurencingais (Uribe, 2020).

Panašiu principu kaip ir didmeninėje rinkoje, mažmeninėje rinkoje tiekėjai taip pat varžosi dėl rinkos sąlygų, tačiau šiuo atveju tiekėjai varžosi dėl elektros energijos kainos, klientų ir elektros energijos kilmės (Bobinaitė, 2013). Papildomos konkurencinės sąlygos reiškia, kad galutiniai vartotojai turi daugiau galios ir tiekėją gali rinktis pagal individualius poreikius, dėl šios priežasties tiekėjai nuolat turi tobulinti savo teikiamus pasiūlymus bei ieškoti būdų kaip išsiskirti iš konkurentų teikiamų pasiūlymų (Bobinaitė, 2013).

Bobinaitė (2013) pažymi, kad rinkose, kuriose yra didesnė konkurencija, tarp gamintojų ir tiekėjų, fiksuojamas didesnis kainų svyravimas (Bobinaitė, 2013). Tai rodo, kad kainos jautriai reaguoja į bet kokius pasiūlos ar paklausos pokyčius.

Apibendrinant, konkurencija elektros energetikos rinkoje yra kainų formavimosi dalis, kuri verčia gamintojus ir tiekėjus koreguoti savo veiklos planus, siekiant veikti efektyviai bei prisitaikyti prie kintančios paklausos.

1.3. Elektros energijos rinkos veikimo mechanizmai

Lietuva yra integruota į „Nord Pool“ elektros biržą, kuri yra viena seniausių ir didžiausių tarpvalstybinių elektros prekybos platformų pasaulyje, apimanti Šiaurės Europos ir Baltijos šalis bei Vokietiją, Lenkiją ir kitas regionines rinkas. Pagrindinės biržos struktūroje esančios rinkos yra day-ahead, intraday ir balansavimo rinkos. Kaip pažymi Uribe ir bendraautoriai (2020), didėjantis integracijos lygis tarp šalių Nord Pool tinkle leidžia efektyviau dalintis rizika tarp rinkų ir mažina energijos krizių tikimybę (Uribe, 2020).

1.3.1. Day-ahead rinka

Day-ahead (diena prieš rinka) prekyba yra pagrindinis Nordpool biržos segmentas, kuriame sudaromi sandoriai elektros energijos tiekimui sekančią dieną (D+1). Šis rinkos

segmentas veikia kaip vienas didelis aukcionas, kuriame dalyvauja visos suinteresuotos šalys: gamintojai, tiekėjai, dideli vartotojai ir elektros energijos agregatoriai.¹ Visos suinteresuotos šalys pateikia savo pasiūlymus reikiamam arba siūlomam elektros energijos kiekiui iki 12:00 CET, o pateikiami pasiūlymai yra detalizuojami pagal tai kiek elektros energijos ir už kokią kainą jie nori pirkti arba parduoti (Khodadadi, 2020). Galutinė, sisteminė kaina² (*angl. system price*), ir kiekvienos atskiros zonos ar regiono kainos, yra apskaičiuojamos atsižvelgiant į esamus perdavimo tinklo ribojimus ar srautų perkrovas (Khodadadi, 2020).

Ekonomiškai day-ahead rinkos segmentas atspindi tobulos konkurencijos aukcioną, kuriame galutinę kainą formuoja pasiūlos ir paklausos susikūrimo taškas. Šioje rinkoje pirmiausia aktyvuojami gamintojai, kurių siūloma elektros energijos kaina yra mažiausia. Dažniausiai pirmąją poziciją užima gamintojai naudojantys atsinaujinančius išteklius: vėjo, saulės ar hidro elektrinės, kurių kintamos sąnaudos yra labai mažos (Klæboe, 2022). Jeigu gamintojų iš atsinaujinančios energijos pasiūlos nepakanka, aktyvuojami antrieji gamintojai, kurie gamina elektros energiją iš dujų ar anglies (Klæboe, 2022). Kainodaros tvarka kuomet pirmiausia perkama pigiausia elektros energija, o vėliau vis aktyvuojama brangesnė, tai vadinama „merit order“. Šios kainodaros taikymas leidžia sumažinti bendras elektros energijos gamybos sąnaudas sistemoje ir lemia, kad galutinė elektros energijos kaina rinkoje būtų lygi brangiausio dar reikalingo gamintojo pasiūlytai kainai (Klæboe, 2022).

Pasak Khodadadi ir kt. (2020) day-ahead, yra esminis elektros energijos rinkos elementas, kuris užtikrina ne tik kainų formavimą, bet ir išankstinį tiekimo bei paklausos suderinimą, kas leidžia efektyviau valdyti tinklo apkrovas bei mažinti disbalanso riziką realiuoju laiku (Khodadadi, 2020). Autoriai akcentuoja, kad ši rinka veikia kaip planavimo instrumentas, leidžiantis perdavimo sistemos operatoriams (PSO) iš anksto pasiruošti galimiems srautų pokyčiams, įvertinti tinklo pralaidumus ir koordinuoti energijos srautus tarp skirtingų regionų (Khodadadi, 2020). Taip pat, day-ahead aukciono rezultatai yra kertinis informacijos šaltinis tiek rinkos dalyviams, tiek reguliuotojams, nes pagal rinkos rezultatus formuojami gamybos grafikai ir nustatomos preliminaros sistemos balansavimo³ kryptys (Khodadadi, 2020). Literatūroje day-ahead rinkos segmentas dažnai vertinamas kaip vienas efektyviausių elektros prekybos formų, nes leidžia konkurencijos pagrindu atrinkti ekonomiškai naudingiausius gamybos šaltinius, tuo pačiu skatinant tiek efektyvų išteklių naudojimą, tiek kainų skaidrumą (Khodadadi, 2020). Nors

¹ Agregatorius – tarpininkas tarp elektros energijos vartotojų ir operatoriaus, kuris valdo daug smulkių elektrinių prietaisų ar šaltinių ir kumuliatyviai valdo jų veiklą elektros energijos rinkoje (Rehman, 2023).

² Sisteminė kaina – tai bendra elektros energijos kaina šiaurės šalių rinkai, su teorine prielaida, jeigu tarp skirtingų šalių nebūtų tokių tinklo ribojimų (Nord Pool, 2025).

³ Balansavimas – elektros energijos gamybos ir vartojimo suderinimas, kuris užtikrina dažnio stabilumą ir užtikrina, kad gamyba nuolat būtų lygi vartojimui (Eicke A., 2021).

Khodadadi ir kt. (2020) daugiausia dėmesio skiria balansavimo rinkoms, jų analizėje aiškiai išryškėja, kad day-ahead prekyba yra pagrindas, nuo kurio priklauso visos tolesnės rinkos grandys bei elektros sistemos stabilumo užtikrinimas visame Nord Pool rinkos įtakos regione (Khodadadi, 2020).

Kaip pažymi Krilavičius ir Beigaitė (2018) day-ahead rinka pasižymi itin dideliu kintamumu, dideliais kainų svyravimais, kuriems įtakos turi sezoniškumas ar kiti nenumatyti kainų šuoliai (Krilavičius ir Beigaitė, 2018). Nors autoriai akcentuoja, kad yra daug būdų kaip prognozuoti elektros energijos kainas, pačių prognozių tikslumas yra nepakankamas ir juo pasitikėti nederėtų (Krilavičius ir Beigaitė, 2018). Kaip minėta anksčiau galutinės elektros energijos kainos priklauso nuo daugybės tarpusavyje susijusių veiksnių, vienas iš jų sezoniškumas. Žiemos mėnesiais atsiranda padidėjusi paklausa dėl išaugusios šildymo paklausos, todėl galutinė elektros energijos kaina dažnai būna aukštesnė, o vasarą priešingai, dėl padidėjusios generacijos iš saulės ir vėjo elektrinių, kainos dažnu atveju būna žemesnės. (Krilavičius ir Beigaitė, 2018). Nors meteorologinės prognozės yra nuolat teikiamos, staigūs oro pokyčiai lemia nukrypimus nuo prognozės. Pavyzdžiui, karštomis dienomis elektros energijos paklausa gali sparčiai išaugti dėl didelės apimties oro kondicionierių naudojimo ir tuo pačiu pasiūla gali sumažėti dėl silpnescio nei prognozuota vėjo greičio.

Greta, netikslaus meteorologinių duomenų prognozavimo, įtaką elektros kainai gali turėti ir techniniai veiksniai, gamybos įrenginių ar perdavimo linijų sutrikimai. Kaip akcentuoja Krilavičius ir Beigaitė (2018), tokie techniniai incidentai gali sukelti trumpalaikius, tačiau labai staigius ir intensyvius kainų šuolius, kurių tiksliai prognozuoti šiuo metu nepajėgia nė viena esama prognozavimo sistema.

Day-ahead rinka atlieka svarbų vaidmenį ne tik formuojant trumpalaikes elektros kainas, bet ir skatinant regioninę elektros rinkų integraciją. Uribe ir kt. (2020) savo straipsnyje akcentuoja, kad kuo labiau šalys dalyvauja bendroje day-ahead prekybos sistemoje, tuo efektyviau paskirstoma tiek kainų rizika, tiek tiekimo neapibrėžtumas visame tinkle (Uribe, 2020). Autoriai empiriškai įrodo, kad day-ahead rinka yra pagrindinis mechanizmas, per kurį vyksta kainų signalų perdavimas tarp šalių (Uribe, 2020). Straipsnyje atlikta „volatility spillover“ (nepastovumo) analizė atskleidžia, kad rinkos, kurios yra glaudžiai susijusios day-ahead prekyboje, patiria mažesnius kainų šokus ir gali efektyviau reaguoti į tiekimo pokyčius (Uribe, 2020). Tai reiškia, kad šis rinkos segmentas veikia kaip stabilizuojantis bei jungiantis elementas tarp regioninių sistemų, užtikrinantis efektyvesnį išteklių naudojimą ir didesnę bendrą sistemos atsparumą. Dėl šios priežasties day-ahead rinka laikoma kertiniu integruotos ir atsparios elektros rinkos architektūros komponentu visame Nord Pool regione (Uribe, 2020).

Papildomai, kaip pažymi Rintamäki ir kt. (2020), day-ahead rinka yra glaudžiai susijusi su kitomis rinkos grandimis, ypač su intraday ir balansavimo rinkomis (Rintamäki ir kt., 2020). Autoriai analizuoja, kaip lankstūs gamintojai, tokie kaip hidroelektrinės ar dujinės jėgainės, priima strateginius sprendimus day-ahead aukcione, remdamiesi lūkesčiais dėl kainų kitose rinkose (Rintamäki ir kt., 2020). Siekdami išnaudoti galimas aukštesnes kainas intraday ar balansavimo metu (Rintamäki ir kt., 2020). Tokia elgsena parodo, kad day-ahead rinka ne tik nustato orientacinę kainą, bet ir tampa pagrindu strateginiams sprendimams, kurie apima visą elektros rinkos struktūrą. Rintamäki (2020) taip pat pažymi, kad koordinuotas dalyvavimas keliose rinkose gali leisti gamintojams maksimizuoti pelną, tačiau tai reikalauja sudėtingo optimizavimo modelių taikymo ir tikslių kainų prognozių (Rintamäki ir kt., 2020).

Apibendrinant, day-ahead rinkos segmentas yra pagrindinis elektros prekybos segmentas, kuriame iš anksto suplanuojamas tiekimas ir paklausa visam artėjančiam paros laikotarpiui. Šis rinkos segmentas veikia kaip centrinis aukcionas, nustatantis sisteminę ir zonines kainas pagal pasiūlos ir paklausos pusiausvyrą. Rinka ne tik užtikrina efektyvų išteklių paskirstymą ir skaidrų kainų formavimą, bet ir sudaro pagrindą tolesnei prekybai intra-day bei balansavimo rinkose. Didėjant nepastovios gamybos iš atsinaujinančių išteklių daliai, day-ahead rinka išlieka kertiniu elektros rinkos planavimo ir veikimo elementu, leidžiančiu užtikrinti tiek ekonominį efektyvumą, tiek sisteminį stabilumą.

1.3.2. Intraday rinka

Intraday rinka tampa vis aktualesniu elektros prekybos rinkos segmentu, stiprėjant atsinaujinančių energijos šaltinių (AEI) įtakai gamybos struktūroje. Dėl šių energijos šaltinių nepastovumo, rinkos dalyviai vis dažniau susiduria su poreikiu koreguoti savo vartojimo ar pardavimo planus ne tik day-ahead aukcione, bet ir labai arti faktinio elektros tiekimo. Kaip pažymi Shinde ir Amelin (2019), intraday rinka leidžia tiekėjams ir vartotojams reaguoti į atnaujintas kiekių ir kainų prognozes ir pasidaryti tam tikras korekcijas pagal atnaujintus duomenis, taip sumažinant disbalanso tikimybę sistemoje, o tuo pačiu ir balansavimo poreikį (Shinde ir Amelin, 2019). Autoriai pabrėžia, kad nors ši rinka potencialiai gali sumažinti balansavimo kaštus, ji susiduria su sudėtingais iššūkiais: mažas likvidumas, nėra pakankamai pirkėjų ir pardavėjų, kurie daro korekcijas atsižvelgiant į atnaujintus duomenis, kintanti kainų dinamika, kuri atsiranda dėl gamybos ar vartojimo pokyčių ir techniniai trukdžiai, dažnai mažina prekybos aktyvumą (Shinde ir Amelin, 2019).

Intraday rinka yra esminis realaus laiko balansavimo įrankis, leidžiantis mažinti disbalanso išlaidas ir padidinti rinkos bei tinklo efektyvumą. Kremer ir kt. (2021) nurodo, kad intra-day prekyboje svarbiausi veiksniai yra: artėjantis tiekimo laikas, trumpuoju laikotarpiu prieinamos

elektros energijos prognozių tikslinimai ir rinkos režimo pokyčiai (Kremer, 2021). Autoriai sukūrė ekonometrinį modelį, kuris rodo, jog rinka tampa jautresnė prognozių pokyčiams esant „stačiai“ merit order kreivei, tai situacija kuomet paklausa yra aukšta, o pasiūla tampa ribota (Kremer, 2021).

Shinde ir kt. (2021) analizė patvirtina šiuos rezultatus atliktu tyrimu. Rezultatai rodo, kad didžioji dalis sandorių yra sudaroma per paskutines 60 minučių iki elektros energijos tiekimo pradžios, o tai leidžia manyti, jog rinkoje veikiantys dalyviai laukia kiek įmanoma tikslesnių prognozių prieš koreguodami savo pozicijas (Shinde ir kt. 2021). Straipsnyje atlikta pirkimo ir pardavimo užsakymų analizė rodo, kad daugumoje šalių dažniausiai pasikartoja 5 MWh dydžio sandoriai, tačiau tam tikrose zonose formuojasi ir kitokios tendencijos, Suomijoje ar SE4 (Švedijos, pietryčių rinka) dažniau vykdomi mažesni sandoriai (1 – 2 MWh), tai rodo decentralizuotos prekybos augimą (Shinde ir kt., 2021).

Kremer, Kiesel ir Paraschiv (2021) atliktas tyrimas dar detaliau analizuoja intraday rinkos segmento elgseną, straipsnyje aprašomas ekonometrinis modelis, skirtas intra-day rinkos 15 minučių kontraktų kainų formavimui, atsižvelgiant į išankstines vėjo ir saulės prognozes bei rinkos struktūros ypatumus (Kremer, Kiesel ir Paraschiv, 2021). Autoriai remiasi unikalia duomenų baze, apimančia sandorių kainas, prekybos apimtis bei nuolat atnaujinamas AEI prognozes (Kremer, Kiesel ir Paraschiv, 2021). Vienas iš esminių šios publikacijos tikslų buvo, nustatyti, kaip skirtingos rinkos būklės: „stačios“ (*angl. steep*) ir „plokščios“ (*angl. flat*) merit order kreivės, lemia rinkos jautrumą prognozių klaidoms (Kremer, Kiesel ir Paraschiv, 2021). Autoriai savo straipsnyje akcentuoja, kad kainos labiau reaguoja į prognozių pokyčius kai sistemoje yra didelė apkrova, esant tokiai situacijai kai tinkle pralaidumų rezervas mažas, o AEI gamybos svyravimai turi didelę reikšmę pusiausvyrai (Kremer, Kiesel ir Paraschiv, 2021).

Kita svarbi Kremer, Kiesel ir Paraschiv (2021) įžvalga, kaimyninių kainų. Autoriai nustatė, kad prekybos rezultatai viename laiko intervale, stipriai veikia artimiausių laikotarpių kainas, tai rodo, kad rinkos dalyviai priima sprendimus vertindami kainų eigą ne kaip individualią, o kaip vientisą seką (Kremer, Kiesel ir Paraschiv, 2021). Jie naudoja „slenksčio“ (*angl. threshold regression*) modelį, kuris leidžia tiksliai identifikuoti momentus, kai rinkos segmento jautrumas prognozių klaidoms keičiasi, tokių momentų identifikavimas ypač svarbus prekybos sistemoms, kurių pagrindinė funkcija optimizuoti portfelį realiu laiku (Kremer, Kiesel ir Paraschiv, 2021).

Svarbų analitinį indėlį pateikia Kiesel ir Paraschiv (2017), kurie analizavo Vokietijos 15 minučių intra-day rinkos segmento duomenis. Autoriai pabrėžia, kad kainų svyravimai šioje rinkoje nėra atsitiktiniai, o priešingai, aiškiai susiję su AEI prognozių paklaidomis bei su tuo, kiek tradicinė gamyba iš iškastinio kuro padengia paklausą (*angl. demand quote*) (Kiesel ir Paraschiv, 2017). Ši analizė leidžia išskirti kelis rinkos režimus: pirmasis, kai paklausa visiškai padengiama

tradiciniais gamybos šaltiniais, antroji, kai padengimas yra nepakankamas (Kiesel ir Paraschiv, 2017). Antruoju atveju kainų pokyčiai reaguoja daug jautriau į kiekvieną vėjo ar saulės prognozės neatitikimą (Kiesel ir Paraschiv, 2017).

Kiesel ir Paraschiv (2017) taip pat išanalizavo sezoniškumo poveikį: dienos metu kainos pasižymi vadinamuoju „zigzago“ (*angl. zigzag*) modeliu, kur pirmosios ketvirčio valandos turi aukštesnes prekybos apimtis ir dažniau rodo kraštines kainas (Kiesel ir Paraschiv, 2017). Šis modelis glaudžiai susijęs su saulės energijos gamybos dinamika, ryte pirmosios ketvirčio valandos yra susijusios su mažesne gamyba, todėl rinkoje vyrauja mažas kiekis elektros energijos, o paklausa didelė, vakare susidaro priešinga situacija, kuri lemia pardavimų augimą, kadangi elektros energijos dar likę ir visi nori išparduoti likučius, todėl pasiūla didelė, o paklausa mažesnė (Kiesel ir Paraschiv, 2017).

Dar vieną svarbų aspektą pateikia Europos Komisijos užsakymu atliktas Ehrenmann ir kt. (2019) tyrimas, kuriame aptariamas esamas ir siūlomas intraday rinkos segmento dizainas (Ehrenmann ir kt., 2019). Autoriai įvardina problemą, kad dabartinis nuolatinės prekybos (*angl. continuous trading*) modelis, veikia „pirmas-atėjo–pirmas-pirko“ (*angl. first-come-first-served*) principu ir nesuteikia galimybės taikyti efektyvų tarpvalstybinio perdavimo pajėgumo kainodaros mechanizmą (Ehrenmann ir kt., 2019). Autorių iškeltas pasiūlymas įdiegti kitokį rinkos segmento veikimo mechanizmą, kuris galėtų padėti išspręsti šią problemą bei sudarytų sąlygas vykdyti prekybą blokinais sandoriais⁴ (Ehrenmann ir kt., 2019). Autorių teigimu tokių sandorių sudarymo galimybė padidintų mažesnių rinkos dalyvių įsitraukimą. (Ehrenmann ir kt., 2019).

Baltijos šalys per pastaruosius metus tapo vis labiau integruotos į Europos elektros rinką, įskaitant ir intraday rinkos segmentą. Remiantis Bompard ir kt. (2021), regiono tinklo stabilumas ir ryšiai su Lenkija bei Skandinavijos šalimis užtikrina fizines galimybes aktyviai dalyvauti prekyboje, tačiau išlieka iššūkių dėl nepakankamo vidaus generacijos lankstumo ir prekybos automatizacijos lygio. Aktyvesniam dalyvavimui šiame segmente trukdo ribotas vietinių rinkos dalyvių operatyvumas ir nepakankamai išnaudojami tarpvalstybiniai ar nepakankami pajėgumai, kurie šiuo metu nėra integruoti su kainodara intraday segmente (Bompard ir kt., 2021). Baltijos regiono integraciją į intraday rinkos segmentą su kitomis šalimis palaiko strateginiai projektai, kaip „NordBalt“, „LitPol Link“ ir „EstLink“, kurie leidžia reaguoti į kainų skirtumus tarp zonų ir atveria galimybę lankstesnei prekybai (Bompard ir kt., 2021).

Apibendrinant galima teigti, kad intraday rinka yra svarbi elektros prekybos grandies dalis, kuri leidžia lanksčiai reaguoti į realaus laiko pokyčius, ypatingai svarbi augant atsinaujinančių

⁴ Blokinis sandoris – elektros energijos prekybos pasiūlymas, kuriuo siekiama įsigyti nurodytą kiekį elektros energijos už nurodytą kainą, einančių valandų laikotarpiui. Sandoris gali būti priimtas tik visoms valandoms, jeigu visos sąlygos nėra tenkinamos, sandoris atmetamas (Epexspot, 2025).

energijos šaltinių daliai. Moksliniai tyrimai atskleidžia, kad šis rinkos segmentas padeda mažinti disbalanso kaštus ir didina sistemos efektyvumą, tačiau kartu susiduria su likvidumo, prognozių neapibrėžtumo ir struktūrinių sprendimų trūkumo iššūkiais (Shinde ir Amelin, 2019; Kremer ir kt., 2021; Ehrenmann ir kt., 2019). Nors Baltijos šalys yra techniškai integruotos į Europos rinką, jų aktyvus dalyvavimas intraday segmente priklauso nuo tolimesnių struktūrinių rinkos veikimo reformų, prognozavimo pažangos ir papildomų pralaidumų diegimo.

1.3.3. Balansavimo rinkos veikimo principai

Balansavimo rinka (*angl. balancing market*) – elektros energijos rinkos segmentas, skirtas realaus laiko elektros sistemos balansui tarp gamybos ir vartojimo užtikrinti (Etpa, 2025). Šis rinkos segmentas veikia kaip paskutinė grandis elektros energijos prekyboje po diena prieš (*day-ahead*) rinkos ir einamos dienos (*intraday*) rinkų, kurioje PSO aktyvuoja esamus balansavimo pajėgumus su tikslu kompensuoti faktinius neatitikimus tarp paklausos ir pasiūlos. Atsižvelgiant į anksčiau minėtų autorių įžvalgas bei bendras atsinaujinančių išteklių generuojamos elektros energijos tendencijas, balansavimo rinkos svarba pastaraisiais laikotarpiais išaugo ir bus itin svarbi ir toliau.

Kaip pažymi Roumkos ir kt. (2022), balansavimo rinkos integracija siekia sumažinti disbalanso sąnaudas bei užtikrinti efektyvų rezervų panaudojimą tarp skirtingų valstybių narių (Roumkos, 2022). Ši rinka veikia pagrindu, kad PSO aktyvuoja reikiamus elektros gamybos vienetų ar agregatus, priklausomai nuo sistemos esamos situacijos, elektros deficito arba pertekliaus (Roumkos, 2022).

Yra trys pagrindiniai balansavimo rinkos rezervai, kurie naudojami Baltijos rinkoje siekiant užtikrinti sistemos stabilumą. Pirmasis FCR (*angl. Frequency Containment Reserve*) veikia automatiškai, be PSO įsikišimo, reaguodamas į dažnio nuokrypius per kelias sekundes, antrasis aFRR (*angl. automatic Frequency Restoration Reserve*) aktyvuojamas centralizuotai perduodant PSO signalą ir per kelias minutes padeda tiksliai atkurti dažnį sistemoje, šis dažnio atkūrimo modelis taip pat veikia automatiškai (Roumkos ir kt., 2022; Riddervold ir kt., 2021). Abu įvardinti rezervai skirti trumpalaikiams disbalansams šalinti, tačiau jų galimybės yra ribotos ir jų aktyvacija nebūtinai atstatys elektros energijos tinklą į balanso poziciją.

Situacijose kuomet pirmųjų dviejų rezervo pajėgumų nepakanka, aktyvuojamas trečiasis rezervas mFRR (*angl. manual Frequency Restoration Reserve*), šis rezervas aktyvuojamas rankiniu būdu per 15 minučių nuo disbalanso atsiradimo ir skirtas reikšmingesniems ir ilgiau trunkantiems disbalansams koreguoti (Austnes ir kt., 2024). Bendrai visi rezervai klasifikuojami kaip FRR (*angl. Frequency Restoration Reserves*) ir skirti realiu laiku koreguoti sistemos disbalanso nuokrypius (Backe, 2023). Šių rezervų buvimas ypač svarbus kuomet auga elektros

energijos generacija iš atsinaujinančių šaltinių, kuriai būdinga nepastovi generacija ar dažni nuokrypiai nuo prognozės. Todėl efektyvus rezervų valdymas, padeda mažinti balansavimo sąnaudas ir užtikrinti tinklo patikimumą (Roumkos ir kt., 2022).

Šaliai skirtingų tipų rezervų, balansavimo rinka susideda iš dviejų pagrindinių komponentų: balansavimo pajėgumų rinkos (*angl. capacity market*) ir balansavimo energijos rinkos (*angl. energy market*). Pajėgumų rinkoje BSP (balansavimo pajėgumų tiekėjai) siūlo rezervus, kuriuos PSO galėtų naudoti, jeigu sistemoje tą dieną įvyktų disbalansas (Riddervold ir kt., 2021). Tuo tarpu balansavimo energijos rinka rūpinasi faktiniu rezervų aktyvavimu realiu laiku, periodais kai sistema nukrypsta nuo balanso ir būtina atkurti stabilumą (Riddervold ir kt., 2021).

Remiantis Riddervold ir kt. (2021) dažniausiai naudojamas „pay-as-bid“ atsiskaitymas, tai sandoriai, kur paslaugų/pajėgumų tiekėjai gauna tą kainą, kurią jie pasiūlė, o ne vieningą rinkos kainą nustatytą „*marginal pricing*“ principu (Riddervold ir kt., 2021). Nors šis modelis suteikia didesnę lankstumą tiekėjams siūlyti kainas, kuriose jie įsivertina siūlomų pajėgumų sąnaudas ar pardavimo strategiją, tačiau toks pardavimo principas kelia iššūkių dėl skaidrumo, nes tokiu būdu sudėtingiau nustatyti tikrąją rinkos vertę (Riddervold ir kt., 2021).

Tradiciškai pagrindiniais BSP buvo laikomi elektros gamintojai, hidroelektrinės, kurios geba greitai keisti gamybos apimtis. Tačiau daugėjant technologijų ir energijos kaupimo sprendimų, vis dažniau paslaugų/pajėgumų tiekėjais tampa baterijų sistemų operatoriai ir paklausos telkėjai (*angl. demand-side response*) bei atsinaujinančių išteklių gamintojai: vėjo ir saulės elektrinės. Backe ir kt. (2023) akcentuoja, kad atsinaujinančių išteklių gamintojų integracija į balansavimo rinką sukuria papildomų iššūkių, nes jų gamyba yra labai nepastovi ir priklauso nuo meteorologinių sąlygų. Norint tinkamai integruoti šiuos gamintojus reikalingi pažangesni disbalansų prognozavimo modeliai, kuriais būtų galima užtikrinti efektyvesnį rezervų aktyvavimą ir planavimą (Backe, 2023).

Pajėgumų ir energijos rinkų bendra struktūra balansavimo rinkoje leidžia planuoti ir valdyti elektros energijos tinklo stabilumą bei sukuria aiškų vaidmenų paskirstymą tarp TSO ir tiekėjų, kurio ypač reikia operatyviai reaguojant į susidarancias rinkos situacijas.

Backe ir kt. (2023) tyrime parodė, kad neuroninių tinklų, ypač ilgalaikės atminties LSTM (*angl. long short-term memory*) modelių, taikymas balansavimo kainų ir kiekių prognozei duoda geresnius rezultatus nei tradiciniai statistiniai metodai (Backe, 2023). LSTM modelis pasižymi galimybe analizuoti laiko eilučių duomenis ir atpažinti ryšius tarp kintamųjų naudojant istorinius duomenis bei įvestus papildomus kintamuosius, tokius kaip oro sąlygos, gamybos pajėgumai ir apkrovos (Backe, 2023). Tinkamai sukalibravus šį modelį, jis gali būti naudojamas ilgalaikio ir trumpalaikio prognozėms atlikti, taip padedant PSO ir kitiems rinkos dalyviams priimti

atitinkamus sprendimus (Backe, 2023). Tačiau didžiausia šio modelio limitacija yra reikiamas duomenų kiekis ir pačių duomenų kokybė bei gebėjimas nuolat atnaujinti ir papildyti duomenis siekiant generuoti tikslias prognozes (Backe, 2023).

Elektros energijos balansavimo rinkos integracija Europos lygiu yra vienas iš pagrindinių žingsnių norint sukurti efektyviai veikiančią Europos elektros energijos prekybos rinką. Nors day-ahead ir intraday rinkos yra regioniška integruotos, balansavimo rinka Lietuvoje iki 2025 m. nebuvo pilnai integruota į bendrą Europos balansavimo rinką, tai riboja galimybę pasitelkti tarpvalstybinius lankstumo pajėgumus. Roumkos ir kt. (2022) savo moksliniame straipsnyje akcentuoja, kad ES balansavimo rinkos suvienijimas ir bendrų platformų, tokių kaip MARI (mFRR rinka) ir PICASSO (aFRR rinka), integravimas yra būtini žingsniai optimizuojant rezervų pasidalijimą tarp šalių ir užtikrinant rinkų sąveiką, stabilumą bei pačių sąnaudų optimizavimą visame regione (Roumkos ir kt., 2022). Naudojant šias platformas PSO atsiranda galimybė keistis balansavimo energija realiuoju laiku, nepriklausomai nuo geografinės vietos (Roumkos ir kt., 2022).

2025 m. vasario 9 d. Lietuva, Latvija ir Estija oficialiai atsijungė nuo Rusijos ir Baltarusijos valdomo BRELL žiedo ir pradėjo sinchroniškai veikti su kontinentinės Europos elektros tinklais per „LitPol Link“ jungtį su Lenkija (Litgrid AB, 2025). Prisijungimas prie kontinentinės Europos tinklų įtvirtino Baltijos šalių energetinę nepriklausomybę ir užtikrino dalyvavimą Europos balansavimo rinkos struktūroje. Lietuva tapo MARI ir PICASSO platformų nare, taip įgydama galimybę teikti bei gauti balansavimo rezervus iš visos Europos (Litgrid AB, 2025).

Apibendrinant galima teigti, jog balansavimo rinka yra svarbi elektros energijos rinkos dalis, kuri užtikrina sistemos stabilumą, lankstumą ir disbalansų valdymą. Tokios platformos kaip MARI ir PICASSO bei Baltijos šalių sinchronizacija su kontinentinės Europos tinklais žymi esminius pokyčius regiono energetinio savarankiškumo ir Europinės integracijos link. Tačiau, nepaisant to, išlieka praktinių iššūkių, susijusių su kainų nepastovumu, rezervų prieinamumu ir rinkos lankstumu siekiant pilnai efektyvinti balansavimo rinką.

Išanalizavus šiame skyriuje aptartus pagrindinius elektros energijos rinkos segmentus, matyti, kad kiekvienas iš jų atlieka svarbų vaidmenį užtikrinant bendrą rinkos veikimą ir paklausos bei pasiūlos grafikus. Day-ahead rinkos segmentas formuoja pirminius pasiūlos ir paklausos grafikus. Intraday rinkos segmentas suteikia galimybę koreguoti day-ahead rinkoje užsakytus kiekius artėjant faktiniam tiekimui, o balansavimo rinka tampa paskutinė grandis, kuri užtikrina faktinį tinklo stabilumą ir koreguoja prognozės neatitiktis. Visų šių segmentų efektyvi tarpusavio sąveika yra reikalinga siekiant lankstaus, patikimo ir ekonomiškai efektyvaus elektros energijos rinkos veikimo modelio.

1.4. Elektros energijos kainodarą lemiantys veiksniai

Elektros energijos kainų formavimosi procesas yra sudėtingas, jį lemia daug tarpusavyje susijusių ekonominių, technologinių ir institucinių veiksnių. Skirtingai nei daugelis kitų prekių elektros energija negali būti sandėliuojama ilgą laiką, pasiūlos ir paklausos pusiausvyra pasiekama realiu laiku, todėl net ir nedideli paklausos ar gamybos pokyčiai gali sukelti reikšmingus kainos pokyčius. Kaip buvo minėta ankstesniame skyriuje, didmeninė elektros kaina yra nustatoma pagal technologinių sąnaudų principą, kuris vadinamas „merit order“, todėl galutinę elektros energijos kainą lemia brangiausia dar reikalinga gamybos technologija konkrečiai valandai.

Būtent dėl to elektros rinka glaudžiai susijusi su kitomis energetikos rinkomis, todėl kainų pokyčiai naftos ar gamtinių dujų rinkose sparčiai persiduoda į elektros kainodarą tiek trumpuoju, tiek ilguoju laikotarpiu. Kartu su gamtinėmis dujomis vis svarbesnę įtaką daro atsinaujinantys ištekliai ir sparti jų plėtra bei makroekonominiai veiksniai kaip infliacija, valiutos kursas, kuro kainų šokai ir reguliavimo aplinka, kurie gali turėti reikšmingą poveikį elektros energijos kainų lygio nustatymui. Šiame poskyryje bus aptariami pagrindiniai veiksniai, kurie remiantis moksliniais tyrimais lemia elektros kainų dinamiką.

1.4.1. Gamtinių dujų kainų poveikis elektros energijos kainoms

Vienas svarbiausių veiksnių, kuris lemia elektros energijos kainodarą yra gamtinių dujų kaina. Tiek Europoje, tiek Lietuvoje, pagrindinis šiluminių elektrinių kuro šaltinis yra gamtinės dujos. Kadangi dujų elektrinės elektros sistemoje dažnai yra nustatančios kainą pagal „merit order“ principą, gamtinių dujų kaina tampa orientyru kainos formavimuisi.

Zakeri ir Staffell (2023) nagrinėjo 39 Europos valstybes ir nustatė, kad 2021 m. gamtinės dujos Europoje formavo elektros kainą 39 proc. analizuotų valandų (Zakeri ir Staffell, 2023). Tam tikrose rinkose šis skaičius dar didesnis (Belgija, Nyderlandai, Italija, Graikija), jis viršijo 80 proc. valandų. Gautas rezultatas rodo, kad net regionuose kur atsinaujinančių išteklių dalis gamybos struktūroje yra didelė, gamtinės dujos vis tiek išlieka reikšminga gamybos komponente (Zakeri ir Staffell, 2023). Autoriai pažymi, kad iškastinio kuro elektrinės vis dar veikia galutinės kainos sudaryme, todėl jos ir nustato galutinę elektros energijos kainą (Zakeri ir Staffell, 2023). Straipsnio įžvalgos patvirtina, kad kainodarą lemia ne tik gamybos apimtys, bet ir bendra elektros energijos pasiūlos struktūra.

Analogiškas tendencijas užfiksavo ir ankstesnių tyrimų rezultatai. Bosco, Parisio, Pelagatti ir Baldi (2007) analizavo Italijos, Prancūzijos ir Vokietijos elektros rinkas ir atskleidė, kad dujų kainos yra kointegruotos su elektros energijos kaina ir ilgajame laikotarpyje juda viena kryptimi (Bosco, Parisio, Pelagatti ir Baldi, 2007). Gamtinių dujų kainos pokyčiai tiesiogiai persiduoda į

elektros energijos kainą, kadangi elektros energijos gamybos sąnaudos yra tiesiogiai susijusios (Bosco, Parisio, Pelagatti ir Baldi, 2007). Furió ir Poblacion (2018) Ispanijos rinkos tyrimas taip pat patvirtino šią priklausomybę, autoriai darbe nustatė, jog didėjant gamtinių dujų kainai rinkoje, elektros kaina taip pat kyla, ryšys išlieka net besikeičiant gamybos struktūrai (Furió ir Poblacion, 2018).

Zhoa, Zlotnik ir kt. (2019) tirdami realaus laiko elektros ir dujų sistemų sąveiką patvirtino, kad elektros energijos kainoms stiprią įtaką turi gamtinių dujų kainos realiu laiku (Zhoa, Zlotnik ir kt., 2019). Autoriai nurodo, kad aukšta momentinė elektros energijos paklausa, kartu su mažu atsinaujinančių išteklių prieinamumu lemia dujų kainų šuolius (Zhoa, Zlotnik ir kt., 2019). Tai reiškia, kad esant mažoms atsinaujinančių išteklių gamybos apimtims būtina aktyvuoti daugiau dujų pajėgumų kas tiesiogiai didina elektros energijos kainą.

Svarbus aspektas kaip makroekonominių šokų poveikis veikia gamtinių dujų ir elektros energijos kainas matomas COVID-19 laikotarpiu. Hauser, Schönheit ir kt. (2021) savo straipsnyje nustatė, kad didžiausią įtaką kainų kritimui pandemijos laikotarpiu sudarė gamtinių dujų kainų kritimas, ne tik sumažėjusi elektros paklausa (Hauser P., Schönheit D. ir kt., 2021). Tai patvirtina, kad šiuo metu elektros kainų dinamika pirmiausia atsispindi per pokyčius kurie vyksta gamtinių dujų rinkoje.

Apibendrinant, galima teigti, kad elektros energijos kainodaroje didelę įtaką turi gamtinių dujų rinka. Moksliniai tyrimai atliepia, kad dujomis kūrenamos elektrinės išlaiko kainą nusakančią poziciją, šis ryšys išlieka stiprus net ir didėjant atsinaujinančių išteklių daliai.

1.4.2. Atsinaujinančios energijos įtaka elektros kainoms

Atsinaujinančių išteklių plėtra per pastaruosius metus intensyviai keičia elektros energijos rinkos struktūrą Lietuvoje. Saulės ir vėjo elektrinių gamybos sąnaudos yra ženkliai mažesnės lyginant su tradicinėmis gamybos rūšimis, todėl jų įtraukimas į rinką lemia, kad pigesnės gamybos elektros energija išstumia iš rinkos brangesnius iškastinio kuro gamybos šaltinius, dėl ko mažėja bendra elektros energijos kaina rinkoje.

Maciejowska (2020) atliko analizę Lenkijos elektros energijos rinkoje ir nustatė, kad vėjo elektrinių gamybos didinimas reikšmingai mažina didmeninės elektros kainas, ypač laikotarpiais kuomet paklausa yra žemesniame lygyje (Maciejowska, 2020). Wang, Sbai, Wen ir Sheng (2024) atliktas tyrimas Kinijoje atskleidė, kad saulės ir vėjo generacijos plėtra ne tik mažina elektros rinkos kainas, bet ir padeda išlaikyti bendrą žemesnį kainų lygį (Wang, Sbai, Wen ir Sheng, 2024). Tiesa, autoriai pažymi, kad šis efektas pastebimas regionuose, kuriuose atsinaujinančių išteklių dalis elektros gamyboje viršija 30 proc (Maciejowska, 2020).

Stringer (2024) savo tyrime atskleidžia, kad atsinaujinančių išteklių poveikis kainom dažniausiai pasireiškia trumpuoju laikotarpiu, kadangi šio tipo gamyba stipriai priklauso nuo meteorologinių sąlygų (Stringer, 2024). Kuomet vėjo ar saulės gamyba yra didelė, kainos rinkoje linkusios mažėti, gamybai sumažėjus kaina didėja, kadangi trūkstami paklausos vienetai turi būti padengti brangesnės generacijos elektros energija (Stringer, 2024).

Ciarreta, Pizarro-Irizar ir Zarraga (2020) taip pat empiriškai patvirtino, kad laikotarpiais kuomet atsinaujinančių išteklių dalis yra didelė, kainų lygis mažėja. Autoriai taip pat pažymi, kad didesnė atsinaujinančių išteklių generacija lemia kainų variaciją, kadangi priklausomai nuo meteorologinių sąlygų gamyba gali būti pertraukiama (Ciarreta, Pizarro-Irizar ir Zarraga, 2020).

Cevik (2023) atliktoje panelinėje analizėje buvo nustatyta, kad atsinaujinantys ištekliai vidutiniškai sumažina didmeninės elektros kainas. Kaip teigia autorius 1 proc. elektros energijos gamybos padidėjimas iš atsinaujinančių išteklių vidutiniškai sumažina didmeninės elektros energijos kainas 0,6 proc (Cevik, 2023). Tuo pačiu tyrimas išskaido gamybos poveikį pagal atsinaujinančių išteklių technologijas ir nusako, kad saulės elektrinės efektyviau sumažina didmeninės elektros rinkos kainas nei vėjo elektrinės (Cevik, 2023).

Apibendrinant mokslinę literatūrą, galima teigti, jog gamybos didėjimas iš atsinaujinančių išteklių, trumpuoju laikotarpiu mažina elektros kainas, tačiau ilguoju laikotarpiu, atsinaujinančių išteklių plėtra gali didinti kainas, jeigu visi vartojimo poreikiai bus siejami patenkinti šia generacijos rūšimi. Kadangi gamybos apimtis stipriai lemia meteorologinės sąlygos, gamybos nepastovumas.

1.4.3. Šiluminės gamybos vaidmuo elektros kainodaroje

Nepaisant sparčios atsinaujinančių išteklių plėtos, šiluminės elektrinės išlieka svarbia šalies energetinės struktūros dalimi. Šiluminės elektrinės užtikrina trūkstamą elektros energijos kiekį, geba greitai reaguoti į paklausos pokyčius ir veikia nepaisant esamų meteorologinių sąlygų.

Zakeri ir Staffell (2023) mini, kad daugelyje Europos šalių iki šiol šiluminės elektrinės nustato didmeninės rinkos kainos formavimąsi elektros rinkoje, todėl šios rūšies elektrinių dalis gamybos struktūroje tiesiogiai veikia kainų lygį. Nazlioglu, Uslu ir Yildirim (2023) atliktas tyrimas parodė, kad didesnės dalies šiluminių elektrinių buvimas gamybos struktūroje siejamas su aukštesnėmis kainomis ir didesniu kainų nepastovumu.

Tačiau literatūroje, taip pat akcentuojama, kad šiluminės elektrinės turi dvejopą poveikį kainodarai. Nors trumpuoju laikotarpiu jos siejamos su didesnės kainos formavimu dėl didesnių ribinių sąnaudų, tačiau kitais laikotarpiais jos mažina ekstremalius kainų šuolius. Zakeri ir Stafell (2023) atskleidžia, kad šiluminė generacija yra pagrindinė ilgalaikio lankstumo priemonė, kuri

užtikrina, kad net esant aukštai atsinaujinančios energetikos integracijai visuomet bus priemonė, kuri užtikrins reikiamą elektros energijos poreikį (Zakeri ir Stafell, 2023).

Apibendrinant mokslinę literatūrą galima teigti, kad šiluminių elektrinių gamybos didėjimas trumpuoju laikotarpiu lemia aukštesnes elektros kainas, kadangi ši gamybos rūšis pasižymi brangesnės elektros energijos gamyba. Vis dėlto būtent ši gamybos rūšis užtikrina reikiamą stabilumą sistemoje esant nepastoviai atsinaujinančios energetikos gamybai.

1.4.4. Elektros vartojimo ir paklausos poveikis kainoms

Elektros energijos paklausa yra bene svarbiausias veiksnys, kuris lemia elektros kainų formavimąsi, paklausa ir pasiūla turi būti subalansuota realiu laiku, todėl, bet kokie pusiausvyros nuokrypiai iš karto atsispindi kainoje. Weron (2014) akcentuoja, kad elektros kainos pasižymi aiškiu sezoniškumu ir dideliu jautrumu vartojimo pokyčiams, ryškiausi kainų šuoliai pasireiškia šaltuoju metų laiku, tuo laikotarpiu elektros energijos poreikis dažnai viršija įprastas gamybos galimybes (Weron, 2014).

Stathakis, Papadimitriou ir Gogas (2021) pabrėžia, kad net maži nuokrypiai nuo elektros energijos paklausos ar pasiūlos gali būti iškart matomi galutinėje kainoje. Autorių atlikta Vokietijos rinkos analizė atskleidė, kad kainų dinamika yra tiesiogiai susijusi su žmonių vartojimo pokyčiais piko valandomis, kuomet sistemoje mažiausiai lankstumo (Stathakis, Papadimitriou ir Ghonkas, 2021). Tai taip pat patvirtino ir Herczeg ir Pinter (2024) tyrimas, kuris apėmė vidurio Europos rinkas (Herczeg ir Pinter, 2024). Šis reiškinys labiausiai matomas, kai trūksta rezervinių gamybos pajėgumų, tokia situacija atspindi rinkos jautrumą paklausos pokyčiams, kuomet net procentinis padidėjimas gali turėti reikšmingą poveikį galutinei elektros energijos kainai rinkoje.

Naujausi tyrimai atskleidžia, kad paklausos poveikis kainoms darosi dar svarbesnis didėjant atsinaujinančios energijai daliai gamybos struktūroje, kadangi atsinaujinančių išteklių gamyba yra nepastovi ir reikalauja didesnio sistemos lankstumo atvejams kai gamybos neužtenka ar jos yra per daug. Hofmann ir Lindberg (2024) analizavo Norvegijos 2021–2022 m. energetinės krizės laikotarpį ir nustatė, kad vartotojai jau pamažu pritaiko savo vartojimo įpročius prie elektros energijos kainų, gyventojai pradeda mažinti elektros energijos suvartojimą beveik iškart po kainų šuolių (Hofmann, ir Lindberg, 2024). Autoriai taip pat pažymi, kad šis poveikis ypač ryškus piko valandomis, kuriose sistema jautriausia apkrovos pokyčiams, o realaus laiko kainų signalai skatina vartotojus perkelti vartojimą į žemesnių kainų periodus.

Apibendrinant mokslinę literatūrą galima teigti, kad elektros vartojimo augimas trumpuoju laikotarpiu lemia kainų kilimą. Literatūra rodo, kad elektros energijos kainos trumpuoju laikotarpiu keičiasi priklausomai nuo pasiūlos ir paklausos pokyčių, elektros energijos sistema turi būti subalansuota realiuoju laiku.

1.4.5. Makroekonominiai veiksnių trumpalaikis poveikis

Makroekonominiai rodikliai, infliacija ir valiutos kursas taip pat daro įtaką elektros energijos kainų dinamikoje. Infliacijos augimas didina gamybos sąnaudas, kadangi bendras kainų augimas didina išteklių kainas, kurie naudojami gamybos procese, o valiutos kursas veikia importuojamų išteklių kainas, ypač atsižvelgiant į faktą, kad didelė dalis sandorių vyksta JAV doleriais.

Muñoz ir Dickey (2009) nustatė, kad valiutos kurso ir infliacijos šokai lemia energijos kainų pokyčius, silpnesnis euro kursas didina importo sąnaudas, o tai pasireiškia aukštesnėmis energijos kainomis rinkoje. Garzon ir Hierro (2024) darbe pabrėžia, kad makroekonominiai veiksniai veikia sandorius trumpuoju laikotarpiu, ilguoju laikotarpiu jų poveikis mažėja, kadangi rinka prisitaiko prie naujos pusiausvyros taško.

Apibendrinant galima teigti, kad elektros energijos kainas lemia daugybė tarpusavyje susijusių veiksnių. Gamtinių dujų kaina daro didžiausią įtaką elektros energijos kainai, nes tai brangiausias reikalingas gamybos šaltinis. Atsinaujinantys ištekliai trumpuoju laikotarpiu mažina kainas, tačiau dėl esančio gamybos nepastovumo tuo pačiu metu padidina ir kainų nepastovumą. Šiluminės elektrinės išlieka svarbios dėl jų gebėjimo stabilizuoti sistemą kai atsinaujinančių išteklių gamyba nėra pakankama. Elektros energijos paklausa taip pat turi tiesioginį efektą kainoms, kadangi net nedideli vartojimo pokyčiai, gali lemti staigius kainų šuolius, o sezonų kaita šiuos procesus dar labiau sustiprina. Tuo tarpu makroekonominiai veiksniai, tokie kaip infliacija ir valiutos kursas paprastai veikia kainas trumpuoju laikotarpiu, darant įtaką gamybos sąnaudoms ir importo kainoms. Todėl elektros energijos kainodarą formuoja ne vienas, o daug veiksnių kurie yra tarpusavyje susiję ir kurie lemia bendrą kainų dinamiką rinkoje.

1.5. Elektros energijos reguliacinė aplinka Lietuvoje

Valstybės kontrolė elektros energijos sektoriuje ilgą laiką atliko esminį vaidmenį užtikrinant kainų stabilumą. Prieš elektros rinkos liberalizaciją Lietuvoje išskirtinai valstybė prižiūrėjo visą elektros tiekimo grandinę įskaitant licencijų išdavimą, perdavimo ir skirstymo tinklus ir galutinius tarifus elektros energijai, kurie taikomi buitiniams vartotojams. Šis reguliavimo mechanizmas buvo orientuotas į vartotojų apsaugą nuo monopolininkų piktnaudžiavimo savo padėtimi bei užtikrinant šalies energetinį saugumą.

Elektros energetikos sektoriuje kainodara yra vienas svarbiausių reguliavimo instrumentų, kuris gali nustatyti pagrįstas kainas, ypač tais atvejais kai rinkoje veikia natūralios monopolijos, Lietuvos atveju tai skirstymo ir perdavimo operatoriai. Kainodara taip itin svarbi visuomenės ekonominiam stabilumui, kadangi pats elektros vartojimas daro tiesioginę įtaką namų ūkiams ir

verslui siekiant užtikrinti, kad kainos būtų nediskriminacinės, pagrįstos ir atitiktų sąnaudų struktūrą, Lietuvoje reguliavimą vykdo energetikos reguliavimo taryba (VERT) (VERT, 2025b). Kainodaros reguliavimo tikslas – pasiekti pusiausvyros tašką tarp vartotojų interesų t.y. pagrįstu kainų ir operatorių poreikio gauti veiklos sąnaudas bei pagrįstą investicijų grąžą (VERT, 2024a).

Valstybinė energetikos reguliavimo taryba (VERT) skaičiuodama kainų viršutinės ribas reguliuojamiems subjektams taiko leidžiamų pajamų metodą (*angl. revenue cap*), kuriuo nustato maksimalią leidžiamą pajamų sumą, kurią gali surinkti operatorius per metus (CEER, 2024). Nustatyta leistina suma vadinama leidžiamomis pajamomis (*angl. allowed revenue*) apskaičiuojama remiantis faktinėmis bei prognozuojamomis sąnaudomis, numatomu elektros vartojimo kiekiu ir patvirtinta investicijų grąža (CEER, 2024; Lietuvos Respublikos seimas, 2025). Nustatomų pajamų metodas skatina operatorius veikti efektyviai, kadangi yra ir skatinimo mechanizmai, kurie leidžia pasilikti sąnaudų skirtumą tarp nustatyto ir faktinio lygio. Jeigu operatoriams pavyksta sumažinti sąnaudas žemiau nustatytos ribos, tačiau jeigu faktinis sąnaudų lygis viršija nustatytą, nuostoliai nėra kompensuojami. Šis kainodaros metodas motyvuoja įmones optimizuoti savo sąnaudas bei diegti inovacijas. Reguluojamos kainų viršutinės ribos nustatomos 5 metų reguliavimo laikotarpiui, tačiau nustatytas lygis gali būti koreguojamas ir anksčiau, atsižvelgiant į svarbias aplinkybes kurios galėjo susiklostyti dėl atsiradusio investicijų poreikio, teisinių ar technologinių reikalavimų (Lietuvos Respublikos seimas, 2025).

Apibendrinant galima teigti, kad Lietuvoje elektros energijos sektoriaus reguliacinė sistema sukuria taisykles, kuriomis perdavimo ir skirstymo operatoriai turi laikytis. Šiomis taisyklėmis užtikrinama vartotojų interesų apsauga, taikomų kainų pagrįstumas ir operatorių veiklos efektyvumas. VERT taikydama kainodaros reguliavimo mechanizmus formuoja stabilų reguliacinį pagrindą veiklai vykdyti.

2. LIETUVOS ELEKTROS ENERGIJOS RINKOS ANALIZĖ

Lietuvos elektros energijos sektorius pastarąjį dešimtmetį patyrė reikšmingų struktūrinių, technologinių ir kainodaros pokyčių, kuriuos lėmė vidaus ir tarptautinės rinkos veiksniai. Šiame skyriuje bus atliekama Lietuvos elektros rinkos analizė, kuri apima elektros energijos kainų pokyčius, importo ir eksporto balanso pasikeitimus, atsinaujinančios energijos išteklių integracijos mastą bei galutinio vartojimo struktūrą per pastarąjį dešimtmetį.

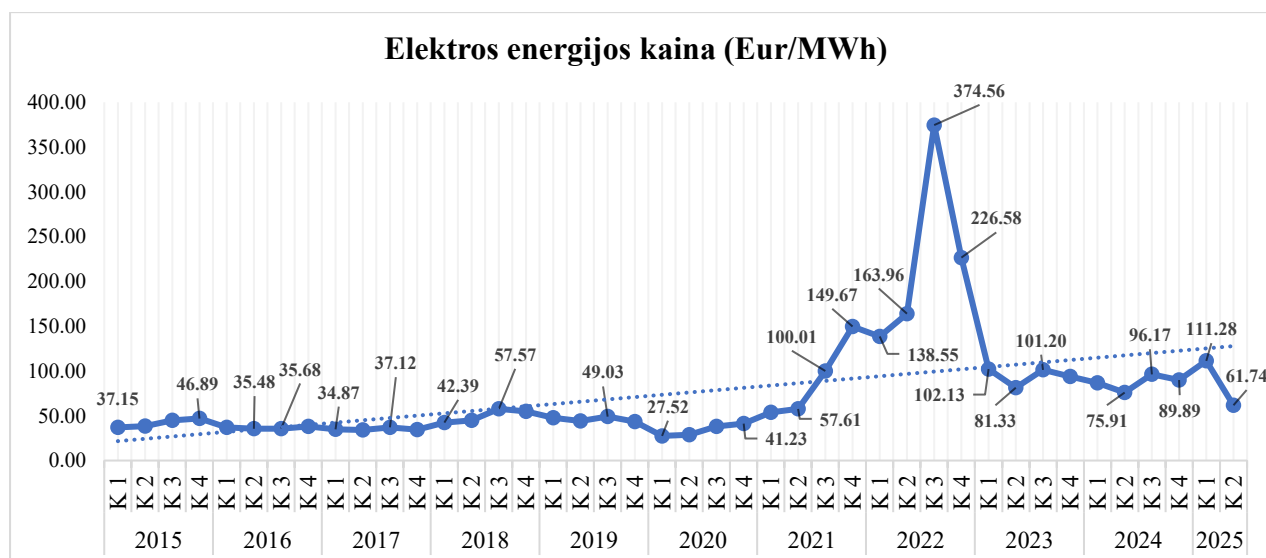
2.1. Elektros energijos kainų raida Lietuvoje

Elektros energijos kaina yra vienas pagrindinių veiksnių, kuris lemia fiksuotas namų ūkių ir verslo išlaidas, konkurencingumą bei energetinį saugumą valstybėje. Elektros energijos kainų kitimas yra vienas iš labiausiai stebimų rodiklių energetikos politikoje ir bendroje rinkos analizėje. Šis rodiklis atspindi trumpalaikius paklausos ir pasiūlos svyravimus ir ilgalaikius procesus, susijusius susidarantiomis energetikos sistemos pertvarkomis, infrastruktūros plėtra ar rinkos reguliavimo pokyčiais. Elektros energijos kainų raidos analizė leidžia suprasti ne tik ekonomines tendencijas, bet ir politinius bei energetinio saugumo elementus.

Siekiant įvertinti šias tendencijas empiriškai, šiame poskyryje atliekama Lietuvos elektros energijos kainų pokyčių analizė, remiantis „Nord Pool“ biržos duomenimis. Analizei pasitelkiami mėnesiniai „Nord Pool“ biržos elektros energijos kainų duomenys Lietuvos kainų zonoje, apimantys laikotarpį nuo 2015 m. I pusm. pabaigos. Kainos pateikiamos eurai už megavatvalandę (Eur/MWh) ir atspindi vidutines biržos prekybos kainas konkrečiu mėnesiu.

1 paveikslas

Lietuvos elektros energijos kainų analizė 2015 – 2025 (Eur/MWh)



Šaltinis: sudaryta autoriaus remiantis AB „Litgrid“ viešai prieinamais duomenimis, 2025.

Remiantis 1 paveikslo duomenimis galime matyti, kad nuo 2015 m. iki 2020 m. elektros energijos kainos Lietuvoje išliko sąlyginai stabilios. Vidutinė elektros energijos kaina svyravo tarp 34 ir 57 Eur/MWh, nors tam tikrai laikotarpiai buvo minimalūs kainų šuoliai (2018 m. III ir IV ketv.). Minėtu laikotarpiu rinkoje nebuvo reikšmingų išorinių šokų, o energijos išteklių kainos aplinkinėse rinkose išliko stabilios (Sun ir kt., 2024).

Pirmieji ryškesni kainų pokyčiai prasidėjo 2021 m., kai vidutinė kaina per metus pakilo nuo apytiksliai 50 Eur/MWh iki beveik 150 Eur/MWh IV ketvirtyje. Šį kainų augimą sieja su sparčiu ekonomikos atsigavimu po COVID-19 pandemijos, kuris lėmė reikšmingą energijos paklausos padidėjimą pramonės ir paslaugų sektoriuose. Autoriai pažymi, kad tarptautinių energijos išteklių kainų augimas didino gamybos sąnaudas ir bendrą kainų lygį ekonomikoje (Sun M. ir kt., 2024).

Tačiau tikrasis lūžis įvyko 2022 m. III ketv., kai elektros kainos pasiekė dešimtmečio rekordinį lygį III ketvirtį vidutinė kaina viršijo 370 Eur/MWh. Sæther ir Neumann (2024) nurodo, kad šiam kainų šuoliui lemiamą įtaką turėjo Rusijos pradėtas karas Ukrainoje, kuris sukėlė staigius gamtinių dujų tiekimo sutrikimus ir precedento neturinčią energetinę krizę Europos energetikos sistemoje. 2022 m. Europa patyrė pirmąją energijos kainų krizę po elektros rinkų liberalizavimo, o smarkiai išaugusios dujų kainos buvo vienas pagrindinių veiksnių, kuris turėjo įtakos aukštoms elektros energijos kainoms.

Šis šokas tęsėsi du ketvirčius ir nuo 2023 m. I ketv. kainos pradėjo mažėti, tačiau nusistovėjo aukštesniame nei prieš kriziniam lygyje. Sæther ir Neumann (2024) pabrėžia, kad nors kainų pikas po 2022 m. sumažėjo, elektros kainos išliko aukštesniame lygyje nei iki krizės, atspindėdamos struktūrinius pokyčius ir padidėjusį Europos energetikos sistemos jautrumą išoriniams šokams. 2023 – 2024 metų elektros kainos vidurkis nusistovėjo ties 87 Eur/MWh, 47 Eur/MWh didesnis nei buvo 2015 – 2020 m. periodu. Iš grafike įvesto trendo linijos (ilgalaikės tendencijos) galime matyti, kad kainos laipsniškai auga viso laikotarpio metu.

Apibendrinant galima teigti, kad elektros energijos kainų raida Lietuvoje 2015–2025 m. laikotarpiu pasižymėjo trimis etapais. Pirmasis – stabilumo laikotarpis iki 2020 m., kai elektros kainos svyravo ribotai ir išliko panašiam lygyje. Antrasis etapas prasidėjo nuo 2021 m., kai elektros energijos kainos sparčiai augo ir 2022 m. pasiekė rekordinį lygį. Trečiasis etapas prasidėjo po energetinės krizės, kuomet 2023–2024 m. kainos pradėjo mažėti ir stabilizuotis. Iki šiol kainos biržoje yra nusistovėjusios aukštesniame nei iki krizės lygyje, o ilgalaikė tendencija rodo, kad elektros energijos rinka tapo jautresnė išoriniams veiksniams.

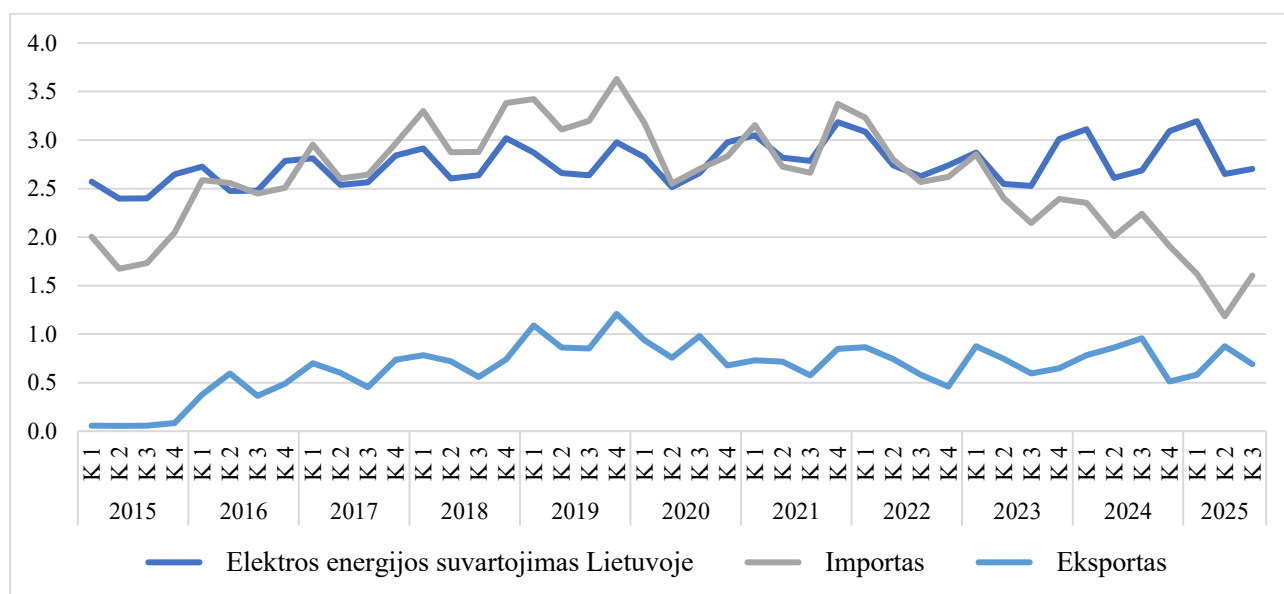
2.2. Lietuvos elektros energijos importo ir eksporto balansas

Elektros energijos importo ir eksporto balansas yra vienas pagrindinių šalies energetinio savarankiškumo rodiklių. Šis rodiklis atspindi kokias apimtis elektros energijos, valstybė gali pasigaminti pati ir kiek valstybė yra priklausoma nuo išorinių tiekimo šaltinių. Siekiant stiprinti energetinį saugumą ir nepriklausomumą bei pereiti prie tvarios energetikos sistemos svarbu stebėti ilgalaikes importo ir eksporto tendencijas bei įvertinti ar vyksta sisteminiai pokyčiai. Šiam tikslui siekti yra plėtojama elektros energijos generacija iš atsinaujinančių energijos išteklių, statomos vėjo ir saulės elektrinės, kurios ilgainiui turėtų padidinti vietines elektros gamybos apimtis ir sumažinti importo apimtis, kadangi didžioji dalis energijos turėtų būti pasigaminama šalies viduje.

Šiame poskyryje analizuojami 2015–2025 m. ketvirtiniai Lietuvos importo, eksporto ir galutinio vartojimo duomenys, su tikslu įvertinti, kaip keitėsi Lietuvos elektros energijos priklausomybė nuo importo.

2 paveikslas

*Elektros energijos galutinis suvartojimas lyginamas su importu ir eksportu Lietuvoje
2015 - 2025 m. (TWh)*



Šaltinis: sudaryta autoriaus remiantis AB „Litgrid“ viešai prieinamais duomenimis, 2025.

Išanalizavus Lietuvos elektros energijos importo eksporto balansą nuo 2015 iki 2025 metų I pusr. galima matyti, kad struktūra išlieka priklausoma nuo importo, tačiau analizuojant duomenis ilgalaikėje perspektyvoje galima pastebėti ir struktūrinių pokyčių, susijusių su vidaus gamybos didėjimu bei importo mažėjimu.

Galutinis elektros energijos suvartojimas Lietuvoje, per analizuojamą laikotarpį išliko sąlyginai stabilus, didžiojoje dalyje ketvirčių vartojimas siekia 2,5 – 3,2 TWh, su tam tikrais svyravimais tarp ketvirčių, kurie atsiranda dėl sezoniškumo. Vertinant duomenis pamečiui negalime pastebėti ženklų skirtumų, tačiau bendra kryptis yra labai neženkliai auganti, tačiau toks augimas greičiausiai susijęs su laipsnišku ekonomikos augimu ar išaugusiu elektros energijos naudojimu kasdieniame gyvenime: papildomos elektrinės buitinės technikos naudojimu, elektrinėmis transporto priemonėmis, šiluminių siurblių diegimu bei kitais elektrifikuotais įrenginiais.

Elektros energijos importas reikšmingai viršijo vidaus suvartojimą ypač 2016–2020 m. laikotarpiu. Tai parodo, kad vietinė generacija nebuvo pakankama aprūpinti vidaus poreikių ir vidinės generacijos, infrastruktūra dar nėra pakankama užtikrinti valstybės energetinių poreikių. Tačiau laikotarpiu nuo 2022 m. IV ketv. galima pastebėti tendencijos pasikeitimą, kuomet importo srautai pradeda mažėti iki pat 2024 m. IV ketv., o šalies elektros energijos suvartojimas tuo laikotarpiu nekrenta. Tai parodo, kad vis didesnė dalis elektros energijos vartojimui yra generuojama valstybės viduje. Šis pokytis yra stipriai susijęs su intensyvia saulės ir vėjo elektrinių plėtra, kurių generuojami pajėgumai pastaraisiais metais ženkliai augo bei papildoma naujų technologijų plėtra infrastruktūroje, kuomet buvo diegiamos kaupimo sistemos ir išmanieji tinklo valdymo elementai, kurie buvo integruoti į tinklą padeda valdyti suvartojimą.

Eksportas, lyginant su importu, viso analizuojamo laikotarpio metu išlieka nedidelis, tačiau palaipsniui auga. Jeigu 2015 m. eksporto kiekiai siekė tik 0,1 TWh per ketvirtį, 2023 – 2024 metais eksporto srautai jau artėja prie 0,8 – 1 TWh per ketvirtį. Ši tendencija leidžia daryti prielaidą, kad Lietuva nors ir importuojanti šalis, pradeda formuoti sąlygas ir galimybes eksportuoti perteklinę energiją.

Svarbu paminėti, kad mažėjantis importo kiekis nereiškia, kad Lietuva po kelerių metų taps visiškai nepriklausoma, vis dar išlieka sezoniniai ir saugumo iššūkiai, kurie privers laikyti tarpvalstybinius ryšius su kitomis šalimis, tačiau dabar matoma tendencija, kad importas ilgalaikėje perspektyvoje mažėjal.

Apibendrinant galime teigti, jog nors Lietuva vis dar išlieka importuojančia šalimi, pastaraisiais metais matomas aiškus importo mažėjimas, kurį lėmė sparti atsinaujinančių energijos šaltinių plėtra bei technologinė pažanga. Nors šiai dienai Lietuva dar nėra visiškai nepriklausoma nuo importuotos elektros, duomenys rodo, kad yra tendencingas judėjimas link mažesnės priklausomybės nuo importo.

2.3. Lietuvos vidaus gamybos struktūra

Lietuvoje elektros energijos gamybos struktūra per pastarąjį dešimtmetį pasikeitė gana drastiškai. Šalyje energetikos sektorius kryptingai atsisako iškastinio kuro naudojimo ir pradeda orientotis į alternatyvių energijos šaltinių vystymą infrastruktūroje, kurie negeneruoja neigiamos įtakos aplinkai. Šis kryptingas pokytis vystomas dėl nacionalinių strategijų iškėlimo ir įsipareigojimų Europos sąjungos žaliajai transformacijai. Didesnis dėmesys elektros energijai generuojamai iš atsinaujinančių išteklių, kartu su augančiomis investicijomis į vėjo ir saulės elektrines rodo kryptingą perėjimą prie žalesnės elektros gamybos.

Remiantis 2024 m. Nacionalinės energetinės nepriklausomybės strategijos (2024) (toliau – NENS) nuostatomis, Lietuva planuoja išvystyti savo atsinaujinančios energijos gamybos pajėgumus iki 2030 m. numatyta pasiekti 4,5 GW įrengtąją galią sudarančius sausumos vėjo gamybos pajėgumus ir 4,1 GW saulės elektrinių pajėgumų. (NENS, 2024). Tuo tarpu iki 2050 m. šie skaičiai turėtų būti dar didesni, NENS numatyta iki 2050 m. išvystyti 10 GW vėjo ir 9 GW saulės elektrinių bei 4,5 GW vėjo parkus Baltijos jūroje, šie pajėgumai bus kaip papildoma elektros energijos generacija ir užtikrins elektros energijos tiekimą, kuris bus mažiau priklausomas nuo oro sąlygų (NENS, 2024).

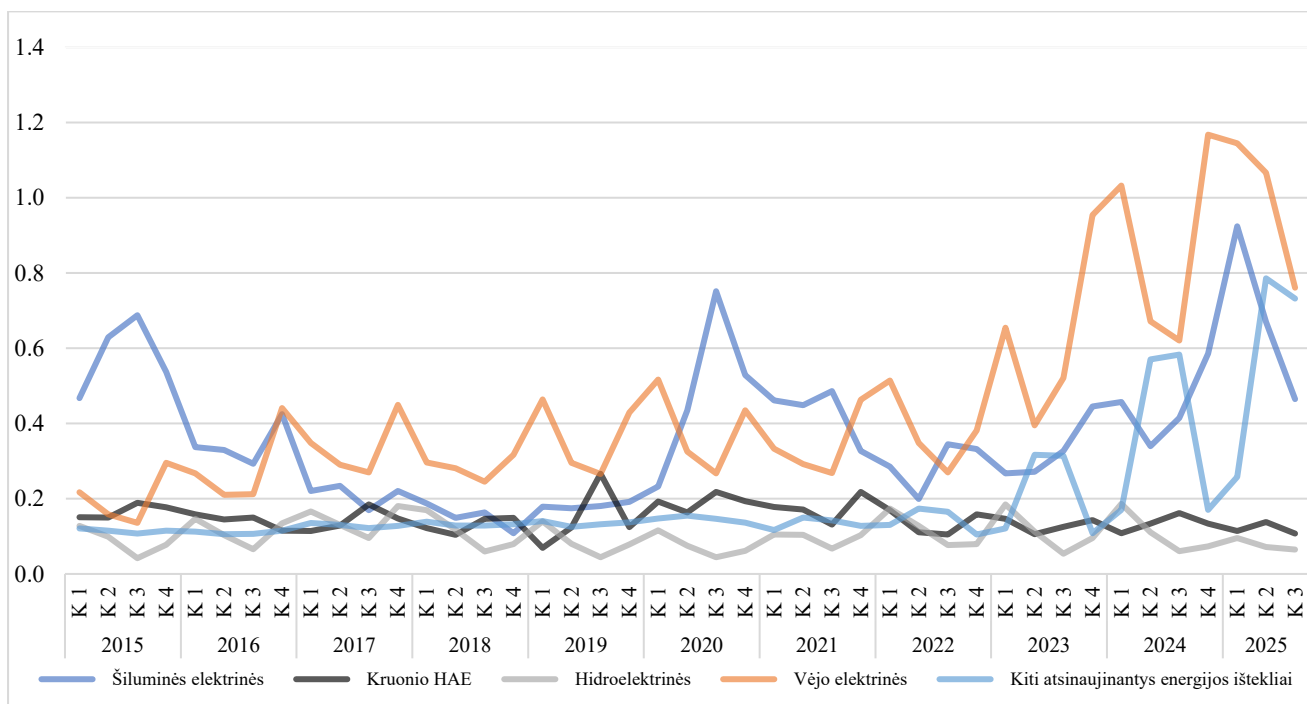
NENS išreikšti planai rodo aiškią Lietuvos kryptį siekiant mažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro bei stiprinti šalies energetinį nepriklausomumą. Strategijoje numatytas nuostatas galima matyti ir realybėje, 2023 m. vėjo elektrinės Lietuvoje pagamino 2,52 TWh elektros energijos, o saulės elektrinės pagamino 0,63 TWh, lyginant su 2018 m. duomenimis tai beveik septynis kart daugiau generacijos (Litgrid, 2025). O tai tik patvirtina, kad elektros energijos pagaminamos iš atsinaujinančių išteklių plėtra nėra vien planas, parašytas strategijoje, tai kryptingai vykdoma iniciatyva, kuri turi matomą poveikį šalies gamybos struktūrai.

Augantis gamybos šaltinių indėlis iš atsinaujinančių išteklių lemia mažesnį priklausomumą importui, tačiau tuo pačiu prisideda ir prie energetinio saugumo stiprinimo bei konkurencijos rinkoje formavimo. Plečiantis skirtingoms gamybos technologijoms skatinamas ir papildomų technologijų diegimas, kaupimo įrenginiai ir išmaniųjų tinklų diegimas, kuris tik užtikrina sklandžią infrastruktūros plėtrą ir saugumo užtikrinimą.

Šiame poskyryje analizuojami elektros energijos gamybos šaltinių duomenys Lietuvoje 2015 – 2025 m. laikotarpiu. Ši analizė leis įvertinti skirtingų gamybos technologijų indėlį bendroje gamybos struktūroje.

3 paveikslas

Lietuvos elektros energijos gamybos apimtys 2015 – 2025 m. (TWh)



Šaltinis: sudaryta autoriaus remiantis AB „Litgrid“ viešai prieinamais duomenimis, 2025.

Remiantis 3 paveiksle pateiktais duomenimis, galima matyti, kad šiluminės elektrinės ilgą laiką buvo pagrindinis elektros energijos gamybos šaltinis Lietuvos gamybos struktūroje. Itin didelis generacijos kiekis iš šiluminių elektrinių fiksuojamas 2015 – 2016 m. bei 2020 m. III ketv. tačiau vėlesniais laikotarpiais šiluminių elektrinių įtaka ėmė mažėti ir jų gamyba pakeitė paskirtį. Vėlesniais laikotarpiais šiluminės elektrinės buvo aktyvuojamos tik tuo atveju kai kiti gamybos šaltiniai negalėjo užtikrinti reikiamo kiekio elektros energijos.

Analizuojamu laikotarpiu generacija iš vėjo elektrinių tendencingai augo. Nuo 2019 metų pastebimas stabilus kilimas, o 2023 – 2024 m. laikotarpiu vėjo elektrinių generacija sparčiai išaugo, kai kuriais ketvirčiais net viršydama 1 TWh ribą. Ši tendencija rodo, kad vėjo elektrinių generacija tampa viena iš pagrindinių vietinės gamybos apimčių.

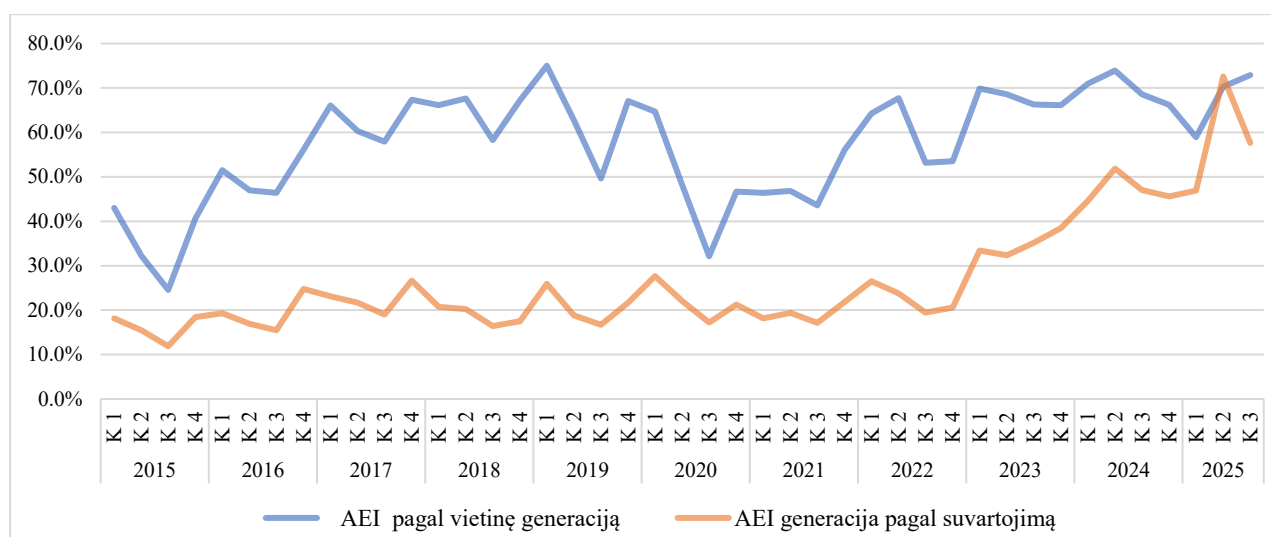
Kiti atsinaujinantys ištekliai tarp kurių yra biokuras, biodujos, saulės elektrinių generacija ir atliekų kogeneracija pasižymi panašia tendencija kaip ir šiluminės elektrinės, nuo 2023 m. šių energijos rūšių generacija ženkliai išauga. 2024 m. II ir III ketv. jų gamyba pasiekia aukščiausią lygį per analizuojamą laikotarpį, tai aiškus pavyzdys kaip atsinaujinančių išteklių integracija į gamybos struktūrą įgauna pagreitį ir užima vis didesnę dalį gaminamos elektros energijos.

Nors hidroelektrinių ir kruonio hidroakumuliacinės elektrinės gamybos apimtys išliko gana pastovios visu analizuojamu laikotarpiu, tačiau šie generacijos šaltiniai daugiausia atlieka elektros sistemos balansavimo ir lankstumo funkcijas.

Augant atsinaujinančių energijos išteklių plėtrai, bendra jų dalis šalies elektros energijos generacijoje ir galutiniame vartojime taip pat nuosekliai auga. Šis reikšmingas augimas atsispindi Lietuvos energetinėje struktūroje, detalūs duomenys pateikiami tolimesniame paveiksle.

4 paveikslas

Atsinaujinančių energijos išteklių dalis pagal suvartojimą ir gamybą Lietuvoje (2015 – 2025 m.)



Šaltinis: sudaryta autoriaus remiantis AB „Litgrid“ viešai prieinamais duomenimis, 2025.

Paveiksle pateikti duomenys leidžia įvertinti atsinaujinančių išteklių vaidmens augimą šalies elektros energijos balanse. Remiantis pateiktais duomenimis matomos kelios svarbios tendencijos. Pirmoji matoma tendencija, kad AEI dalis bendroje elektros energijos gamyboje augo. 2015 m. pradžioje matoma, kad AEI generacija siekė maždaug 40 proc. visos pagamintos elektros energijos, 2025 m. šis rodiklis išaugo iki 70 proc. nuo galutinės pagamintos elektros energijos. Antroji tendencija, kad vertinant pagal bendrą suvartojamą elektros energijos kiekį Lietuvoje, AEI dalis taip pat reikšmingai išaugo, 2015 m. AEI dalis nuo bendro suvartojimo siekė vos 20 proc. 2025 m. šis rodiklis išaugo iki 60 proc. nuo galutinio suvartojimo su išskirtimi, kad 2025 m. I ketvirtį Lietuvoje buvo sugeneruota 70 proc. suvartotos elektros energijos. Šios tendencijos tik patvirtina, kad AEI yra vis sparčiau vystoma ir didina savo dalį vietinėje gamyboje. Auganti AEI dalis vietinėje generacijoje reiškia, kad vyksta kryptingas perėjimas prie elektros energijos gamybos paremtos tvariaisiais šaltiniais bei, kad generuojama elektros energija ne tik

kompensuoja reikiamą importo poreikį, bet ir artėja prie ribos, kuomet elektros energija galės būti eksportuojama.

Apibendrinant galima teigti, jog Lietuvos elektros energijos gamybos struktūra per pastarąjį dešimtmetį kryptingai keitėsi, sparčiai mažėjo priklausomybė nuo šiluminių elektrinių, AEI įgavo reikšmingesnę vaidmenį vietinėje gamyboje ir nuo 2015 m. iki 2025 m. išaugo nuo 40 iki 70 proc., o tai atsispindi ir bendroje šalies elektros energijos gamybos struktūroje.

3. METODAI IR ĮRANKIAI SKIRTI NUSTATYTI VEIKSNIUS TURINČIUS ĮTAKĄ ELEKTROS ENERGIJOS KAINAI LIETUVOJE

Šioje baigiamojo darbo dalyje, siekiama empiriškai nustatyti pagrindinius veiksnius, kurie formuoja elektros energijos kainas Lietuvoje ir įvertinti ilgalaikius ir trumpalaikius ryšius tarp elektros energijos kainų, gamtinių dujų kainų, elektros gamybos apimčių ir makroekonominų veiksnių. Naudojant laiko eilučių ekonometrijos metodus siekiama nustatyti ar elektros energijos ir gamtinių dujų kainos pasižymi panašumais ilgojo laikotarpio perspektyvoje ir kaip trumpojo laikotarpio šokai paveikia sekančių laikotarpių kainas. Taip pat siekiama išsiaiškinti kaip išoriniai makroekonominiai veiksniai bei atsinaujinančios energetikos generuojamos elektros energijos apimtys veikia elektros energijos kainų dinamiką. Galutinis tyrimo tikslas išanalizuoti turimus duomenis ir pateikti įžvalgas, kaip susiję energetiniai ir makroekonominiai veiksniai lemia elektros energijos kainų raidą Lietuvoje.

3.1. Literatūroje taikomi metodai

Siekiant analizuoti elektros energijos kainų formavimąsi ir dinamiką, literatūroje taikomi įvairūs ekonometriniai modeliai. Tinkamo modelio pasirinkimas priklauso nuo tyrimo tikslo, naudojamų duomenų ir nagrinėjamų laiko eilučių. Dažnu atveju, nagrinėjat elektros energijos kainas, metodas pasirenkamas atsižvelgiant ar tyrimas ketina tirti trumpalaikius ar ilgalaikius tarpusavio ryšius.

3.1.1. Trumpalaikių ryšių analizės metodai

Trumpalaikiam ryšiams nagrinėti literatūroje plačiai taikomas vektorinės autoregresijos modelis (VAR) arba tam tikros šio modelio variacijos. Paschen (2016), analizuodamas Vokietijos „day-ahead“ elektros energijos rinką naudojant VAR modelius pabrėžia, kad VAR tipo modeliai leidžia naudoti visus pagrindinius rinkos kintamuosius kaip endogeninius ir įvertinti jų tarpusavio priklausomybę laikui bėgant. Kartu su VAR modeliais tyrimuose dažnai atliekami ir Granger priežastingumo testai, kurie leidžia įvertinti ar vieno kintamojo praeities reikšmės turi įtaką prognozuoti kito kintamojo ateities reikšmės (Chun, Cho ir Kim, 2021). Granger testai padeda nustatyti trumpalaikius ryšius tarp kainų, gamybos ir paklausos rodiklių, tačiau jie parodo tik prognozinę priklausomybę (Chun, Cho ir Kim, 2021).

Siekiant detaliau išnagrinėti gautus rezultatus taikant VAR metodą, vėliau naudojamos ir impulso atsako funkcijos (IRF). Panschen (2016) naudoja šias funkcijas siekiant įvertinti kaip nenumatyti vėjo ar saulės generacijos šuoliai veikia elektros energijos kainas per ateinančias

dienas. Autorius modelio pagalba įrodo, kad poveikis kainoms yra laikinas, tačiau skirtingos gamybos technologijos pasižymi nevienodu šoko intensyvumu ir poveikio trukme (Pashen, 2016).

3.1.2. Kainų volatilumo analizės metodai

Elektros energijos kainos trumpuoju laikotarpiu pasižymi dideliu nepastovumu, todėl kainų volatilumui analizuoti literatūroje dažnai taikomi GARCH modeliai, kurie leidžia analizuoti dispersijos kitimą laike. Sotiriadis, Tsotsos ir Kosmidou (2016) pabrėžia, kad vien kainų lygio analizė nėra pakankama siekiant suprasti elektros rinkų elgseną, nes elektros kainoms būdingi staigūs šokai ir nepastovumo klasterizacija, todėl volatilumo modeliavimas tampa svarbia kainų analizės dalimi.

Literatūroje, nagrinėjant elektros energijos kainas, GARCH modeliai dažniausiai naudojami vertinti kainų pokyčius trumpuoju laikotarpiu. Tuo tarpu išplėstiniai daugiamačiai GARCH (MGARCH) modeliai naudojami analizuoti elektros perdavimo kanalus tarp skirtingų rinkų, įgalinant įvertinti ryšius tarp skirtingų rinkų ir integracijos procesus regioninėse elektros rinkose (Sotiriadis ir kt., 2016).

Tyrimuose, kurių tikslas prognozuoti elektros energijos kainas, GARCH struktūra neretai derinama su kitais laiko eilučių modeliais. Wang ir kt. (2022) nagrinėdami elektros energijos kainų nestabilumą parodė, kad GARCH modelių taikymas kartu su prognozavimo modeliais leidžia tiksliau atskleisti kainų dinamiką ir pagerinti trumpalaikių prognozių tikslumą, ypač kuomet egzistuoja dideli kainų svyravimai ir struktūriniai rinkos pokyčiai.

Apibendrinant, elektros energijos kainų tyrimuose GARCH modeliai taikomi siekiant įvertinti kaip kainos svyruoja laikui bėgant ir kaip kainos reaguoja į vienokius ar kitokius pokyčius rinkoje.

3.1.3. Ilgalaikių ryšių analizės metodai

Ilgalaikiams ryšiams tarp elektros kainos ir jas veikiančių veiksnių nustatyti taikomi kointegracijos metodai. Šie metodai leidžia analizuoti nestacionarių laiko eilučių tarpusavio sąveikas, o vienas populiariausių metodų, johansen kointegracijos testas, kuris yra skirtas nustatyti ar tarp kelių kintamųjų yra ilgalaikis ryšys. Šis metodas plačiai taikomas ekonometrinuose tyrimuose, kuriuose analizuojami tarpusavyje susiję rodikliai, elektros kainų analizėje, metodas dažniausiai naudojamas nustatyti ryšį tarp elektros energijos kainų, gamybos ar paklausos rodiklių.

Nustačius, kad tarp nagrinėjamų kintamųjų egzistuoja ilgalaikis ryšys, toliau straipsniuose dažniausiai taikomas VECM modelis, kuris vienu metu leidžia įvertinti tiek ilgalaikius tiek trumpalaikius ryšius per nuokrypį nuo pusiausvyros. Marcos, Reneses ir Bello (2016),

analizuodami Ispanijos elektros energijos rinką, taikė kointegracijos metodus ir vektorinės paklaidų korekcijos modelį (VEC), siekdami įvertinti ilgalaikius ryšius tarp elektros kainų, kuro kainų bei atsinaujinančios energijos gamybos apimčių.

Marques, Fuinhas ir Menegaki (2014) naudodami Johansen kointegracijos testą ir VECM modelį analizavo elektros gamybos šaltinių ir šalies ekonomikos sąveiką Graikijoje. Autoriai atskleidžia, kad VECM modelis yra tinkamas, kuomet siekiama įvertinti ilgalaikius ryšius tarp energetikos sektoriaus kintamųjų ir jų prisitaikymo prie šokų (Marquies C. A., Fuinhas A. J. ir Menegaki N. A., 2014).

Apibendrinant, elektros energijos kainų tyrimuose VECM metodas taikomas įvertinti kaip kainos bei joms darantys įtaką veiksniai juda link bendros pusiausvyros, o kartu leidžia įvertinti ir trumpalaikius nuokrypius nuo pusiausvyros. Atsižvelgiant į faktą, kad šiame tyrime analizuojami tiek ilgalaikiai tiek trumpalaikiai ryšiai tarp elektros energijos kainos ir jas lemiančių veiksnių, tolimesnėje analizėje bus naudojamas šis metodas.

3.2. Metodai veiksnių analizei

Laiko eilučių ekonometrijos modeliai leidžia nustatyti, kaip elektros energijos kainas veikia gamtinių dujų kainos, elektros gamybos kiekiai ir makroekonominiai veiksniai laikui bėgant.

Tačiau prieš pereinant prie laiko eilučių analizės metodų, buvo atlikta Pearson koreliacijos analizė, kuri leido įvertinti tiesines priklausomybes tarp elektros energijos ir nagrinėjamų kintamųjų.

Analizės procesas susideda iš keleto etapų. Pirmiausia patikrinamos kiekvieno tyrime naudojamo kintamojo stacionarumo savybės naudojant ADF (*angl. Augmented Dickey-Fuller*) testą, su tikslu užtikrinti, kad tarp naudojamų kintamųjų nėra stochastinių trendų, kurie galėtų grąžinti netinkamus regresijos rezultatus. Nustačius kiekvieno kintamojo integraciją, antrame etape tikrinama, ar egzistuoja ilgalaikiai ryšiai tarp kintamųjų naudojant Johanseno procedūrą. Kuomet patvirtiname ilgalaikių ryšių egzistavimą, šie ryšiai yra detaliau nagrinėjami taikant VECM (*angl. Vector Error Correction Model*), kurio tikslas atskirti ilgalaikį poveikį turinčius kintamuosius nuo trumpalaikį poveikį turinčių ir identifikuoti kintamųjų poveikius skirtingais laikotarpiais bei įvertinti kaip greitai elektros energijos kainos grįžta į ilgalaikę pusiausvyrą po šoko. Galiausiai gauti rezultatai pateikiami IRF (*angl. Impulse Response Functions*) grafikais, kurie leidžia detaliau įvertinti kaip konkrečių kintamųjų šokai paveikia kainų formavimąsi, ir FEVD (*angl. Forecast Error Variance Decomposition*) analize, kuri leidžia nustatyti, kokią įtaką galutinės kainos formavimuisi turi kiekvienas kintamasis skirtingais laikotarpiais.

3.2.1. Pearson koreliacijos analizė

Pearson koreliacijos modeliavimas, atliktas su tikslu įvertinti modelyje esančių nepriklausomų kintamųjų statistinį reikšmingumą sąveikoje su elektros energijos kaina Lietuvoje. Skaičiavimams atlikti naudojama R programavimo kalba. Berman (2016) pažymi, kad apskaičiuoto koeficiento reikšmė svyruoja nuo -1 iki $+1$.

- reikšmė artima $+1$ reiškia stiprų teigiamą ryšį;
- reikšmė artima 0 – nėra linijinio ryšio;
- reikšmė artima -1 – stiprus neigiamas ryšys.

Teigiama koreliacija, pastebima kuomet apskaičiuota reikšmė susiformuoja netoli $+1$. Esant scenarijui kai fiksuojamas teigiamas ryšys (artima $+1$), didėjant vienam kintamajam didėja ir kitas, tuo tarpu neigiama koreliacija (artima -1), reiškia, kad vienam kintamajam didėjant kitas mažėja (Berman, 2016).

Pearson koreliacijos matematinė išraiška:

$$r(X, Y) = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (1)$$

kur:

r – koreliacijos koeficientas;

cov – kovariacija;

σ_X – standartinis nuokrypis X ;

σ_Y – standartinis nuokrypis Y .

Remiantis Schober, Boer ir Schwarte (2018), koreliacijos stiprumo interpretacija dažnai skirstoma taip:

1 lentelė

Koreliacijos reikšmingumo intervalai

Koreliacijos reikšmė	Ryšio stiprumas
0,00 – 0,10	Labai silpnas (nereikšmingas)
0,10 – 0,39	Silpnas
0,40 – 0,69	Vidutinio stiprumo
0,70 – 0,89	Stiprus
0,90 – 1,00	Labai stiprus

Šaltinis: sudaryta autoriaus remiantis Schober, Boer ir Schwarte (2018) *Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation*.

Pearson koreliacijos koeficiento nustatymas leido preliminariai įvertinti statistinius ryšius tarp priklausomo ir nepriklausomų kintamųjų bei nustatyti reikšmingas sąsajas, kurios gali turėti įtakos elektros energijos kainų dinamikai.

3.2.2. Regresijos analizė

Atsižvelgiant į Pearson koreliacijos analizės rezultatus, taikytos linijinės regresinės analizės siekiant užtikrinti ar pasirinkti kintamieji turi tiesinį ryšį su elektros energijos kaina. Regresijos metodas leidžia nustatyti nepriklausomo kintamojo ryšį priklausomam kintamajam. Atveju kai linijinės regresijos modelyje yra vienas priklausomas kintamasis ir vienas nepriklausomas kintamasis, šis modelis apibrėžiamas kaip paprasta linijinė regresija (angl. *simple linear regression*) (Fumo. N, Biwas M. A. R., 2015). Kuomet į analizę įtraukiami du ar daugiau nepriklausomų kintamųjų, tačiau jie vis dar aiškina ryšį su priklausomu kintamuoju, tai laikoma daugiareikšmė (daugialypė) linijinė regresija (angl. *multiple linear regression*) (Fumo. N, Biwas M. A. R., 2015). Galiausiai, kuomet analizuojamas ryšys tarp kelių priklausomų kintamųjų ši analizė vadinama daugiakintamė regresija (angl. *multivariate regression*) (Fumo. N, Biwas M. A. R., 2015).

Atliekant minimą linijinę regresiją priklausomas kintamasis – elektros energijos kaina, o ryšys su kiekvienu nepriklausomu kintamuoju analizuojamas atskirai, siekiant nustatyti ar egzistuoja statistiškai reikšmingas prognozuojamas kainų pokytis.

3.2.3. Stacionarumo analizė

Siekiant patikrinti ar duomenų laiko eilutės stacionarios atliktas Augmented Dickey-Fuller (ADF) testas. Šiuo testu siekiama nustatyti ar naudojami duomenys, duomenų seka, turi pastovų vidurkį, dispersiją ir kovariaciją naudojamų duomenų laikotarpyje, kadangi naudojant nestacionarius duomenis galutinis rezultatas gali būti klaidingas (Mushtaq, 2011).

Atliekant ADF testą duomenys yra tikrinami ir iškeliamos dvi hipotezės (Paparoditis ir Politis, 2018):

- **H₀**: laiko eilutė yra nestacionari;
- **H₁**: laiko eilutė yra stacionari.

Šios hipotezės yra patvirtinamos arba paneigiamos remiantis gautu p reikšmės koeficientu (Paparoditis ir Politis, 2018):

- Jei **p reikšmė < 0,05**, nulinė hipotezė atmetama – serija laikoma **stacionaria**.

- Jei **p reikšmė** > **0,05**, nėra pagrindo atmesti nulinės hipotezės – serija laikoma **nestacionaria**.

Matematinė ADF testo išraiška užrašoma (Paparoditis ir Politis, 2018):

$$\Delta X_t = \alpha + \beta X_{t-1} + \sum_{j=1}^p \gamma_j \Delta X_{t-j} + \varepsilon_t \quad (2)$$

- ΔX_t – pirmasis kintamojo X skirtumas;
- X_{t-1} – lagas/atsilikimas, reikšmė praėjusiame laikotarpyje;
- $\gamma_j \Delta X_{t-j}$ – ankstesnių laikotarpių pokyčiai;
- α – pastovus dydis;
- ε_t – paklaidos narys.

ADF testo atlikimas užtikrina testo patikimumą, kadangi netinkamų duomenų parinkimas gali iškraipyti gautus rezultatus (Paparoditis ir Politis, 2018).

3.2.4. VAR modelis

Zivot (2001) teigia, kad VAR modelis yra natūralus autoregresinio modelio (AR) tęsinys, išplėstinė versija keliems kintamiesiems, kuri leidžia kiekvieną kintamąjį modeliuoti remiantis tiek savo, tiek kitų kintamųjų praeities reikšmėmis (Zivot ir Wang, 2001). Dėl savo lankstumo, teorinėms prielaidoms VAR modelis plačiai naudojamas makroekonominių ir energetikos laiko eilučių analizėje (Auray ir Caponi, 2020).

Matematinė VAR modelio išraiška (Zivot ir Wang, 2001):

$$x_t = a + \sum_{k=1}^p A_k x_{t-k} + \varepsilon_t \quad (3)$$

- x_t – endogeninių kintamųjų vektorius t laiko momentu;
- a – konstanta;
- A_k – koeficientų matricos;
- p – autoregresinių uždelsimų (atsilikimų) skaičius;
- ε_t – epsilon, paklaida.

VAR modelis geba įvertinti kaip nagrinėjami kintamieji veikia vienas kitą tiek tuo pačiu laikotarpiu, tiek per kelis ateities ar praeities laikotarpius. Naudojant VAR modelį galima fiksuoti dinamines sąsajas tarp elektros energijos paklausos, gamybos ir ekonominių rodiklių (Liu, Roberts ir Sioshansi, 2018).

3.2.5. AIC ir BIC kriterijai

Sudarius VAR modelį, kitas esminis etapas yra pasirinkti optimalų atsilikimų skaičių, kadangi tik tinkamai pasirinktas atsilikimų skaičius gali užtikrinti modelio tikslumą ir stabilumą (Kasali ir Adeyemi, 2022). Atsilikimų skaičius nurodo kiek praeities laikotarpių informaciją bus įtraukiama į dabartinę kintamųjų prognozę (Kasali ir Adeyemi, 2022). Tam nustatyti naudojami informacijos kriterijų testai, kurie geba nustatyti modelio tinkamumą, derinant dispersiją su parametru skaičiumi (Kasali ir Adeyemi, 2022). Modelyje naudoti testai AIC (*angl. Akaike information criterion*) ir BIC (*angl. Bayesian information criterion*) (Kasali ir Adeyemi, 2022). Geriausias modelis nustatomas pagal žemiausias gautas testų reikšmes, kurios rodo geriausią kombinaciją su tiksliausia reikšme (Agiakloglou ir Tsimpanos, 2022).

Atliekant tyrimą pirmiausia buvo sudarytas VAR modelis, tačiau atlikus tolimesnę gautų rezultatų analizę buvo pastebėta, jog dalis laiko eilučių yra nestacionarios, atsižvelgiant į tai buvo atliktas Johansen kointegracijos testas, kuriuo siekiama nustatyti ar tarp nagrinėjamų kintamųjų yra ilgalaikiai ryšiai. Nors kointegracijos buvimą rekomenduojama patikrinti dar prieš VAR modelio sudarymą, šiuo atveju, sudarytas johansen testas buvo atliktas po pradinio VAR modelio sudarymo, kaip korekcinis žingsnis. Nustačius, kad tarp nagrinėjamų kintamųjų yra kointegracija, naudotas VAR modelis tampa netinkamas. Tokiu atveju tinkamiausias įrankis tyrimui pratęsti yra Vektorinis paklaidų korekcijos modelis (VECM, *angl. vector error correction model*), kuris leidžia vienu metu įvertinti tiek trumpalaikius svyravimus, tiek ilgalaikius ryšius.

3.2.6. VECM modelis

VECM modelis yra patobulinta VAR modelio versija, kurioje papildomai įtrauktas paklaidos korekcijos elementas, kuris leidžia įvertinti ilgalaikį naudojamų kintamųjų ryšį. Ši modelio struktūra ypač naudinga, kai tiriami kintamieji yra kointegruoti, kuo pasižymi realios ekonominės sistemos ir nagrinėjami duomenys (Chen, 2022). VECM analizė atliekama pasitelkiant ankstesnę informaciją apie nuokrypius nuo ilgalaikės pusiausvyros, ir užtikrina, kad modelis ilgainiui grįžta į pusiausvyrą (Winarno, Usman ir kt., 2021). Matematinė VECM modelio išraiška (Winarno, Usman ir kt., 2021):

$$\Delta y_t = \alpha \beta' y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \Delta y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (4)$$

- Δy_t – skirtumo operatorius;
- y_{t-1} – endogeninių kintamųjų vektorius su pirmojo laipsnio uždelsimu;
- ε_t – likučių vektorius;
- Γ_i – trumpalaikių efektų koeficientų matrica i-tajam kintamajam;
- α – prisitaikymo vektorius;
- β – kointegracijos vektorius (ilgalaikiai parametrai), $k \times r$ dimensijų matrica (Winarno, Usman ir kt., 2021).

VECM modelis itin naudingas naudoti ekonomikos ir energetikos sektorių analizėje, kur naudojami kintamieji ilgalaikę prasme svyruoja aplink pusiausvyrą, tačiau trumpalaikėje perspektyvoje gali reaguoti į šokus (Winarno, Usman ir kt., 2021). VECM modelis tuo ir naudingas, kad sudaro sąlygas vienu metu analizuoti tiek ilgalaikį, tiek trumpalaikį ryšius tarp kintamųjų (Chen, 2022).

3.2.7. Impulso-atsako funkcijų analizė

Atlikus VECM modeliavimą, atliekamas impulso atsako funkcijų (IRF) tyrimas skirtas įvertinti kaip nagrinėjamo kintamojo šokas veikia kitus modelyje esančius kintamuosius per tam tikrą laikotarpį (Chen, 2022). Naudojant šį metodą galima stebėti kokio poveikio ir trukmės yra šoko poveikis, kuriuos kintamuosius šis šokas veikia labiausiai ir kaip greitai modelis grįžta į ilgalaikę pusiausvyrą (Chen, 2022).

3.2.8. Prognozės paklaidos dispersijos išskaidymo analizė

Prognozės paklaidos dispersijos išskaidymo (*angl. Forecast Error Variance Decomposition*, FEVD) modelis yra taikoma VAR ar VECM modeliuose. Šis metodas leidžia įvertinti, kokia dalis paklaidos, kiekvieno kintamojo atveju, gali būti priskirta tiriamiems šokams, nagrinėjamu laikotarpiu (Chen, 2022). Šio modelio taikymas padeda nustatyti, kurie kintamieji turi didžiausią įtaką prognozės kitimui (Chen, 2022). FEVD analizė yra IRF analizės papildinys, kadangi įvertina prognozės netikslumą vertinant tiriamo šoko kryptį ir trukmę. (Chen, 2022). Kaip pažymi Gorodnichenko ir Lee (2020) FEVD analizė yra paprastas ir intuityvus būdas įvertinti identifikuotų šokų svarbą prognozės paklaidai skirtinguose laikotarpiuose. Tai leidžia suprasti, kuris nagrinėjantis veiksnys yra dominuojantis atliekant prognozes.

3.3. Duomenys ir kintamieji

Empirinė dalis paremta mėnesiniais duomenimis laikotarpiui nuo 2015 m. sausio iki 2025 m. birželio mėn. Ilga duomenų imtis leidžia pagrįstai įvertinti tiek ilgalaikius, tiek trumpalaikius ryšius tarp pasirinktų kintamųjų. Visi naudoti kintamieji buvo paversti į logaritmines formas (išskyrus infliaciją) siekiant užtikrinti tinkamą duomenų palyginamumą.

Empirinio tyrimo priklausomas kintamasis – mėnesinė elektros energijos kaina Lietuvos „day-ahead“ biržos segmente, Nord pool biržoje (eek). Pagrindinis endogeninis nepriklausomas kintamasis – gamtinių dujų kaina (dk), kuri atvaizduoja didmenines dujų kainas ir veikia kaip pagrindinis gamtinių dujų sąnaudų veiksnys.

Modelyje taip pat įtraukiami egzogeniniai kintamieji, kurie atspindi atsinaujinančios energijos gamybos veiksnius ir makroekonominę aplinką. Visos duomenų eilutės buvo patikrintos dėl sezoniškumo ir struktūrinių lūžių. Atsižvelgiant į analizuojamu laikotarpiu buvusią energetinę krizę ir kitus ekstremumus, buvo įtraukti fiktyvūs sezoniniai kintamieji, siekiant eliminuoti nenuoseklius veiksnys. Detalus kintamųjų pateikimas nurodytas 2 lentelėje.

2 lentelė

Tyrime naudoti kintamieji

Kategorija	Kintamasis	Trumpinys	Aprašymas
Priklausomas kintamasis	Elektros kaina	eek	„Nord Pool“ LT day-ahead kaina (€/MWh)
Nepriklausomi kintamieji	Dujų kaina	dk	Gamtinių dujų kaina (€/MWh)
	Bendra gamyba	bg	Bendra vietinė elektros gamyba
	Prekybos balansas	ksb	Importo ir eksporto santykis
	AEI gamyba	vg, sg, hg	Vėjo, saulės, hidro energijų generacija
	Šiluminė gamyba	seg	Gamyba iš iškastinio kuro
	Visas elektros energijos suvartojimas	ves	Elektros vartojimas Lietuvoje
	Infliacija	dp	Vartotojų kainų indeksas (%)
	Valiutos kursas	eusd	EUR/USD
Fiktyvūs	Pandemijos laikotarpis	sok2020	2020 m. pavasario šokas
	Energijos krizė	kriz2021_2022	2021–2022 m. kainų krizė
	Sezoniškumas	M2–M12	Mėnesio fiktyvūs kintamieji

Šaltinis: sudaryta autoriaus.

Duomenys šiam tyrimui surinkti iš skirtingų šaltinių, elektros energijos kainų duomenys (eek) paimti iš Nord Pool biržos Lietuvos kainų zonos viešai prieinamų duomenų bazės. Gamtinių dujų kainos (dk) paimtos iš Trading Economics platformos. Bendra gamyba (bg), prekybos balansas (ksb), AEI gamyba (vg, sg, hg), šiluminių elektrinių gamyba (seg) ir visos elektros energijos suvartojimas (ves), paimti iš AB „Litgrid“ skelbiamų ataskaitų, kurios pateikia gamybos ir balanso duomenis. Makroekonominiai veiksniai, infliacija (dp) ir valiutos kursas (eUSD) paimti iš Oficialios statistikos portalo ir Europos centrinio banko. Papildomai įtraukti fiktyvūs kintamieji sukurti atsižvelgiant į 1 paveiksle vaizduojamus elektros energijos kainų pikus bei siekiant išgauti sezoniskumo įtaką. Duomenų paruošimas, apdorojimas ir modeliavimai atlikti R studio aplinkoje.

3.3.1. Priklausomas kintamasis

Pasirinktas priklausomas kintamasis – „Day-ahead“ arba diena prieš elektros energijos kaina Lietuvos kainos zonoje. Kintamasis pasirinktas dėl šių priežasčių:

1. Šioje rinkoje susiformuojanti kaina nustatoma rinkos dalyvių pasiūlos ir paklausos principais artimiausiam laikotarpiui, todėl šios kainos puikiai atspindi trumpalaikį rinkos balansą, be didesnės ilgalaikių kontraktų įtakos. Todėl tai idealus rodiklis analizuoti kainos kitimą atsižvelgiant į vidinius ir išorinius veiksnius.
2. „Day-ahead“ kaina jautriai reaguoja į pagrindinius elektros sektoriaus veiksnius pagal kuriuos ir nustatoma galutinė elektros energijos kaina. Dėl šios priežasties tai patikimas rodiklis, kuriuo galima vertinti kitų veiksnių įtaką galutinei elektros energijos kainai.
3. Nustatytos kainos šiame rinkos segmente yra skelbiamos kiekvieną dieną, o paskelbtų kainų duomenys yra kaupiami už ilgą laikotarpį. Visi duomenys yra viešai prieinami ir kokybiški.
4. Šioje rinkoje susiformuojanti kaina laikoma pagrindiniu elektros energijos kainos rodikliu, todėl ji plačiai taikoma kainų analizės ir prognozavimo modeliuose.

3.3.2. Nepriklausomi kintamieji

Gamtinių dujų kaina (dk, Eur/MWh). Šis kintamasis atvaizduoja rinkos kainą už kurią Europoje prekiaujama gamtinėmis dujomis. Nors prieigos prie konkrečių Lietuvos gamtinių dujų pardavimo kainų neturima, Europos lygmenyje šis rodiklis laikomas kaip geriausiai nusakantis esamo laikotarpio gamtinių dujų rinkos kainą. Kadangi gamtinės dujos iki šiol yra viena iš pagrindinių šiluminių elektrinių kuro rūšių, kuri plačiai naudojama elektros energijos gamybai, jos kaina tiesiogiai veikia elektros energijos gamybos savikainą rinkoje. Šio rodiklio įtraukimas leidžia ne tik įvertinti kiek įtakos turi gamtinių dujų kainų kitimas, bet ir kaip keičiasi sąnaudų

struktūra galutinėje elektros energijos kainoje esant perėjimui prie didesnės apimties atsinaujinančių išteklių naudojimo.

Vėjo (vg, MWh), saulės (sg, MWh) ir hidro (hg, MWh) generacija. Šie kintamieji atspindi atsinaujinančių energijos šaltinių gamybos apimtį Lietuvoje. Kintamieji įtraukti siekiant įvertinti, kokią įtaką trumpalaikiams kainų svyravimams turi vėjo, saulės ir hidro energijos pasiūla.

Elektros energijos suvartojimas (ves, MWh). Per mėnesį vartotojų sunaudotas elektros energijos kiekis, megavatvalandėmis Lietuvoje. Šis rodiklis įtraukiamas kaip reikiamos paklausos rodiklis, kadangi jis yra tiesiogiai susijęs su paklausos ir pasiūlos balansu rinkoje ir leidžia matyti kaip didesnis ar mažesnis elektros energijos suvartojimas Lietuvoje atspindi kainų dinamiką.

Inflacijos lygis (%). Mėnesinis vartotojų kainų lygio pokytis, išreikštas procentais Lietuvoje. Šis rodiklis įtraukiamas kaip kainų lygio ir ekonominės aplinkos atspindys, rodiklio įtraukimas į analizuojamą aplinką leidžia atsižvelgti į makroekonominę aplinką, kuri gali turėti įtaką kainų raidai.

Eur/USD valiutų kursas. Euro ir JAV dolerio santykis, kuris buvo pasirinktas kaip tarptautinės aplinkos indikatorius, kuris turi įtakos energetinių žaliavų kainodarai, kadangi gamtinės dujos yra perkamos JAV doleriais. Kurso pokyčiai gali paveikti galutinę importo kainą, net jei yra pastovios gamybos sąnaudos.

Apibendrinant, pasirinkti kintamieji leis įvertinti pagrindinius veiksnius darančius įtaką elektros energijos kainų formavimuisi Lietuvoje, kadangi apima tiek energetinius, tiek makroekonominės aplinkos aspektus, todėl tyrime galima visapusiškai išanalizuoti kainų dinamiką trumpuoju ir ilguoju laikotarpiu.

3.4. Tyrimo hipotezės

Remiantis anksčiau atliktais moksliniais tyrimais, ekonomine ir energetine logika, darbe formuojamos hipotezės, kurios leis įvertinti pagrindinius elektros energijos kainų formavimosi veiksnius.

3 lentelė

Hipotezės apie kintamųjų poveikį elektros energijos kainai

Hipotezė	Aprašymas	Numatomos ryšio kryptys	Autoriai
H1	Tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų egzistuoja ilgalaikis teigiamas ryšys – didėjant dujų kainai, ilgainiui didėja ir elektros kaina.	Teigiamas (+)	Furió D. ir Poblacion J. (2018) Bosco B., Parisio L., Pelagatti M. ir Baldi F. (2007) Zakeri B., Staffell ir kt. (2023)
H2	Atsinaujinančios energijos (vėjo, saulės, hidro) gamybos augimas trumpuoju laikotarpiu mažina elektros kainą.	Neigiamas (–)	Maciejowska K. (2020) Stringer T. (2024) Wang G., Sbai E., Wen L. ir Sheng S. M. (2024)
H3	Didesnė šiluminės gamybos dalis bendroje elektros gamyboje siejama su aukštesnėmis kainomis.	Teigiamas (+)	Zakeri B., Staffell ir kt. (2023)
H4	Augant elektros suvartojimui, kainos kyla, jei pasiūla išlieka stabili.	Teigiamas (+)	Weron, R. (2014) Herczeg B ir Pinter E.(2024)
H5	Makroekonominiai veiksniai (infliacija, valiutos kursas) daro trumpalaikį poveikį elektros kainų svyravimams.	Neapibrėžtas / mišrus	Muñoz P. M., Dickey A. D. (2009) Antonio J. Garzon J. A. ir Hierro A. L. (2024)

Šaltinis: Sudaryta autoriaus.

Pateiktos hipotezės sudaro tyrimo pagrindą ir bus tikrinamos empirinėje dalyje, naudojant jau aptartus ekonometrijos modelius.

3.5. Tyrimo apribojimai

Šio darbo nagrinėjamas laikotarpis 2015-2025 m., todėl gauti rezultatai atspindi šiuo metu vyraujančias energetines tendencijas. Kadangi elektros gamybos struktūra Lietuvoje nuolat keičiasi, didėja atsinaujinančių energijos išteklių dalis ir mažėja iškastinio kuro panaudojimas, tikėtina, kad ateityje atskirų veiksnių įtaka kainų formavimuisi pasikeis, lyginant su dabar nagrinėjamu laikotarpiu.

Nors nagrinėjamų duomenų imtis yra pakankamai ilga, kai kurie įvykiai, tokie kaip pandemija ar 2021-2022 m. energetinė krizė, trumpam laikotarpiui pakeitė rinkos elgseną. Todėl kai kurie kintamųjų poveikiai galėjo būti užfiksuoti tik iš dalies.

Modelis apima pagrindinius elektros formavimąsi lemiančius veiksnius ir leidžia įvertinti pagrindines tendencijas Lietuvos energetikos rinkoje. Kadangi elektros energijos kainos formavimasis yra kompleksinis reiškinys, jam įtaką gali turėti ir papildomi veiksniai, tokie kaip politiniai sprendimai, tinklo pajėgumai ar oro sąlygos.

3.6. Metodologija

Tyrimo objektas – elektros energijos kaina Lietuvoje ir ją veikiantys veiksniai.

Tyrimo tikslas – įvertinti skirtingų veiksnių poveikį elektros energijos kainų dinamikai Lietuvoje remiantis 2015 m. – 2025 m. duomenimis. Siekiama nustatyti, kurie iš naudotų veiksnių turi reikšmingą poveikį elektros energijos kainų pokyčiams bei kaip šis poveikis kinta laikui bėgant.

Tyrimo uždaviniai:

- Atrinkti ir aprašyti tinkamus kintamuosius, kurie apžvelgtų elektros kainos formavimosi aspektus.
- Atlikti ekonometrinę analizę taikant VECM modelį bei „impulse-response“ funkcijas siekiant nustatyti priežastinius ryšius tarp kintamųjų ir įvertinti trumpalaikius bei ilgalaikius poveikius elektros kainoms.
- Įvertinti, kaip elektros energijos kainai įtaką darantys veiksniai kinta laikui bėgant ir kokios yra jų ekonominės interpretacijos.

Tyrimas grindžiamas kiekybine analize, kurioje nagrinėjami elektros energijos kainos pokyčiai Lietuvos „day-ahead“ rinkoje. Analizuojamas laikotarpis apima tiek santykinai stabilų rinkos veikimą, tiek reikšmingus išorinius šokus, tokius kaip COVID-19 pandemija ir 2021–2022 m. energetinė krizė. Taip pat vertinami per šį laikotarpį įvykę struktūriniai pokyčiai Lietuvos elektros energijos gamybos ir prekybos srityje. Pasirinkta metodų seka leidžia nuosekliai įvertinti ryšius tarp nagrinėjamų kintamųjų ir sudaro prielaidas statistiškai patikimai bei ekonomiškai pagrįstai rezultatų interpretacijai.

4. ELEKTROS ENERGIJOS KAINŲ FORMAVIMOSI ANALIZĖ

4.1. Tyrimo rezultatai

4.1.1. Pearson koreliacijos analizė

Atlikus Pearson koreliacijos analizę tarp elektros energijos kainos ir nepriklausomų kintamųjų, identifikuoti statistiniai ryšiai, kurie leidžia preliminariai įvertinti elektros formavime dalyvaujančius veiksnius (1 priedas).

4 lentelė

Kintamųjų tiesinės priklausomybės su elektros energijos kaina

Kintamasis	Koreliacija su EEK	Kintamasis	Koreliacija su EEK
dk	0.96	bg	0.09
dp	0.79	seg	0.07
eusd	-0.49	vg	0.09
sg	0.13	ves	0.07
hg	-0.17	aeig	0.07
bt	0.1	aeis	0.04
ktg	0.06	vgp	0.04
ksb	-0.03	aeing	-0.03

Šaltinis: sudaryta autoriaus.

Išanalizavus tyrimo metu gautus rezultatus pastebima labai stipri teigiama koreliacija tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų ($r = 0,96$). Gautas rezultatas tik patvirtina, jog tarp elektros energijos kainų ir gamtinių dujų kainų egzistuoja stiprus ryšys bei atspindi kokią reikšmę gamtinės dujos turi elektros gamybos struktūroje.

Vidutinio stiprumo teigiamas ryšys nustatytas su infliacija ($r = 0,79$) tai reiškia, kad makroekonominiai veiksniai gali turėti įtaką kainos formavimuisi. Bendras kainų lygio augimas gali turėti tiesioginę įtaką elektros energijos kainų dinamikai. Taip pat fiksuojamos vidutinio stiprumo neigiamas ryšys su euro dolerio kursu (Eur/USD , $r = -0,49$). Gautas rezultatas gali būti siejamas su importuojamos energijos valiutų kainų pokyčiais tarptautinėje rinkoje, kadangi didelė dalis energijos išteklių kurie naudojami energijos gamybai yra perkami JAV doleriais. Tokį sąryšį pastebi ir autoriai, konkrečiai nagrinėję šį aspektą, Muñoz ir Dickey, kurie pažymi, jog valiutos

kurso pokyčiai Europos energetikos rinkose turi trumpalaikį, tačiau pastebimą poveikį kainų lygiui (Muñoz P. M. ir Dickey A. D., 2009).

Tarp kitų koreliacijoje įtrauktų kintamųjų, koreliacija su elektros energijos kainomis yra silpna ($r < 0,2$), nors iš pirmo žvilgsnio atrodo, jog jie neturi stipraus ryšio su kainos lygiu, jų ekonominė reikšmė egzistuoja. Likę kintamieji užtikrina pasiūlos ir paklausos balanso sudarymą, sistemos lankstumo užtikrinimą ir kainų svyravimus. Kaip minėta anksčiau gamybos padidėjimas iš atsinaujinančios energijos išteklių gali prisidėti prie kainos mažėjimo per merit order efektą, kai pigesnė elektros energija išstumia iš rinkos brangesnius gamybos vienetus (Klæboe G., 2022).

Galima teigti, jog atlikta Pearson koreliacijos analizė suteikė pirminių įžvalgų apie galimus, modelyje naudojamus veiksnius, kurie gali daryti įtaką elektros kainos formavimuisi. Nors ryšys tarp kai kurių veiksnių ir buvo fiksuojamas kaip silpnas, jų įtraukimas į tolimesnius analizės žingsnius yra svarbus norint pilnavertiškai įvertinti kainų formavimosi procesą, vertinant energetinių veiksnių poveikį kainos formavimuisi.

4.1.2. Linijinė regresija

Sekančiame tyrimo etape atliekama daugybinė linijinė regresinė analizė, kuri sudaryta su tikslu nustatyti, kaip pasirinktų nepriklausomų kintamųjų visuma veikia priklausomą kintamąjį (elektros energijos kainą). Analizėje buvo įtraukti struktūriniai energetikos sektoriaus elementai ir makroekonominiai veiksniai: gamtinių dujų kaina, elektros energijos importo ir eksporto balansas, gamyba šalies viduje, šiluminių elektrinių gamyba, vėjo ir saulės elektrinių generacija, elektros energijos suvartojimas Lietuvoje, infliacija ir Eur/USD valiutos kursas.

Analizės rezultatai rodo, kad sudarytas modelis yra statistiškai reikšmingas ir pasižymi labai aukštu determinacijos koeficientu (R^2) siekia 0,9475, o koreguotas (R^2) siekia 0,9419. Remiantis šiais rodikliais modelyje esantys kintamieji paaiškina apie 94 proc. elektros kainos dispersijos. Tolimesni rezultatai pateikiami 5 lentelėje, o detalūs rezultatai pateikiami 3 priede.

5 lentelė

Regresinės analizės rezultatai

Kintamasis	Koeficientas	p reikšmė	Poveikis
Dujų kaina (dk)	1.54	<0.001	Teigiamas
Saulės generacija (sg)	0.001	<0.001	Teigiamas
Importo-eksporto balansas (ksb)	0.0003	0.002	Teigiamas
Kita gamyba (ktg)	-0.012	0.017	Neigiamas
Hydroenergijos gamyba (hg)	-0.011	0.025	Neigiamas

5 lentelės tęsinys

Bendra gamyba (bg)	0.011	0.028	Teigiamas
Vėjo energijos gamyba (vg)	-0.0108	0.029	Neigiamas
Šiluminių elektrinių gamyba (seg)	-0.0105	0.035	Neigiamas
Visas suvartojimas (ves)	-0.0002	0.041	Neigiamas
EUR/USD valiutos kursas (eUSD)	-69.51	0.061	Neigiamas
Infliacija (dp)	-0.18	0.761	Neigiamas

Šaltinis: sudaryta autoriaus.

Kaip ir buvo tikėtasi po Pearson koreliacijos analizės rezultatų, gamtinių dujų kaina turi stipriausią ir statistiškai reikšmingiausią teigiamą poveikį elektros energijos kainai ($p < 0.001$). Dujų kainų kilimas padidina elektros energijos gamybos sąnaudas, todėl galutiniame rezultate kyla elektros energijos rinkos kaina.

Teigiami ir statistiškai reikšmingi poveikiai taip pat nustatyti su importo-eksporto balansu ($p = 0,002$) ir bendra gamyba ($p = 0,028$). Aukštesnės kainos dėl bendros gamybos atsiranda aukštesnės paklausos laikotarpiais kuomet rinka reikalauja daugiau elektros energijos nei šiuo metu generuojama, tuomet reikia įsijungti papildomiems agregatams. Teigiamą, tačiau silpną ryšį taip pat fiksuojame ir su suvartojimu, didesnis elektros energijos suvartojimas rinkoje didina paklausą ir poreikį gauti papildomos elektros energijos vartojimui, papildomos elektros energijos kaina dažniausiai būna brangesnė nei įprastos.

Neigiami ir statistiškai reikšmingi poveikiai (mažinantys kainą) nustatyti su šiluminių elektrinių gamyba ($p = 0,035$), tai reiškia, kad didėjant šiluminių elektrinių gamybos apimtims kaina mažėja. Nors iš pirmo žvilgsnio tai gali pasirodyti keistai, padidėjusi šiluminių elektrinių gamyba iš tikrųjų užtikrina reikiamą pasiūlos kiekį rinkai ir taip pat užtikrina rinkos stabilumą. Atsinaujinančiais ištekliais generuojamos elektros energijos apimtys vėjo ($p = 0,029$) ir hidro ($p = 0,025$) atitinka teorijai, kuomet rinkoje auga šių elektros energijos rūšių kiekis nebelieka poreikio įjungti brangius gamybos agregatus ir galutinė kaina rinkoje mažėja.

Nors modelyje nagrinėti makroekonominiai veiksniai valiutos kursas ($p = 0,061$) ir infliacija ($p = 0,76$) yra statistiškai nereikšmingi, tačiau įtraukimas į tolimesnius analizės žingsnius jie sukuria makroekonominį foną, kuris nurodo išorinių ekonominių veiksnių poveikį elektros energijos kainų formavimuisi.

4.1.3. Stacionarumo testai

Prieš atliekant laiko eilučių analizę, yra prasmės atlikti ar nagrinėjamų duomenų vidurkis, dispersija ir kovariacija išlieka pastovios laike, t.y. ar duomenys yra stacionarūs. Toks duomenų vertinimas reikalingas įvertinti kokiais analizės metodais kintamieji gali būti analizuojami.

Kintamųjų patikrai buvo atliktas ADF, KPSS ir Zivot-Andrews testai. ADF testo nulinė hipotezė teigia, kad laiko eilutė yra nestacionari, o alternatyvioji hipotezė, kad eilutė stacionari, KPSS testo hipotezė rodo priešingai, nulinė hipotezė stacionari. Testai atlikti su vienu vėlavimu ($\text{lag} = 1$), atsižvelgiant į tai, kad duomenys yra mėnesinio lygmens. Testuose taip pat naudotas „trend“ elementas siekiant įvertinti tendencijos galimybes, kadangi naudojami duomenys iš energetikos sektoriaus, kuris pasižymi tam tikromis tendencijomis. Rezultatai interpretuoti lyginant testų statistiką su 5 % reikšmingumo lygmens kritine verte.

6 lentelė

Stacionarumo testų rezultatai rezultatai

Kintamasis	Santrumpa	ADF statistika	Išvada (ADF)	KPSS statistika	Išvada (KPSS)	Zivot-Andrews statistika	Išvada (ZA)
Elektros energijos kaina	(eek)	-3.31	Nestacionari	0.94	Nestacionari	-3.84	Nestacionari (su lūžiu)
Gamtinių dujų kaina	(dk)	-2.76	Nestacionari	0.74	Nestacionari	-3.61	Nestacionari
Importo-eksporto balansas	(ksb)	-1.85	Nestacionari	1.04	Nestacionari	-4.39*	Stacionari (su lūžiu)
Bendra gamyba	(bg)	-1.87	Nestacionari	1.44	Nestacionari	-4.67*	Stacionari (su lūžiu)
Šiluminių elektrinių gamyba	(seg)	-3.38	Stacionari	0.38	Stacionari	-4.37	Stacionari (su lūžiu)
Vėjo generacija	(vg)	-3.47	Stacionari	1.57	Nestacionari	-5.78	Stacionari (su lūžiu)
Saulės generacija	(sg)	-4.72	Stacionari	1.28	Nestacionari	-6.98	Stacionari (su lūžiu)
Hidroenergijos gamyba	(hg)	-5.45	Stacionari	0.18	Stacionari	-5.72	Stacionari (su lūžiu)
Kita gamyba	(ktg)	-4.39	Stacionari	1.11	Nestacionari	-6.61	Stacionari (su lūžiu)
Elektros suvartojimas	(ves)	-3.93	Stacionari	0.19	Stacionari	-4.66	Stacionari (su lūžiu)
Infliacija	(dp)	-2.05	Nestacionari	0.64	Nestacionari	-3.19	Nestacionari

6 lentelės tęsinys

EUR/USD kursas	(eUSD)	-2.82	Nestacionari	0.45	Nestacionari	-4.1	Nestacionari (su lūžiu)
AIE gamyba	(aeig)	-1.82	Nestacionari	1.68	Nestacionari	-5.43	Stacionari (su lūžiu)

Šaltinis: sudaryta autorius remiantis gautais rezultatais.

*Reikšmės labai artimo nestacionarumui, tačiau ribiškai stacionarios.

Šeštoje lentelėje pateikti testų rezultatai, kurie atvaizduoja, kad didžioji dalis kintamųjų yra nestacionarūs. Tokie rezultatai buvo tikėtini vertinant faktą, kadangi rinkos duomenys pasižymi ilgalaikėmis tendencijomis ir pasižymi kainų svyravimais. Tai patvirtina atliktas Zivot-Andrews testo rezultatai, kadangi daugelis kintamųjų keičia savo stacionarumo lygį po reikšmingų šokų, šiuo atveju 2021–2022 m. energetikos krizės. Detalūs stacionarumo testų rezultatai pateikiami 4–17 prieduose.

Kadangi pagrindiniai kainų ir makroekonominiai rodikliai yra nestacionarūs, o gamybos rodikliai stacionarūs, galime teigti, kad kintamieji ilgajame laikotarpyje juda kartu, todėl tolimesnėje tyrimo dalyje sieksime įvertinti jų ilgalaikius ir trumpalaikius ryšius taikant kointegracijos analizę ir VECM modelį.

4.1.4. Modelio sudarymas ir papildomi kintamieji

Šioje analizės dalyje sudaryta galutinė modelio struktūra, kurioje kintamieji atskirti į endogeninius ir egzogeninius kintamuosius bei modelis papildytas papildomais kontroliniais kintamaisiais. Toks modelio sudarymas pasirinktas siekiant kuo tiksliau atvaizduoti rinkos dedamąsias ir kainų formavimo mechanizmus. Kintamųjų priskyrimas grupėms atliktas remiantis stacionarumo, koreliacijos ir ankstesnių tyrimų rezultatais.

Endogeniniai kintamieji

Kadangi tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų anksčiau nustatėme stiprų ryšį, į kintamojo endogeninę dalį įtraukiame logaritmuotas šių kainų reikšmes (leek, ldk). Logaritmuojimas taikytas siekiant sumažinti duomenų dispersiją.

Egzogeniniai kintamieji

Modelyje pasirinkti egzogeniniai kintamieji, tai kintamieji kurie turi įtaką kainų lygio formavimui ir yra energetikos sistemos dalis: elektros energijos suvartojimas (ves), vėjo (vg),

saulės (sg), hidroenergijos generacijos, ir šiluminių elektrinių ir kita gamyba. Logaritmavimas taikytas siekiant sumažinti dispersiją ir išlyginti staigius kainų pokyčius. Šie kintamieji pasirinkti siekiant atvaizduoti pasiūlos ir paklausos balanso pusę bei įvertinti kaip gamybos apimčių pokyčiai paveikia elektros energijos kainos formavimąsi.

Kita egzogeninių veiksnių kategorija – makroekonominiai veiksniai, infliacija (dp) ir euro/dolerio kursas (leusd). Kintamieji į modelį įtraukti siekiant atspindėti šalies ir tarptautinę makroekonominę aplinką, kadangi šių rodiklių tiesiogiai neveikia elektros energijos kainos, juos įtraukiame kaip egzogeninius kintamuosius.

Papildomi ir sezoniniai veiksniai

Kadangi nagrinėjami duomenys yra mėnesiniai, įtrauktas ir papildomas mėnesinis kintamasis, kuriuo siekiama įvertinti pasikartojančius vartojimo ir gamybos svyravimus (M_{season}). Taip pat modelyje sukurti ir keli papildomi kintamieji, kurių tikslas pažymėti konkrečius laikotarpius, kuomet elektros rinka patyrė šokus; 2021 m. gruodžio mėnuo (p_{2021_12}), 2022 m. rugpjūčio mėnuo (p_{2022_08}) ir 2022 m. gruodžio mėnuo (p_{2022_12}). Įtraukti laikotarpiai yra pagrindinių kainos šokų mėnesiniai kuomet spygliai buvo didžiausi.

Verta paminėti, kad buvo išbandyti ir kiti laiko kintamieji, kurie apėmė pandemijos laikotarpį, skirstė energetinę krizę į dvi dalis, ar išskirtinį šoką 2025-03, tačiau galutiniam modelio variante šie kintamieji neįtraukti, kadangi jie nedidino modelio paaiškinamumo, o tik mažino laisvės laipsnių skaičių. Modelyje palikti tik kintamieji, kurie statistiškai pagerina modelio tinkamumą.

Modelis suformuotas siekiant įvertinti ilgalaikius ryšius tarp endogeninių kintamųjų, tuo pat metu įtraukiant ir egzogeninius kintamuosius, kurie leidžia išanalizuoti trumpalaikius kainų svyravimus. Pasirinkta modelio struktūra leidžia kartu įvertinti tiek ilgalaikę, tiek trumpalaikę kintamųjų įtaką kainoms.

4.1.5. Johansen kointegracijos testas

Atsižvelgiant į gautus rezultatus ir faktą, kad dauguma kintamųjų pasižymi nestacionarumu tolimesniame etape atliekamas Johansen testas su tikslu įvertinti ar tarp nagrinėjamų kintamųjų egzistuoja ilgalaikės pusiausvyros ryšiai. Tyrimui atlikti pasirinkti ankstesniame skyriuje pasirinkti kintamieji.

Prieš atliekant kointegracijos testą, buvo atliktas preliminarus vertinimas, kuriuo siekta nustatyti optimalų atsilikimų skaičių naudojant AIC, HQ, SC ir FPE informacijos kriterijus. Šiam testui atlikti buvo pasitelkta funkcija „VARselect“, kurios rezultatai rekomendavo taikyti du atsilikimus ($AIC = 2$; $HQ = 2$; $SC = 1$; $FPE = 2$), detalūs rezultatai pateikiami 18 priede. Dviejų

atsilikimų pasirinkimas leidžia išlaikyti modelio stabilumą, atsižvelgiant į naudojamų duomenų imties dydį (120) stebėjimų.

7 lentelė

Johanseno testo rezultatai

Hipotezė	Testo statistika	5 % kritinė riba	Išvada
$r = 0$	75.51	19.96	Kointegracija egzistuoja
$r \leq 1$	2.87	9.24	Kointegracija neegzistuoja

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis gautais rezultatais.

Atsižvelgiant į Johansen kointegracijos testo rezultatus, nustatyta, kad tarp kintamųjų egzistuoja vienas kointegracinis ryšys (19 priedas). Nors kintamieji nestacionarūs, tačiau kartu formuoja ilgalaikės pusiausvyros, kurios išlieka stabilios per nagrinėjamą laikotarpį. Remiantis tuo galima daryti išvadą, kad tarp nagrinėjamų rodiklių egzistuoja sąsaja. Taigi, rezultatai patvirtina, kad VECM modelis yra tinkamas taikyti, kadangi tarp kintamųjų egzistuoja kointegracijos ryšiai.

Remiantis gautais rezultatais, galima, teigti, jog tolimesnei analizei tinkamiausias metodas VECM modelis, kuris leidžia įvertinti ilgalaikius endogeninių kintamųjų tarpusavio ryšius, kartu išnagrinėjant ir trumpalaikius ryšius tarp egzogeninių kintamųjų.

4.1.6. Vektorinis paklaidų korekcijos modelis

Remiantis Johanseno kointegracijos testo rezultatais, nustatytas vienas ilgalaikis ryšys, remiantis šiomis prielaidomis sudarytas modelis, kuriame endogeniniais kintamaisiais laikome elektros energijos kainas (leek) ir gamtinių dujų kainas (ldk), Egzogeniniai kintamieji šiame modelyje: infliacija (dp), valiutos kursas (leusd), vejo (lvlg), saulės (lsgr) ir hidro (lhgr) generacija, visas elektros energijos suvartojimas (lves), šiluminių elektrinių (lseg) ir kitų elektrinių gamyba (lktg) bei sezoniniai mėnesinių efektai (M2-M12) ir praeities rinkos šokai (p_2021_12, p_2022_08, p_2022_12). Įtraukiant tokius kintamuosius į modelį užtikrinama, kad trumpalaikiai šokai bus paaiškinti egzogeniniais kintamaisiais, o ilgalaikė pusiausvyra atspindės ryšį tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų.

Prieš pereinant prie modelio rezultatų, modelio tinkamumas buvo patikrintas diagnostiniais testais, kuriais siekiama įvertinti likučių serinę koreliaciją, heteroskedastiškumą ir normalumą. Likučių autokoreliacijai įvertinti buvo atliktas Portmanteau testas su 12 atsilikimų. Atsilikimų skaičius buvo pasirinktas atsižvelgiant į naudotų duomenų struktūrą, atsižvelgiant į

faktą, kad naudoti mėnesiniai duomenys, likučiai tikrinami metų laikotarpiui. Testo rezultatai nurodė, jog modelio likučiai nėra autokoreliuoti ($p = 0,3323$), modelis tinkamai atspindi duomenų struktūrą, detalūs rezultatai pateikiami 21 ir 22 prieduose.

ARCH testo rezultatai ($p = 0,6872$) patvirtino, kad heteroskedastiškumo požymių nėra, dispersija išlieka stabili. Jarqu-Bera normalumo testas ($p = 0,8212$) patvirtino, kad likučiai pasiskirstę normaliai ir nukrypimo nuo normalumo nėra

Sudarytas modelis statistiškai reikšmingas (F statistikos reikšmė $p < 0,001$), galime daryti išvadą, kad į modelį įtraukti kintamieji tinkamai paaiškina elektros ir gamtinių dujų kainų pokyčius. Paaiškinamumo rezultatai atspindi, kad elektros kainos determinacijos koeficientas $R^2 = 0,705$, modelis jame įtrauktais kintamaisiais paaiškina 70 proc. trumpalaikių svyravimų (20 priedas). Pagal gautus rezultatus galime daryti išvadą, kad elektros kaina jautriai reaguoja į kintamųjų reikšmių kitimus.

Antros lygties atveju, gamtinių dujų lygtyje determinacijos koeficientas $R^2 = 0,375$, galime daryti išvadą, kad didesnės dalies dujų kainų kitimo negalime paaiškinti modelyje pasirinktais kintamaisiais. Tačiau atsižvelgiant į iškeltą tyrimo tikslą pagrindinis nagrinėjamas kintamasis yra elektros energijos kaina, o gamtinių dujų kaina veikia kaip paaiškinamasis kintamasis formuojantis ilgalaikį ryšį su elektros kaina.

Elektros energijos kainos interpretacija

Nustatytas ilgalaikis ryšys ($ETC_1 = -0,5829$, $p < 0,001$) yra neigiamas ir statistiškai reikšmingas. Pagal gautus rezultatus galime matyti, kad elektros energijos kaina grįžta prie ilgalaikės pusiausvyros su gamtinių dujų kaina kai atsiranda nuokrypis. Pagal ETC_1 rezultatus matome, kad per vieną laikotarpį galima įtaisyti apie 58 proc. ilgalaikio disbalanso, todėl galime daryti išvadą, kad elektros rinka gali sparčiai prisitaikyti prie besikeičiančių rinkos sąlygų ar veiksmų pokyčių, tačiau ilgojoje perspektyvoje siejasi su dujų kainos tendencija.

Elektros energijos suvartojimas (lves)

Visas elektros energijos suvartojimas ($lves = 2,076$, $p < 0,001$), pasižymėjo kaip turintis didelę įtaką kainos formavimuisi, gauti rezultatai rodo, kad suvartojimui padidėjus 1 proc. elektros kaina padidėja 2,1 proc. Didėjant elektros suvartojimui, natūraliai rinkoje auga paklausa, kadangi atsinaujinančiais ištekliais paremta gamyba negali momentiška padidinti generuojamos elektros energijos kiekio. Tokiais laikotarpiais aktyvuojasi brangesni gamybos šaltiniai, kaip šiluminės elektrinės, todėl bendra elektros energijos kaina padidėja. Gautas rezultatas patvirtina, kad Lietuvos rinka yra jautri vartojimo pokyčiams, paklausos augimas tiesiogiai veikia elektros kainos didėjimo efektą trumpuoju laikotarpiu.

Vėjo generacija (lv_g)

Modelio rezultatai rodo, kad vėjo generacija ($lv_g = -0,22$, $p < 0,001$) turi neigiamą ir statistiškai reikšmingą poveikį elektros energijos kainai, generacijos padidėjimas 1 proc. iš vėjo mažina elektros energijos kainą 0,22 proc. Šis rezultatas reiškia, kad esant palankioms sąlygoms, kuomet vėjo elektrinės generuoja pakankamai elektros nėra poreikio įjungti brangesnius gamybos šaltinius ir bendra rinkos kaina sumažėja. Šis efektas aiškiai matomas ir Lietuvos bei aplinkinėse rinkose, kadangi dauguma šalių kaimynių turi daug integruotos vėjo energetikos į savo generacijos apimtį, dienomis kuomet yra palankios sąlygos elektros energijos kaina būna ženkliai žemesnė.

Saulės generacija (lsg)

Nors teoriškai saulės generacijos poveikis ($lsg = 0,1513$, $p < 0,001$) turėtų būti neigiamas, modelyje gauti rezultatai rodo teigiamą poveikį elektros energijos kainai, 1 proc. padidėjusi gamyba iš elektros energijos, didina elektros energijos kainą 0,15 proc.

Rezultatai paaiškinami didžiausia saulės generacija vasaros laikotarpiu kuomet išauga elektros energijos paklausa, o kartu sumažėja ir hidro energijos gamyba, taip pat nemaža dalis elektros energijos, kuri generuojama iš saulės suvartojama tiesiogiai gaminančių vartotojų, todėl ta dalimi pasiūla biržoje nepasipildo ir nepaveikia galutinės elektros energijos kainos sumažėjimo. Modelyje atvaizduojamas teigiamas ryšys rodo sezoninį ir struktūrinį rinkos poveikį trumpuoju laikotarpiu.

Hidro generacija (lhg)

Modelio rezultatai atskleidžia, kad hidro generacija ($lhg = -0,1374$, $p = 0,05$) turi neigiamą ir statistiškai reikšmingą poveikį elektros kainai, 1 proc. hidro generacijos padidėjimas sumažina elektros energijos kainą 0,14 proc. Rezultatai atitinka anksčiau iškeltas teorines prielaidas, kad didesnis hidro energijos prieinamumas mažina bendrą rinkos kainą.

Šiluminių elektrinių gamyba (lseg)

Šiluminių elektrinių gamyba ($lseg = 0,0778$, $p = 0,014$) turi teigiamą ir statistiškai reikšmingą poveikį elektros kainai, 1 proc. gamybos padidėjimas pakelia elektros energijos kainas maždaug 0,8 proc. Šiluminės elektrinės pradeda veikti tik tuomet kai trūksta pigesnės gamybos apimčių ir yra brangiausia elektros energijos gamybos rūšis Lietuvoje, todėl gautas rezultatas pagrįstas.

Kitų elektrinių gamyba (lktg)

Kitų elektrinių gamyba ($\text{lktg} = 0,1718$, $p < 0,001$) taip pat pasižymi teigiamu ir statistiškai reikšmingu poveikiu elektros kainos formavimuisi, 1 proc. padidėjusi gamyba lemia 0,17 proc. elektros kainos augimą. Šis kintamasis sudarytas iš biomasės, biodujų, atliekų deginimo gamybos įrenginių bei baterijų technologijų, nors biomasės ir atliekų deginimo technologijos tvarios aplinkosaugos prasme, šių rūšių gamybos sąnaudos išlieka aukštos, todėl didina elektros energijos kainą.

Sezoniniai efektai (M2-M12)

Modelyje esantys sezoniniai efektai padeda identifikuoti kainų dinamiką metų lygmenyje. Iš visų įtrauktų mėnesių statistiškai reikšmingi kovo (M3, $p = 0,003$) ir lapkričio (M11, $p = 0,049$) mėnesiai, kuomet matomas elektros energijos kainos padidėjimas lyginant su likusiais mėnesiais. Įvardintais mėnesiais vyksta šildymo sezono pradžia arba pabaiga, išauga elektros energijos suvartojimas, o kartu atsinaujinančios energetikos išteklių: vėjas ir saulė, jau nebūna tokie efektyvūs kaip ankstesniais mėnesiais.

Rinkos šokai

Nors nagrinėjant rinkos šokus buvo galima numatyti spartų kainos kilimą įtrauktais mėnesiais, visi trys laikotarpio kintamieji yra teigiami ir statistiškai reikšmingi. 2021 m. gruodžio mėnesį rinkoje buvo patirtas šokas, kuris padidino elektros energijos kainą 37 proc. lyginant su ankstesniu mėnesiu, 2022 rugpjūčio mėnesį buvo matomas 51 proc. padidėjimas, o 2022 gruodžio mėnesį 40 proc. kainos padidėjimas. Nagrinėjami mėnesiai sutampa su energetinės krizės piko laikotarpiais kuomet elektros energijos kainos rinkoje buvo aukščiausios.

Nagrinėjant gautus modelio rezultatus matoma, kad elektros energijos pirmo atsilikimo rezultatas ($\text{leek.d11} = -0,7298$, $p < 0,001$) yra neigiamas ir statistiškai reikšmingas. Pagal gautus rezultatus galime daryti prielaidą, kad mėnesį po kainų šuolių elektros kaina koreguoja save ir sumažėja sekantį periodą, toks efektas natūraliai susidaro rinkoje, kuomet esant aukštoms kainoms sumažėja bendras suvartojimas.

Makroekonominiai kintamieji

Infliacija ($\text{dp} = 0,0081$, $p = 0,023$) modelyje daro teigiamą poveikį elektros energijos kainos augimui, 1 proc. padidėjusios infliacijos didina elektros kainą 0,8 proc. tačiau tai atspindi bendrą kainų augimo poveikį energetikos sektoriuje, kur sąnaudos kelia galutinės kainos formavimąsi.

Kitas makroekonominis kintamasis, valiutos kursas ($\text{leusd} = -0,6453$, $p = 0,087$) kainą veikia neigiamai, euro valiutos stiprėjimas mažina elektros energijos kainą, kadangi reikiamus

ištekliai galima įsigyti pigiau. Tačiau verta atkreipti dėmesį, kad valiutos kursas reikšmingas tik 10 proc. lygmenyje, todėl šio kintamojo interpretavimas, ribotas.

4.1.7. Granger priežastingumo testas

Papildomai trumpalaikių ryšių kryptčiai įvertinti taikomas Granger priežastingumo testas, kuris leidžia nustatyti, ar vieno kintamojo praeities reikšmės statistiškai pagerina kito kintamojo prognozę. Šis testas leidžia nustatyti, ar vieno kintamojo ankstesnės reikšmės statistiškai padeda prognozuoti kito kintamojo pokyčius, todėl yra tinkamas trumpalaikių informacijos perdavimo kanalų identifikavimui.

Gauti rezultatai rodo, kad gamtinių dujų kaina statistiškai reikšmingai veikia elektros energijos kainos trumpalaikius pokyčius ($p < 0,05$), tuo tarpu priešinga kryptimi reikšmingas ryšys nenustatytas (26 priedas). Tai reiškia, kad dujų kainų pokyčiai suteikia papildomos informacijos prognozuojant elektros kainos dinamiką, tačiau elektros kainos pokyčiai neturi analogiško poveikio dujų kainai. Šie rezultatai patvirtina trumpalaikį informacijos perdavimą iš gamtinių dujų rinkos į elektros energijos rinką ir atitinka su anksčiau aptartais modelio rezultatais.

4.1.8. Impulso-atsako funkcijų analizė

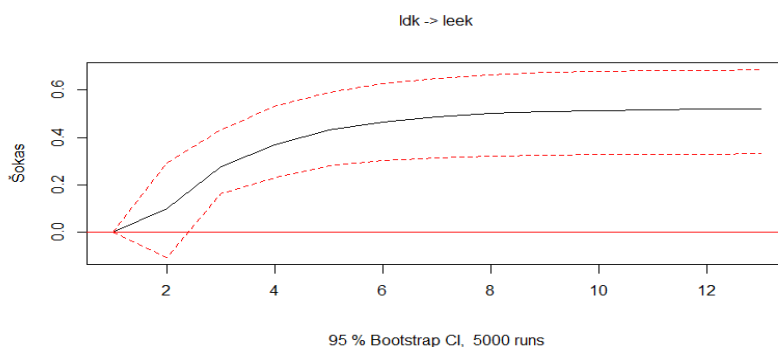
Siekiant tiksliau įvertinti kintamųjų tarpusavio sąveiką bei išanalizuoti kaip konkrečių kintamųjų šokų poveikis atvaizduojamas laike, taikomos impulso atsako funkcijos (IRF). Toliau atvaizduojama kaip elektros energijos kainos reaguoja į staigų tam tikro kintamojo šoką.

Gamtinių dujų kainos šokas

5 paveikslas atvaizduoja elektros kainos reakciją į staigų gamtinių dujų kainos šoką. Grafike juoda linija rodo prognozuojamą atsaką, o raudonos punktyrinės linijos žymi 95 % pasitikėjimo lygį (*angl. confidence interval*).

5 paveikslas

Elektros kainos reakcija į gamtinių dujų kainos šoką



Šaltinis: sudaryta autoriaus.

Iš IRF modelio rezultatų galima, matyti, kad gamtinių dujų kainos šokas yra teigiamas ir reikšmingas, sukeliantis ilgalaikę elektros energijos kainos didėjimo reakciją. Poveikis matomas iš karto po šoko atsiradimo ir sparčiai stiprėja iki ketvirto laikotarpio, tolimesniais laikotarpiais matomas augimas mažėja ir ties šeštu laikotarpiu daugiau mažiau išsilygina. Gautas rezultatas dar kartą patvirtina, kad elektros kainos labai jautriai reaguoja į gamtinių dujų kainų šokus, o atsiradęs poveikis išsilaiko ilgą laikotarpį.

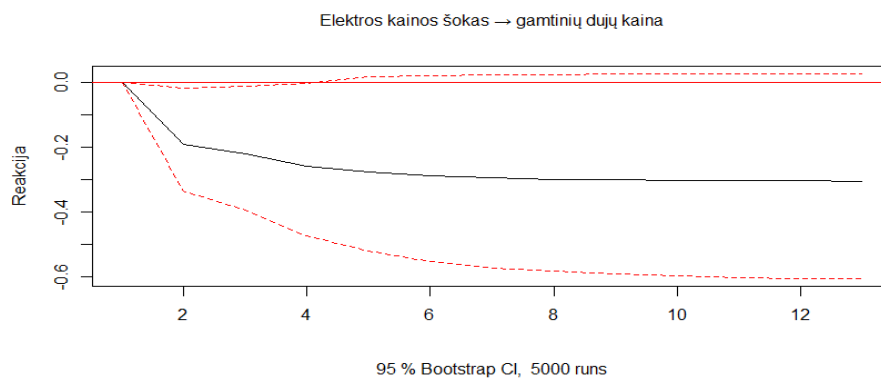
Verta paminėti, kad antrame laikotarpyje aiškiai matomas išėjimas už 95 proc. pasitikėjimo intervalo ribų, tačiau tam gali turėti įtakos ekstremalios rinkos situacijos 2022-2023 m. energetinės krizės metu, kuomet buvo nestandartiniai šuoliai rinkoje. Nepaisant šio išėjimo, tolimesnių laikotarpių įtaka išlieka stabili aiškiai matoma.

Elektros energijos kainos šokas

6 paveikslas atvaizduoja gamtinių dujų kainos reakciją į staigų elektros energijos kainos šoką.

6 paveikslas

Gamtinių dujų kainos reakciją į staigų elektros energijos kainos šoką



Šaltinis: sudaryta autoriaus.

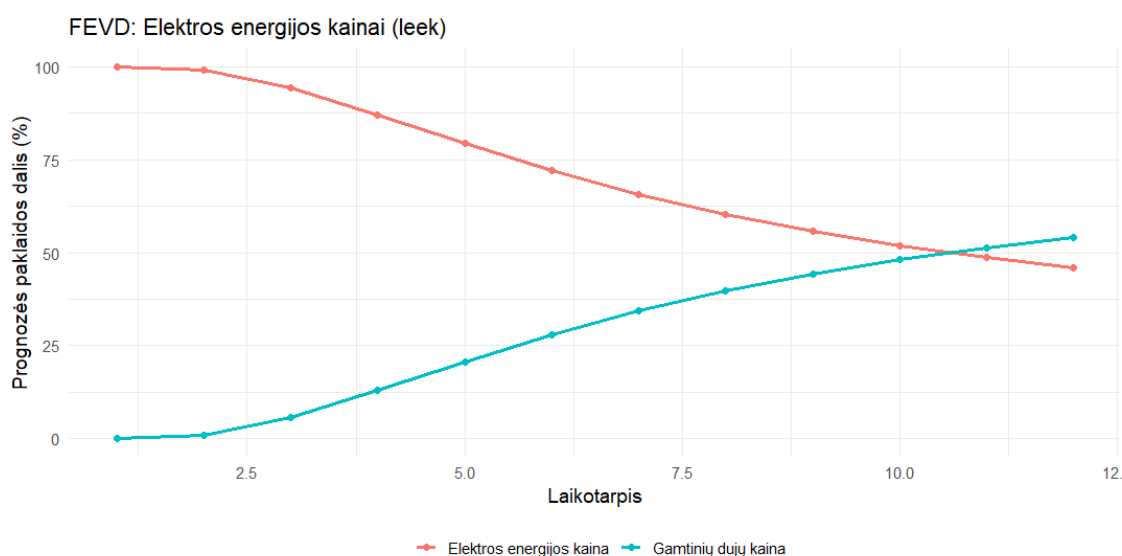
Iš IRF grafiko matoma, kad gamtinių dujų kaina reaguoja į staigų elektros energijos kainų šoką, tačiau taip pat galima matyti, kad šokas nesukelia statistiškai reikšmingos gamtinių dujų kainos reakcijos, visą reakcijos laikotarpį rezultatų trajektorija išlieka už pasitikėjimo intervalo ribų, todėl šį poveikį laiko statistiškai nepatikimu. Pagal šį grafiką galime patvirtinti, kad šiame modelyje elektros energijos kaina yra priklausomas kintamasis ir kinta nuo dujų kainos kitimo, o ne atvirkščiai.

4.1.9. Prognozės paklaidos dispersijos išskaidymas

Siekiant įvertinti nepriklausomų kintamųjų įtaką elektros energijos kainos svyravimams, buvo atlikta FEVD analizė. Ši analizė leidžia nustatyti kokią dalį elektros energijos kainos prognozės paaiškina gamtinės dujos skirtinguose laikotarpiuose. Gauti rezultatai pateikiami 7 paveiksle.

7 paveikslas

FEVD: elektros energijos kainai



Šaltinis: sudarė autorius remiantis gautais rezultatais.

Analizuojant FEVD analizės rezultatus galima matyti, kad trumpuoju laikotarpiu beveik visi elektros energijos svyravimai paaiškinami jos ankstesnėmis reikšmėmis, pirmuosiuose laikotarpiuose paaiškinamumas siekia 95 proc. Tolimesniuose laikotarpiuose gamtinių dujų kaina įgyja vis daugiau reikšmingumo, na o ties 10 laikotarpiu dujos pasiekia 45 proc. reikšmingumą. Nuo 10 laikotarpio galima matyti, kad gamtinių dujų kainų įtaka tampa lygiavertė vidiniams efektams. Galima daryti išvadą, kad ilgainiui gamtinių dujų kaina tampa svarbiausiu išoriniu veiksniu, kuris lemia elektros kainos svyravimus. Apibendrinant galima teigti, jog trumpuoju laikotarpiu didžiausią įtaką elektros energijos kainai turi jos pačios dinamika, o ilguoju laikotarpiu reikšmingai išryškėja gamtinių dujų svarba.

Apibendrinant galima teigti, kad elektros energijos kaina trumpuoju laikotarpiu priklauso nuo vartojimo apimčių ir esamos gamybos struktūros. Didėjant bendram šalies suvartojimui ar šiluminių elektrinių gamybos apimtims kyla ir kainos, o augant vėjo ar hidro generacijai kainos

atitinkamai mažėja. Modelyje įtraukti mėnesiniai efektai papildo kainų kitimo dinamiką atskleidžiant mėnesius kuomet kainų pokyčiai ryškiausi. Neigiamas ir reikšmingas ECT koeficientas leidžia patvirtinti, kad elektros kaina grįžta į ilgalaikę pusiausvyrą, kuriai įtakos turi ilgalaikis ryšys su gamtinių dujų kaina, todėl galima daryti išvadą, kad ilgalaikiai elektros kainų pokyčiai nulemti gamtinių dujų kainos pokyčio tendencijomis, o trumpalaikiai svyravimai paaiškinami vartojimo bei gamybos struktūros pokyčiais.

4.2. Hipotezių vertinimas

Šiame skyriuje vertinamos tyrimo pradžioje iškeltos hipotezės apie veiksnius lemiančius energijos kainų formavimąsi Lietuvoje. Iškeltos hipotezės ir gauti rezultatai pateikiami 8 lentelėje.

H1: Ekonometrinė analizė patvirtino ilgalaikio ryšio egzistavimą tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų. Atliktas Johanseno kointegracijos testas atskleidė, kad tarp modelyje įtrauktų kintamųjų egzistuoja bendra ilgalaikė pusiausvyrą, ETC ($-0,5829$, $p < 0,001$) buvo neigiamas ir statistiškai reikšmingas. 58 proc. elektros kainos nuokrypio nuo ilgalaikės pusiausvyros yra ištaisoma per vieną laikotarpį, kaina greitai grįžta prie ilgalaikės pusiausvyros. Atlikta IRF analizė atskleidė, kad dujų kainos šokas sukelia ilgalaikę elektros kainos augimo tendenciją, o FEVD analizė atskleidė, kad po 10–12 mėn. dujų kainos paaiškina 50 proc. elektros energijos kainų svyravimų. Gauti rezultatai sutampa su anksčiau aptartų tyrimų išvadomis (Furió ir Poblacion, 2018; Bosco ir kt., 2007; Zakeri ir Staffell, 2023), kurios taip pat patvirtina, kad gamtinių dujų rinka yra pagrindinis kainų formavimosi veiksnys elektros energijos kainoms ilgajame laikotarpyje.

H2: Gauti rezultatai patvirtina, kad atsinaujinančių išteklių gamyba, trumpuoju laikotarpiu sumažina elektros energijos kainas. Vėjo generacija ($lv_g = -0,2212$, $p < 0,001$) daro didžiausią įtaką elektros kainai, hidroenergijos gamyba ($lh_g = -0,1374$, $p = 0,053$) taip pat turėjo neigiamą įtaką, nors reikšmingumas ribinis, pigesnės elektros energijos prieinamumas iš atsinaujinančių išteklių mažina elektros energijos kainą. Saulės energijos gamyba ($ls_g = 0,1513$, $p < 0,001$) priešingai, pasirodė teigiamai susijusi su elektros kaina, tačiau kaip minėta dalis saulės generacijos suvartojama tiesiogiai gaminančių vartotojų, todėl į biržą nepatenka visa pagaminta energija, o rinkos pasiūla faktiškai nesikeičia. Todėl iškelta hipotezės vertinama kaip neatmetama, atsinaujinantys ištekliai trumpuoju laikotarpiu kainas žemina.

H3: Šiluminių elektrinių gamyba ($lse_g = 0,0778$, $p = 0,014$) turi teigiamą ir statistiškai reikšmingą poveikį elektros energijos kainoms, didėjant šiluminių elektrinių gamybai kaina didėja. Tai sutampa su Zakeri ir Staffell (2023) pastebėjimais, kad šiluminės elektrinės veikia kaip kainų stabilizatoriai.

H4: Elektros energijos suvartojimas ($lves = 2,0786$, $p < 0,001$) yra teigiamas ir statistiškai reikšmingas, vartojimui padidėjus 1 proc. elektros energijos kaina padidėja 2,1 proc., todėl iškelta hipotezė neatmesta. Gauti rezultatai atskleidžia, kad Lietuvos rinka reaguoja į rinkos pokyčius, paklausos augimas kelia spaudimą gamybos apimtims didinti, tai atitinka ankstesnių tyrimų rezultatus (Weron, 2014; Herczeg ir Pinter, 2024), kuriose grindžiama, kad gamybos ir vartojimo pusiausvyra formuoja elektros energijos kainą trumpuoju laikotarpiu.

H5: Hipotezė neatmetama. Infliacija ($dp = 0,0081$, $p = 0,023$) turėjo teigiamą ir statistiškai reikšmingą įtaką elektros kainos formavimuisi trumpuoju laikotarpiu, valiutos kursas ($leusd = -0,6453$, $p = 0,087$) turėjo neigiamą ir ribiškai reikšmingą įtaką (reikšminga 10 proc. lygmenyje), kuri reiškia, kad euro kurso stiprėjimas mažina išteklių kainas ir mažina elektros kainas.

8 lentelė

Hipotezių rezultatai

Hipotezė	Numatomos ryšio kryptys	Rezultatai	Sprendimas
H1	Teigiamas (+)	ECT reikšmingas ($-0,5829$, $p < 0,001$); IRF ir FEVD patvirtina ilgalaikį ryšį.	Neatmetama
H2	Neigiamas (–)	Vėjo ($-0,2212$, $p < 0,001$); Hidro ($-0,1374$, $p = 0,053$); Saulės ($0,1513$, $p < 0,001$) teigiamas dėl sezoniškumo.	Neatmetama
H3	Teigiamas (+)	Šiluminė gamyba ($0,0778$, $p = 0,014$) teigiamai veikia kainą.	Neatmetama
H4	Teigiamas (+)	Elektros vartojimas ($2,0786$, $p < 0,001$) reikšmingas ir teigiamas.	Neatmetama
H5	Mišrus	Infliacija ($0,0081$, $p = 0,023$); EUR/USD ($-0,6453$, $p = 0,087$) ribiškai neigiamai.	Neatmetama

Šaltinis: sudaryta autoriaus

Apibendrinant galima teigti, kad visos iškeltos hipotezės buvo empiriškai patvirtintos, o gauti rezultatai yra nuoseklūs tiek tarpusavyje, tiek su ankstesniais teoriniais tyrimais. Ilgalaikėje perspektyvoje nustatytas glaudus teigiamas ryšys tarp elektros ir gamtinių dujų kainų, rodantis, kad dujų rinka išlieka pagrindinis kainų orientyras elektros sektoriuje. Tuo tarpu trumpuoju laikotarpiu elektros kainų svyravimus labiausiai lemia gamybos struktūra ir vartojimo apimtys,

kainas didina šiluminės gamybos ir vartojimo augimas, o vėjo ir hidro generacijos plėtra jas mažina. Makroekonominiai veiksniai, tokie kaip infliacija ir valiutos kursas, turi tik laikiną poveikį, pasireiškiantį per kainų perdavimo kanalus. Bendrai rezultatai atskleidžia, kad elektros energijos kainų formavimąsi Lietuvoje lemia tiek vidiniai, paklausos ir pasiūlos pusiausvyros, veiksniai, tiek išoriniai, susiję su dujų kainų pokyčiais tarptautinėse rinkose.

IŠVADOS

1. Išanalizavus „Nord Pool“ biržos segmentus, nustatyta, kad elektros energijos formavimosi procesas Lietuvoje vyksta keliuose tarpusavyje susijusiuose rinkos segmentuose. Day-ahead rinkos segmentas veikia kaip pagrindinis, kadangi jame suformuojama didžioji dalis prekybos apimčių ir nustatoma kitos dienos kaina. Intraday ir balansavimo rinkos segmentai veikia kaip korekcinės priemonės leidžiančios rinkos dalyviams koreguoti savo paklausos ar gamybos pokyčius pagal įvykusius pokyčius bei užtikrina elektros energijos sistemos balansą.
2. Įvertinus elektros energijos kainų raidą Lietuvoje nustatyta, kad 2015 – 2025 m. pasižymėjo ženkliais svyravimais. Iki 2020 m. elektros energijos kainos buvo santykinai stabilios, tačiau nuo 2021 m. stebėtas reikšmingas kainų augimas, kuris 2022 m. pasiekė aukščiausią lygį nagrinėjamu laikotarpiu. Po energetinės krizės 2023–2025 m. kainos sumažėjo, tačiau išliko aukštesniame lygyje nei iki krizės, kas rodo padidėjusį rinkos jautrumą išoriniams veiksniams. Vidaus gamybos struktūra išliko mišri, tačiau sparčiai augo atsinaujinančių išteklių generacijos dalis, didžiausias augimas nustatytas vėjo elektrinėms. Tačiau nepaisant augančios vidaus gamybos, šiai dienai, Lietuva išlieka priklausoma nuo elektros energijos importo.
3. Mokslinės literatūros analizė parodė, kad elektros energijos kainų formavimasis yra kompleksinis procesas, kurį lemia daug tarpusavyje susijusių veiksnių. Tyrimuose dažniausiai išskiriamos kuro kainos, dažniausiai gamtinių dujų kainos, šiluminių elektrinių veikimas, elektros paklausos lygis, vidaus gamybos struktūra bei atsinaujinančių energijos išteklių integracija, kuri veikia kainas per merit order mechanizmą, kai pigesni gamybos šaltiniai išstumia brangesnius. Literatūra taip pat pabrėžia, kad nagrinėjamų veiksnių poveikis elektros kainoje pasireiškia skirtingais laikotarpiais, dalis kintamųjų daro įtaką trumpuoju laikotarpiu, o kiti formuoja ilgalaikes kainų tendencijas.
4. Atlikta ekonometrinė analizė patvirtino, kad elektros energijos kainų formavimasis yra glaudžiai susijęs su analizėje pasirinktais kintamaisiais, kurių poveikis pasireiškia skirtingais laikotarpiais. Kointegracijos analizė atskleidė vieną stabilų ilgalaikį ryšį tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų, o VECM modelio rezultatai parodė, kad ilgalaikę kainų dinamiką lemia gamtinių dujų kainų pokyčiai. Trumpuoju laikotarpiu kainų svyravimus paaiškina elektros energijos suvartojimas, gamybos struktūros pokyčiai ir sezoniniai veiksniai.
5. Įvertinus elektros energijos kainų dinamiką ir pagrindinių veiksnių indėlį nustatyta, kad kainų formavimasis pasižymi skirtingais trumpalaikiais ir ilgalaikiais veiksniais.

Trumpuoju laikotarpiu nuokrypius daugiausiai lemia paklausos pokyčiai, staigūs vartojimo šuoliai, atsinaujinančių išteklių gamybos nepastovumas bei poreikis įjungti brangesnius gamybos pajėgumus. Tuo tarpu ilguoju laikotarpiu reikšmingiausiu veiksniu tampa kuro kainos, gamtinių dujų kainų dinamika. Impulso-atsako funkcijų analizė atskleidė, kad gamtinių dujų kainų šokas sukelia teigiamą ir ilgai išliekančią kainų reakciją, tuo tarpu prognozės paklaidos dispersijos modelis atskleidė, kad einant laikui vis didesnę dalį elektros energijos kainos formavimosi sudaro gamtinių dujų kaina. Gauti rezultatai leidžia teigti, kad kainų formavimosi procese ilgajame laikotarpyje dominuoja ribinių sąnaudų principas, o trumpalaikiai kainų pokyčiai priklauso nuo esamos rinkos situacijos.

REKOMENDACIJOS

1. Atliekant elektros energijos kainų vertinimus rekomenduojama atskirti trumpalaikius ir ilgalaikius veiksnius, kurie turi įtakos kainų formavimuisi. Atlikto tyrimo rezultatai parodė, kad ilgalaikę elektros energijos kainų normą Lietuvoje lemia gamtinių dujų kainų pokyčiai, tuo tarpu trumpalaikius pokyčius daugiausiai lemia bendros elektros paklausos ir generacijos struktūrų pokyčiai. Veiksnių atskyrimas leidžia tiksliau interpretuoti kainų dinamiką ir priimti teisingas išvadas.
2. Rekomenduojama didesnę dėmesį skirti skirtingų generacijos rūšių ir jų dalies galutiniame generacijos masyve pokyčių analizei, didelį dėmesį skiriant atsinaujinančių išteklių pokyčiams. Tyrimo rezultatai patvirtino, kad tiek vėjo, tiek hidroenergijos dalyvavimas rinkoje, trumpuoju laikotarpiu mažina elektros energijos kainas per "merit order" kainodaros mechanizmą. Tolimesniuose tyrimuose verta analizuoti šių išteklių plėtrą ir plėtos poveikį kainų formavimuisi, ypač atsižvelgiant į dabartinės atsinaujinančių išteklių plėtos apimtis.
3. Rekomenduojama vertinant elektros energijos kainas didesnę dėmesį skirti paklausos pokyčių analizei. Tyrimo rezultatai atskleidė, kad vartojimo augimas arba mažėjimas daro reikšmingiausią trumpalaikį poveikį kainoms, ypač laikotarpiais kuomet rinkoje ribotas pigių elektros energijos gamybos vienetų prieinamumas. Kainų analizėje tikslinga papildomai įvertinti sezoninius vartojimo svyravimus, oro sąlygas ir jų sąveiką su esama gamybos struktūra ir gamybos apimtimis.

LITERATŪRA

- Agiakloglou c. ir Tsimpanos A. (2022) *Evaluating the performance of AIC and BIC for selecting spatial econometric models*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/366594557_Evaluating_the_performance_of_AIC_and_BIC_for_selecting_spatial_econometric_models
- Antonio J. Garzon J. A. ir Hierro A. L. (2024) *Electricity Price and Inflation: Macroeconomic Implications of Real-Time Pricing*. Prieiga per internetą: <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/01956574241284429>
- Auray S. ir Caponi V (2020) *A Vector Autoregressive Model of Forecast Electricity Consumption in France*. Prieiga per internetą: <https://crest.science/RePEc/wpstorage/2020-06.pdf>
- Austnes F. P, Riemer-Sørensen S., Bordvik A., Riemer-Sørensen A. (2024) *Balancing the Norwegian regulated power market anno 2016 to 2022*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X24000385>
- Backe S. (2023) *Predictions of prices and volumes in the Nordic balancing markets for electricity*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/372098280_Predictions_of_prices_and_volumes_in_the_Nordic_balancing_markets_for_electricity
- Berman J. J (2018) *Data Simplification*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128037812/data-simplification>
- Bobinaitė V. (2013) *Comparative analysis of features of Polish and Lithuanian Day-ahead electricity market prices*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421513008495>
- Bompard, E., Napoli, R., ir Xue, F. (2021) *Handbook of Energy Governance in Europe*. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/referencework/10.1007/978-3-030-43250-8>
- Bosco B., Parisio L., Pelagatti M. ir Baldi F. (2007) *A Robust Multivariate Long Run Analysis of European Electricity Prices*. Prieiga per internetą: <https://ageconsearch.umn.edu/record/7438/?v=pdf>
- Brunekreeft G. (2023) *Improving regulatory incentives for electricity gridreinforcement*. Prieiga per internetą: https://scholar.google.com/scholar?hl=lt&as_sdt=0%2C5&q=Improving+regulatory+incentives+for+electricity+grid+reinforcement&btnG=
- Campbell A. (2018) *Cap prices or cap revenues? The dilemma of electric utility networks*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988318302792>

CEER (2024) *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2023*. Prieiga per internetą: <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RFR23-Main-report.pdf>

Cevik S. ir Ninomiya K. (2023) *Chasing the sun and catching the wind: Energy transition and electricity prices in Europe*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/371408918_Chasing_the_sun_and_catching_the_wind_Energy_transition_and_electricity_prices_in_Europe

Chen P (2022) *Vector Error Correction Models with Stationary and Nonstationary Variables*. Prieiga per internetą: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4218834

Chun D., Cho D. ir Kim J. (2022) *The relationship between carbon-intensive fuel and renewable energy stock prices under the emissions trading system*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988322003978>

Ciarreta A., Pizarro-Irizar C. ir Zarraga A. (2020) *Renewable energy regulation and structural breaks: An empirical analysis of Spanish electricity price volatility*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320300888>

Ehrenmann A., Henneaux P ir Küpper G. (2019) *The future electricity intraday market design*. Prieiga per internetą: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/stakeholder_committees/MES/C/2019-09-17/190917_5.8_EC%20study%20on%20ID%20market%20design.pdf?Web=1

Eicke A., Ruhnau O. Ir Hirth L. (2021) *Electricity balancing as a market equilibrium: An instrument-based estimation of supply and demand for imbalance energy*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014098832100342X>

Ento-E (2025) *Day-ahead prices*. Prieiga per internetą: [https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&defaultValue=true&viewType=GRAPH&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=18.05.2025+00:00|CET|DAY&biddingZone.value=s=CTY|10YAL-KESH-----5!BZN|10YAL-KESH-----5&resolution.values=PT15M&resolution.values=PT30M&resolution.values=PT60M&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+\(UTC+1\)+/+CEST+\(UTC+2\)](https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?name=&defaultValue=true&viewType=GRAPH&areaType=BZN&atch=false&dateTime.dateTime=18.05.2025+00:00|CET|DAY&biddingZone.value=s=CTY|10YAL-KESH-----5!BZN|10YAL-KESH-----5&resolution.values=PT15M&resolution.values=PT30M&resolution.values=PT60M&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2))

Epexspot (2025) *Basics of the Power Market*. Prieiga per internetą: <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket>

EPSO-G (2024) *2023 metinis pranešimas*. Prieiga per internetą: https://www.epsog.lt/uploads/documents/files/finansine-informacija/2023_Metinis_pranesimas_LT.pdf

ESO (2024) *AB „Energijos skirstymo operatorius“ 2023 metinis pranešimas*. Prieiga per internetą:

https://ignitisgrupe.lt/sites/default/files/public/inline-files/13.%20ESO%20metinis%20prane%20B5imas%20su%20finansin%20B3mis%20a taskaitomis%20ir%20auditoriaus%20i%20B5vada%20u%20B8%202023.12.31_eRK.pdf

Etpa (2025) *Balancing Market*. Prieiga per internetą: <https://www.etpa.nl/knowledge-base/markets/balancing-market>

European central bank (2025) *US dollar (USD)*. Prieiga per internetą: https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html

Furió D. ir Poblacion J. (2018) *Electricity and Natural Gas Prices Sharing the Long-term Trend: Some Evidence from the Spanish Market*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/327688823_Electricity_and_Natural_Gas_Prices_Sharing_the_Long-term_Trend_Some_Evidence_from_the_Spanish_Market

Getbaltic (2025) *Trading Data*. Prieiga per internetą: https://www.getbaltic.com/en/market-data/trading-data/?date_from=2020-01-01&period=month&graph=trades&area=0&show=price&display=table

Hauser P., Schönheit D. ir kt. (2021) *Covid-19's Impact on European Power Sectors: An Econometric Analysis*. Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/6/1639>

Herczeg B ir Pinter E.(2024) *The Nexus between Wholesale Electricity Prices and the Share of Electricity Production from Renewables: An Analysis with and without the Impact of Time of Distress*. Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/4/857>

Hofmann M., ir Lindberg B. K., (2024) *Residential demand response and dynamic electricity contracts with hourly prices: A study of Norwegian households during the 2021/22 energy crisis*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955223000357>

Ignitis (2024) *UAB „Ignitis“ 2023 metinis pranešimas*. Prieiga per internetą: <https://ignitis.lt/sites/default/files/inline-files/metinis-pranesimas-2023.pdf>

Kasali J., ir Adeyemi A. A. (2022) *Model-Data Fit using Akaike Information Criterion (AIC), Bayesian Information Criterion (BIC), and The Sample-Size-Adjusted BIC*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/362430592_Model-Data_Fit_using_Akaike_Information_Criterion_AIC_Bayesian_Information_Criterion_BIC_and_The_Sample-Size-Adjusted_BIC

Khodadadi A. (2020) *Nordic Balancing Markets: Overview of Market Rules*. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9221992>

- Kiesel R. ir Paraschiv F. (2017) *Econometric analysis of 15-minute intraday electricity prices*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988317300683>
- Klæboe G. (2022) *Day-ahead market bidding taking the balancing power market into account*. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11750-022-00645-1>
- Kremer M., Kiesel R. ir Paraschiv F. (2021) *An econometric model for intraday electricity trading*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/352193859_An_econometric_model_for_intraday_electricity_trading
- Krilavičius T. ir Beigaitė R. (2018) *Electricity price forecasting for Nord Pool data*. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8472762>
- Lietuvos Respublikos seimas (2025) *Dėl Elektros energijos perdavimo, skirstymo ir visuomeninio tiekimo paslaugų bei visuomeninės kainos viršutinės ribos nustatymo metodikos patvirtinimo*. Prieiga per internetą: <https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/049c46b09dcb11e48d7bacdf30d64d66/asr>
- Litgrid AB (2025) *Sinchronizacija*. Prieiga per internetą: <https://www.litgrid.eu/index.php/sinchronizacija/sinchronizacija/31179>
- Litgrid duomenys (2025) *Elektros gamybos ir vartojimo balanso duomenys*. Prieiga per internetą: <https://www.litgrid.eu/index.php/sistema/elektros-energetikos-sistemas-informacija/elektros-gamybos-ir-vartojimo-balanso-duomenys/2287>
- Liu Y., Roberts C. M. ir Sioshansi R. (2018) *A vector autoregression weather model for electricity supply and demand modeling*. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0365-1>
- Lukič J. (2017) *Supply chain intelligence for electricity markets: A smart grid perspective*. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10796-015-9592-z>
- Maciejowska K. (2020) *Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988319303275>
- Marcos de A. R., Reneses J. Ir Bello A. (2016) *Long-Term Spanish Electricity Market Price Forecasting with Cointegration and VEC Models*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/311461596_Long-term_Spanish_electricity_market_price_forecasting_with_cointegration_and_VEC_models
- Marquies C. A., Fuinhas A. J. ir Menegaki N. A., (2014) *Interactions between electricity generation sources and economic activity in Greece: A VECM approach*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914006552>

- Muñoz P. M., Dickey A. D. (2009) *Are electricity prices affected by the US dollar to Euro exchange rate? The Spanish case*. Prieiga per internetą: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988309000942?casa_token=KwoQKHhBBYAAAAA:avEkOyIeI7MqjgbquwAWRDLnNoMel98p-LRzfYVOgBUJiSJ3yJb9rPMr6oUY5KT0DIUP52Pq
- Mustaq R. (2011) *Augmented Dickey Fuller Test*. Prieiga per internetą: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1911068
- Nacionalinės (NENS)
- Naurmey A. ir Matsypura D. (2007) *A Supply Chain Network Perspective for Electric Power Generation, Supply, Transmission, and Consumption*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/227054881_A_Supply_Chain_Network_Perspective_for_Electric_Power_Generation_Supply_Transmission_and_Consumption
- Nord Pool (2025) *Price calculation*. Prieiga per internetą: <https://www.nordpoolgroup.com/en/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- Nordpool (2025) *Day-ahead*. Prieiga per internetą: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=DeliveryPeriod&deliveryAreas=AT>
- Oficialios statistikos departamentas (2025) *Verslas Lietuvoje (2023 m. leidimas)*. Prieiga per internetą: <https://osp.stat.gov.lt/lt/statistiniu-rodikliu-analize?hash=0ea3ead7-e658-459c-bb4e-2d787992c643#/>
- Paparoditis E. ir Politis N. D. (2018) *The asymptotic size and power of the augmented Dickey–Fuller test for a unit root*. Prieiga per internetą: <https://escholarship.org/content/qt0784p55m/qt0784p55m.pdf?t=mxwmsx>
- Paschen M. (2016) *Dynamic analysis of the German day-ahead electricity spot market*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988316301918>
- Rehman A. M., Numan M., ir kt. (2023) *A comprehensive overview of vehicle to everything (V2X) technology for sustainable EV adoption*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23027020>
- Riddervold O. H., Aasgård K. E, Haukaas L. ir Korpas M. (2021) *Internal hydro- and wind portfolio optimisation in real-time market operations*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121005139>
- Rintamaki T. (2020) *Strategic offering of a flexible producer in day-ahead and intraday power markets*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0377221720300813>

- Roumkos C., Biskas N. P. (2022) *Integration of European Electricity Balancing Markets*. Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/6/2240>
- Saavedra R. M. (2018) *Sustainable and renewable energy supply chain: A system dynamics overview*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117312844>
- Sæther B. ir Neumann A. (2024) *The effect of the 2022 energy crisis on electricity markets ashore the North Sea*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988324000884?utm>
- Schober P., Boer C., Schwarte. L (2018) *Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation*. Prieiga per internetą: https://journals.lww.com/anesthesia-analgesia/fulltext/2018/05000/correlation_coefficients_appropriate_use_and.50.aspx
- Shinde P ir kt. (2021) *Analysing Trading Trends in Continuous Intraday Electricity Markets*. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9548168>
- Shinde P. ir Amelin M. (2019) *A Literature Review of Intraday Electricity Markets and Prices*. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810752>
- Stathakis E., Papadimitriou T. ir Ghonkas P (2021) *Forecasting price spikes in electricity markets*. Prieiga per internetą: <https://www.econstor.eu/handle/10419/328101>
- Stringer T. (2024) *Power generation mix and electricity price*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148123016762>
- Sun M., Cao X., Liu X. Cao T. ir Zhu Q. (2024) *The Russia-Ukraine conflict, soaring international energy prices, and implications for global economic policies*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024107438>
- Thiese S. M., Ronna B. ir Ott U. (2016) *P value interpretations and considerations*. Prieiga per internetą: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC5059270/pdf/jtd-08-09-E928.pdf>
- Trading economics (2025) *EU Natural Gas TTF*. Prieiga per internetą: <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>
- Uribe M. J. (2020) *Characterizing electricity market integration in Nord Pool*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220314754>
- Valstybinė energetikos reguliavimo taryba (2024a) *Tarybos veiklos ataskaita*. Prieiga per internetą: <https://www.regula.lt/Puslapiai/bendra/Veikla/veiklos-rezultatai.aspx>
- Valstybinė energetikos reguliavimo taryba (2025b) *Tarybos veikla*. Prieiga per internetą: <https://www.regula.lt/Puslapiai/bendra/Veikla/veiklos-sritys.aspx>
- Wang G., Sbai E., Wen L. ir Sheng S. M. (2024) *The impact of renewable energy on extreme volatility in wholesale electricity prices: Evidence from organisation for economic co-*

operation and development countries. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652624037922>

Wangsta I. D. (2019) *The economical modelling of a distribution system for electricity supply chain*. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-018-0274-z>

Winarno S., Usman M., Kurniasari D. ir Widearti. (2021) *Application of Vector Error Correction Model (VECM) and Impulse Response Function for Daily Stock Prices*. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/348822934_Application_of_Vector_Error_Correction_Model_VECM_and_Impulse_Response_Function_for_Daily_Stock_Prices

Zakeri B. ir Staffell I. *The Role of Natural Gas in Electricity Prices in Europe*. Prieiga per internetą: https://www.ucl.ac.uk/bartlett/sites/bartlett/files/the_role_of_natural_gas_in_electricity_prices_in_europe_updated_may_2023.pdf

Zakeri B., Staffell ir kt. (2023) *The role of natural gas in setting electricity prices in Europe*. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484723013057>

Zhoa B., Zlotnik A. ir kt. (2019) *Shadow Price-Based Co-Ordination of Natural Gas and Electric Power Systems*. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8525261>

Zivot E. ir Wang J. (2001) *Vector Autoregressive Models for Multivariate Time Series*. Prieiga per internetą: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-0-387-21763-5_11

ELEKTROS ENERGIJOS KAINŲ FORMAVIMAS IR JĮ LEMIANTYS VEIKSNIAI LIETUVOJE

ERIKAS KAVALIAUSKAS

Magistro baigiamasis darbas

Ekonominė analitika

Vilniaus universiteto Ekonomikos ir verslo administravimo fakultetas

Darbo vadovas – Dr. Vaiva Petrylė

Vilnius, 2025

SANTRAUKA

98 puslapiai, 8 lentelės, 30 paveikslas, 77 literatūros šaltiniai.

Šio magistrantūros baigiamojo darbo tikslas įvertinti elektros energijos kainų formavimosi procesą Lietuvoje ir nustatyti pagrindinius veiksnius, kurie lemia kainų dinamiką trumpuoju ir ilguoju laikotarpiu.

Baigiamasis darbas susideda iš keturių pagrindinių dalių: elektros energijos rinkos veikimo analizės, Lietuvos elektros energijos rinkos struktūros ir raidos analizės, tyrimo metodologijos bei empirinio tyrimo rezultatų ir interpretacijos.

Teorinėje darbo dalyje aptariami elektros energijos rinkos veikimo principai, „Nord Pool“ elektros biržos segmentų veikimas ir kainodaros mechanizmai. Taip pat aptariami pagrindiniai veiksniai, kurie turi įtakos elektros energijos kainų formavimuisi, gamtinių dujų kainos, generacijos struktūra, atsinaujinančių energijos išteklių integracija, paklausos svyravimai ir makroekonominių veiksnių vaidmuo.

Antroje darbo dalyje analizuojama Lietuvos elektros energijos rinkos raida ir struktūra, analizuojami elektros energijos kainų pokyčiai nagrinėjamu laikotarpiu, vidaus gamybos struktūra, atsinaujinančių išteklių dalies kaita bei elektros energijos importo ir eksporto srautai.

Metodologijos dalyje aprašomi metodai naudojami analizuoti elektros energijos kainas skirtinguose tyrimuose, aprašoma jų taikymo logika bei pasirinkimo pagrindas. Šioje dalyje siekiama įvertinti modelių tinkamumą siekiant tinkamai įvertinti ryšius tarp atrinktų kintamųjų ir

elektros energijos kainos. Taip pat šioje dalyje yra iškeliamos hipotezės, kurios buvo iškeltos remiantis aptartais moksliniais darbais.

Tyrime taikyta koreliacinė ir regresinė analizės, stacionarumo testai, johanseno kointegracijos testas bei sudarytas vektorinis paklaidų korekcijos modelis (VECM). Papildomai taikytos ir impulso atsako funkcijos (IRF) ir prognozės paklaidos dispersijos išskaidymo (FEVD) analizė, kurios leido įvertinti kintamųjų šokų poveikį elektros energijos kainoms. Tyrimo rezultatai atskleidė statistiškai reikšmingą ilgalaikį ryšį tarp elektros energijos ir gamtinių dujų kainų, trumpuoju laikotarpiu elektros energijos paklausos pokyčius paaiškina paklausos pokyčiai, generacijos struktūra ir atsinaujinančių energijos išteklių gamybos svyravimai.

Išvadose apibendrinami atlikto tyrimo ir atliktos literatūros analizės rezultatai, pateikiamos rekomendacijos susijusios su tolimesniu elektros energijos kainų vertinimu ir interpretavimu. Pabrėžiama, kad elektros energijos kainų formavimąsi Lietuvoje lemia vidaus rinkos veiksniai, paklausos ir pasiūlos pusiausvyra, elektros energijos generacijos struktūra bei išoriniai veiksniai kaip gamtinių dujų kainų pokyčiai tarptautinėse rinkose.

FORMATION OF ELECTRICITY PRICES AND THE DETERMINING FACTORS IN LITHUANIA

ERIKAS KAVALIAUSKAS

Master thesis

Economic Analytics

Vilnius University, Faculty of Economics and Business Administration

Supervisor – Dr. Vaiva Petrylė

Vilnius, 2025

SUMMARY

98 pages, 8 tables, 30 pictures, 77 references.

The purpose of this master's thesis is to evaluate the formation of the electricity prices in Lithuania and to identify the main factors that have effect to said formation in the short and long term.

This thesis consists of four main parts: a theoretical analysis of the electricity market, an analysis of Lithuania's electricity market and overall electricity structure over the years, a methodological analysis for different econometric models and various approaches, and the empirical analysis with the assessment of the results.

The theoretical part analyses the principles of the electricity market and how different market segments operate in the „Nord Pool” market and how electricity price formation operates. A lot of attention is given to the different factors affecting price formation, including natural gas prices, electricity generation structure, the integration of renewable energy sources, demand, and the role of macroeconomic factors.

The methodology section covers the selection of models, the choice of variables in the end analysis and the formation of hypotheses. The meaning for selecting used models and variables is explained. Hypotheses are formulated on theoretical insights and previous empirical studies.

The thesis applied correlation and regression analyses, stationarity test, johansen cointegration tests, and a vector error correction model (VECM). Additionally, impulse response functions (IRF) and forecast error variance decomposition (FEVD) analyses were used to analyze the shock of the variables on electricity prices. The results showed a long-term relationship between electricity and natural gas prices, while in the short term, various fluctuations were explained by changes in demand, overall generation structure, and variations in renewable energy production.

The conclusion summarized the results of the research conducted and the literature analysis while providing recommendations related to price analysis and interpretation of electricity prices. It is stated that the formation of electricity prices in Lithuania is determined by domestic market factors, the balance of electricity demand, the structure of various generation sources, as well as changes in international markets such as natural gas prices.

PRIEDAI

1 priedas. Pearson koreliacijos rezultatai

8 paveikslas

Pearson koreliacijos rezultatai.

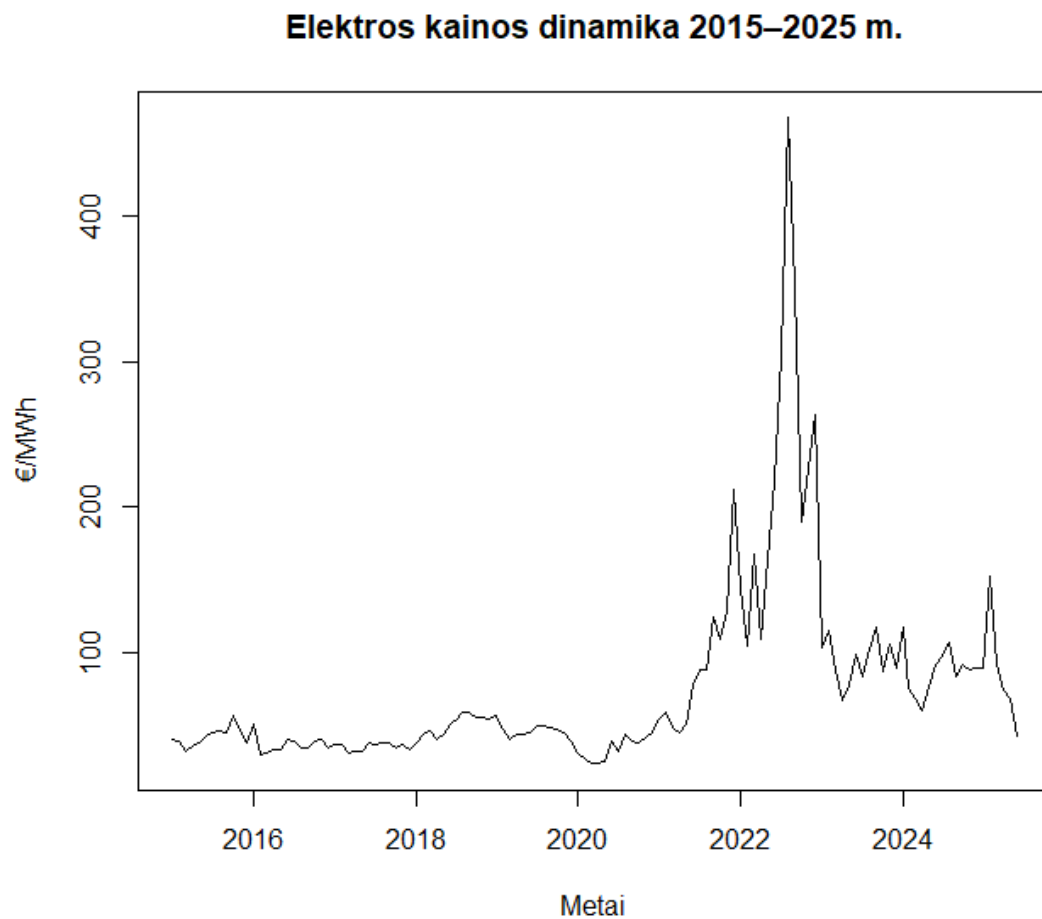
```
> #1 koreliacija
> kintamieji <- duomenys[, -1]
> str(kintamieji)
tibble [126 × 17] (S3: tbl_df/tbl/data.frame)
 $ eek  : num [1:126] 39.8 39.4 32.2 35.6 37.4 ...
 $ dk   : num [1:126] 22.8 19.9 22.1 21.6 21.4 ...
 $ ksb  : num [1:126] 700205 626573 619286 585055 525148 ...
 $ bg   : num [1:126] 389738 330352 363097 352321 401142 ...
 $ seg  : num [1:126] 160901 145358 161042 146902 244348 ...
 $ vg   : num [1:126] 89082 59888 68176 71197 49946 ...
 $ sg   : num [1:126] 808 2521 5797 8111 9436 ...
 $ hg   : num [1:126] 100960 87434 89471 91213 72110 ...
 $ ktg  : num [1:126] 38796 37672 44409 43009 34738 ...
 $ bt   : num [1:126] 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ...
 $ aeig : num [1:126] 228837 184994 202055 205418 156794 ...
 $ vgp  : num [1:126] 0.44 0.421 0.454 0.465 0.528 ...
 $ ves  : num [1:126] 885363 784820 799031 757372 759102 ...
 $ aeis : num [1:126] 0.258 0.236 0.253 0.271 0.207 ...
 $ aeing: num [1:126] 0.587 0.56 0.556 0.583 0.391 ...
 $ dp   : num [1:126] -1.4 -1.5 -1.1 -0.6 0 -0.2 -0.2 -1 -0.8 -0.4 ...
 $ eusd : num [1:126] 1.16 1.13 1.08 1.08 1.11 ...
> koreliacija <- cor(kintamieji, method = "pearson")
> print(round(koreliacija["eek", ], 2))
  eek  dk  ksb  bg  seg  vg  sg  hg  ktg  bt  aeig  vgp  ves  aeis aeing
1.00 0.96 -0.03 0.09 0.07 0.09 0.13 -0.17 0.06 0.10 0.07  NA  0.07 0.04 -0.03
dp  eusd
0.79 -0.49
> koreliacija <- cor(kintamieji, use = "pairwise.complete.obs", method = "pearson")
> print(round(koreliacija["eek", ], 2))
  eek  dk  ksb  bg  seg  vg  sg  hg  ktg  bt  aeig  vgp  ves  aeis aeing
1.00 0.96 -0.03 0.09 0.07 0.09 0.13 -0.17 0.06 0.10 0.07  0.04 0.07 0.04 -0.03
dp  eusd
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

2 priedas. Elektros energijos kainos dinamika 2015 – 2025 m. laikotarpiu.

9 paveikslas

Elektros energijos kainos dinamika 2015 – 2025 m. laikotarpiu.



Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

3 priedas. Regresijos modelio rezultatai

10 paveikslas

Regresijos modelio rezultatai

```
> modelis <- lm(eek ~ dk + ksb + bg + seg + vg + sg + hg + ktg + ves + dp + aeing + eusd,  
+               data = duomenys)  
> summary(modelis)
```

Call:

```
lm(formula = eek ~ dk + ksb + bg + seg + vg + sg + hg + ktg +  
    ves + dp + aeing + eusd, data = duomenys)
```

Residuals:

	Min	1Q	Median	3Q	Max
	-61.042	-6.800	0.688	7.039	60.610

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	1.220e+01	5.300e+01	0.230	0.818375
dk	1.540e+00	8.995e-02	17.120	< 2e-16 ***
ksb	2.852e-04	8.819e-05	3.234	0.001603 **
bg	1.089e-02	4.895e-03	2.225	0.028057 *
seg	-1.050e-02	4.910e-03	-2.139	0.034570 *
vg	-1.079e-02	4.886e-03	-2.208	0.029287 *
sg	9.780e-04	2.513e-04	3.892	0.000169 ***
hg	-1.115e-02	4.892e-03	-2.278	0.024603 *
ktg	-1.182e-02	4.859e-03	-2.433	0.016538 *
ves	-1.961e-04	9.494e-05	-2.066	0.041157 *
dp	-1.796e-01	5.894e-01	-0.305	0.761156
aeing	7.138e+01	5.297e+01	1.348	0.180464
eusd	-6.951e+01	3.680e+01	-1.889	0.061431 .

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 15.8 on 113 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.9475, Adjusted R-squared: 0.9419

F-statistic: 169.8 on 12 and 113 DF, p-value: < 2.2e-16

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

4 priedas. Stacionarumo testų rezultatai

11 paveikslas

Stacionarumo testų rezultatai

```
> # 3) ADF
> summary(ur.df(duomenys$seek, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-132.100   -9.589   -1.668    3.607   197.745

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.95937    6.26923    0.791  0.43047
z.lag.1      -0.18556    0.05609   -3.308  0.00124 **
tt           0.14218    0.09926    1.432  0.15462
z.diff.lag   0.04305    0.09203    0.468  0.64081
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 33.87 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08674, Adjusted R-squared:  0.0639
F-statistic: 3.799 on 3 and 120 DF, p-value: 0.0121

Value of test-statistic is: -3.3083 3.6832 5.5247

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$ksb, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-224554 -42765   -3285   43861   255182

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  9.047e+04  4.470e+04  2.024  0.0452 *
z.lag.1      -1.017e-01  5.484e-02 -1.855  0.0661 .
tt           -4.487e+02  2.149e+02 -2.088  0.0389 *
z.diff.lag   -1.787e-01  9.322e-02 -1.917  0.0576 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 75710 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.09398, Adjusted R-squared:  0.07133
F-statistic: 4.149 on 3 and 120 DF, p-value: 0.007762

Value of test-statistic is: -1.8545 1.9775 2.684

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$seg, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-177519 -25080   -7791   25121  125316

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.948e+04  1.009e+04  1.930  0.05904 .
z.lag.1      -2.118e-01  6.271e-02 -3.375  0.000985 ***
tt           9.178e+01  1.130e+02  0.848  0.398191
z.diff.lag   -1.116e-01  9.942e-02 -1.223  0.223612
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 43880 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1292, Adjusted R-squared:  0.1075
F-statistic: 5.937 on 3 and 120 DF, p-value: 0.0008246

Value of test-statistic is: -3.3778 3.81 5.7134

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$dk, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
 -47.874  -2.853   -0.607    0.697   63.958

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.09875    2.48088    0.443  0.65864
z.lag.1      -0.09989    0.03614   -2.764  0.00662 **
tt           0.03999    0.03775    1.059  0.29161
z.diff.lag   0.23538    0.08892    2.647  0.00921 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13.51 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.0921, Adjusted R-squared:  0.0
F-statistic: 4.058 on 3 and 120 DF, p-value: 0.008715

Value of test-statistic is: -2.7638 2.5584 3.8348

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$bg, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-146791 -44462   1796   36527  189699

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.642e+04  1.710e+04  0.960  0.33879
z.lag.1      -9.913e-02  5.298e-02 -1.871  0.06378 .
tt           4.652e+02  2.117e+02  2.197  0.02995 *
z.diff.lag   -2.430e-01  9.143e-02 -2.657  0.00895 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 62770 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1218, Adjusted R-squared:  0.
F-statistic: 5.547 on 3 and 120 DF, p-value: 0.001338

Value of test-statistic is: -1.871 2.03 2.5653

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$vg, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-170629 -23637   -1698   27578  198792

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 7364.91175 9997.77182  0.737  0.462770
z.lag.1      -0.27112    0.07809   -3.472  0.000719 ***
tt           556.30221   188.95253    2.944  0.003890 **
z.diff.lag   -0.22466    0.09235   -2.433  0.016468 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 52640 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2042, Adjusted R-squared:  0.1
F-statistic: 10.26 on 3 and 120 DF, p-value: 4.578e-06

Value of test-statistic is: -3.4718 4.3479 6.2446

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$eud, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.051378 -0.010579 -0.001536  0.009604  0.038090

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.045e-01  3.739e-02  2.796  0.00603 **
z.lag.1      -9.194e-02  3.255e-02 -2.824  0.00555 **
tt           -2.518e-05  4.623e-05 -0.545  0.58697
z.diff.lag   3.500e-01  8.571e-02  4.084  8.03e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.0157 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.15, Adjusted R-squared:  0.1288
F-statistic: 7.059 on 3 and 120 DF, p-value: 0.0002071

Value of test-statistic is: -2.8241 2.6979 4.0373

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$ves, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-169847 -42729   5650   47028  158675

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.228e+05  5.620e+04  3.965  0.000125 ***
z.lag.1      -2.520e-01  6.418e-02 -3.926  0.000145 ***
tt           -1.151e+02  1.648e+02 -0.698  0.486340
z.diff.lag   1.721e-01  9.223e-02  1.866  0.064519 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 65580 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.12, Adjusted R-squared:  0.09796
F-statistic: 5.453 on 3 and 120 DF, p-value: 0.001506

Value of test-statistic is: -3.9259 5.4101 8.0743

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$ktg, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
 -59570  -6728  -1114   4688  103784

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 2210.44251 3347.05984  0.660  0.51025
z.lag.1      -0.19854    0.04527   -4.385  2.50e-05 ***
tt           160.45235   52.14394    3.077  0.00259 ***
z.diff.lag   0.58522    0.08444    6.930  2.25e-10 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 17640 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3083, Adjusted R-squared:  0.291
F-statistic: 17.83 on 3 and 120 DF, p-value: 1.23e-09

Value of test-statistic is: -4.3855 6.8608 10.0628

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$sg, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-65170  -4861  -1031   3142 105580

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -5.485e+03  3.258e+03  -1.684  0.094817 .
z.lag.1      -1.900e-01  4.026e-02  -4.719  5.47e-06 ***
tt           1.822e+02  5.282e+01   3.450  0.000775 ***
z.diff.lag    6.552e-01  7.921e-02   8.272  2.07e-13 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 17170 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3821,    Adjusted R-squared:  0.3666
F-statistic: 24.73 on 3 and 120 DF,  p-value: 1.573e-12
```

Value of test-statistic is: -4.7191 7.863 11.5707

```
Critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$hg, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-39255  -6635  1686   8152  33295

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  3.950e+04  7.689e+03   5.138  1.09e-06 ***
z.lag.1      -4.472e-01  8.212e-02  -5.446  2.79e-07 ***
tt           -3.443e+01  3.545e+01  -0.971   0.333
z.diff.lag    9.581e-02  9.058e-02   1.058   0.292
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13930 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2111,    Adjusted R-squared:  0.
F-statistic: 10.71 on 3 and 120 DF,  p-value: 2.749e-06
```

Value of test-statistic is: -5.4457 9.8908 14.8297

```
Critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.df(duomenys$dp, type="trend", lags=1))
```

```
#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1.72005 -0.40684 -0.06505  0.40301  1.57468

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.064108  0.110111   0.582   0.5615
z.lag.1      -0.020648  0.010067  -2.051   0.0424 *
tt           0.000584  0.001653   0.353   0.7245
z.diff.lag    0.715807  0.064222  11.146  <2e-16 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.5977 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5167,    Adjusted R-squared:  0.5047
F-statistic: 42.77 on 3 and 120 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

Value of test-statistic is: -2.0511 1.5144 2.243

```
Critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

5 priedas. Elektros energijos kainų (eek) stacionarumo testų rezultatai

12 paveikslas

Elektros energijos kainų (eek) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- eek ----
> summary(ur.df(duomenys$eek, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-132.100   -9.589   -1.668    3.607   107.745

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.95937    6.26923   0.791  0.43047
z.lag.1      -0.18556    0.05609  -3.308  0.00124 **
tt           0.14218    0.09926   1.432  0.15462
z.diff.lag   0.04305    0.09203   0.468  0.64081
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 33.87 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.08674,    Adjusted R-squared:  0.0639
F-statistic: 3.799 on 3 and 120 DF,  p-value: 0.0121

value of test-statistic is: -3.3083 3.6832 5.5247

Critical values for test statistics:
      1pct   5pct 10pct
tau3  -3.99 -3.43 -3.13
phi2   6.22  4.75  4.07
phi3   8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$eek, type="Z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-131.784   -8.879   -1.528    3.495   199.796

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 13.25474    4.95767   2.674  0.00853 **
y.l1         0.82272    0.05287  15.562 < 2e-16 ***
trend       0.13332    0.09591   1.390  0.16705
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 33.62 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7424,    Adjusted R-squared:  0.7382
F-statistic: 175.8 on 2 and 122 DF,  p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -3.3739

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      2.6224
Z-tau-beta    1.4020

Critical values for Z statistics:
      1pct   5pct 10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$eek, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data:  duomenys$eek
KPSS Level = 0.04317, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> kpss.test(duomenys$eek, null="trend")

KPSS Test for trend stationarity

data:  duomenys$eek
KPSS Trend = 0.13042, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.06219

> summary(ur.za(duomenys$eek, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews unit root test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-132.140  -11.926   -1.114    7.654   194.967

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -2.05408    7.08685  -0.290  0.7724
y.l1         0.77462    0.05863  13.212 <2e-16 ***
trend       0.37088    0.14812   2.504  0.0136 *
y.d11       0.05175    0.09091   0.569  0.5702
dt         -1.01774    0.49448  -2.058  0.0418 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 33.42 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.7511,    Adjusted R-squared:  0.7428
F-statistic: 89.78 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -3.8441
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 92

> summary(ur.za(duomenys$eek, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-128.345   -6.525   -1.489    5.632   201.660

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 17.45749    8.07056   2.163  0.0325 *
y.l1         0.73699    0.06339  11.626 <2e-16 ***
trend       -0.16213    0.15773  -1.028  0.3061
y.d11       0.07350    0.09102   0.808  0.4210
du         32.42026   13.23030   2.450  0.0157 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 33.19 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.7546,    Adjusted R-squared:  0.7464
F-statistic: 91.5 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.1487
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 77
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

6 priedas. Gamtinių dujų kainų (dk) stacionarumo testų rezultatai

13 paveikslas

Gamtinių dujų kainų (dk) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- dk ----
> summary(ur.df(duomenys$dk, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller test unit root test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-47.874  -2.853  -0.607   0.697   63.958

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.09875    2.48088   0.443  0.65864
z.lag.1     -0.09989    0.03614  -2.764  0.00662 **
tt           0.03999    0.03775   1.059  0.29161
z.diff.lag   0.23538    0.08892   2.647  0.00921 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13.51 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.0921, Adjusted R-squared:  0.0694
F-statistic: 4.058 on 3 and 120 DF, p-value: 0.008715

value of test-statistic is: -2.7638 2.5584 3.8348

Critical values for test statistics:
      1pct      5pct     10pct
tau3  -3.99  -3.43  -3.13
phi2   6.22   4.75   4.07
phi3   8.43   6.49   5.47

> summary(ur.pp(duomenys$dk, type="Z-tau", model="trend")

#####
# Phillips-Perron unit root test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-57.773  -2.935  -0.644   0.875   70.283

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.91930    1.77018   1.649   0.102
y.l1         0.91973    0.03605  25.514 <2e-16 ***
trend        0.03078    0.03785   0.813   0.418
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13.78 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8707, Adjusted R-squared:  0.8686
F-statistic: 410.9 on 2 and 122 DF, p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -2.4306

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      1.2285
Z-tau-beta     0.9162

Critical values for Z statistics:
      1pct      5pct     10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$dk, null="Trend")

KPSS Test for Trend Stationarity

data: duomenys$dk
KPSS Trend = 0.15234, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.04472

> kpss.test(duomenys$dk, null="Level")

KPSS Test for Level Stationarity

data: duomenys$dk
KPSS Level = 0.74352, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$dk, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-48.082  -3.658  -0.385   2.020   61.876

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -1.55508    2.87028  -0.542  0.58898
y.l1         0.87373    0.03862  22.623 < 2e-16 ***
trend        0.12323    0.05908   2.086  0.03914 *
y.d11        0.23656    0.08808   2.686  0.00827 **
dt          -0.35768    0.19654  -1.820  0.07130 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13.38 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.881, Adjusted R-squared:  0.877
F-statistic: 220.3 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -3.2693
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 91

> summary(ur.za(duomenys$dk, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-48.994  -4.510  -0.108   2.498   60.814

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -2.69720    2.81330  -0.959  0.33964
y.l1         0.86394    0.03769  22.923 < 2e-16 ***
trend        0.16340    0.05867   2.785  0.00623 **
y.d11        0.21438    0.08702   2.463  0.01519 *
du          -12.04867    4.46103  -2.701  0.00793 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13.17 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8848, Adjusted R-squared:  0.8809
F-statistic: 228.5 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -3.6099
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 96
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

7 priedas. Komercinio sistemos balanso (ksb) stacionarumo testų rezultatai

14 paveikslas

Komercinio sistemos balanso (ksb) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- ksb ----
> summary(ur.df(duomenys$ksb, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-224554 -42765  -3285   43861  255182

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  9.047e+04  4.470e+04   2.024  0.0452 *
z.lag.1      -1.017e-01  5.484e-02  -1.855  0.0661 .
tt           -4.487e+02  2.149e+02  -2.088  0.0389 *
z.diff.lag   -1.787e-01  9.322e-02  -1.917  0.0576 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 75710 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.09398, Adjusted R-squared:  0.07133
F-statistic: 4.149 on 3 and 120 DF, p-value: 0.007762

Value of test-statistic is: -1.8545 1.9775 2.684

Critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3  -3.99 -3.43 -3.13
phi2   6.22  4.75  4.07
phi3   8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$ksb, type="z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-218838 -42511  -1891   42931  260185

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  8.532e+04  3.477e+04   2.454  0.0155 *
y.l1         8.636e-01  5.175e-02  16.690 <2e-16 ***
trend       -4.454e+02  2.139e+02  -2.082  0.0394 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 76690 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7656, Adjusted R-squared:  0.7618
F-statistic: 199.3 on 2 and 122 DF, p-value: < 2.2e-16

Value of test-statistic, type: Z-tau is: -2.3271

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      3.2318
Z-tau-beta    -2.0430

Critical values for Z statistics:
      1pct  5pct 10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$ksb, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data: duomenys$ksb
KPSS Level = 1.0427, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
kpss.test(duomenys$ksb, null="Trend")

KPSS Test for Trend Stationarity

data: duomenys$ksb
KPSS Trend = 0.46498, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$ksb, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-192011 -35305  -4946   44960  247629

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.303e+05  5.537e+04  4.267 4.00e-05 ***
y.l1         6.403e-01  8.191e-02  7.818 2.40e-12 ***
trend        5.445e+02  3.176e+02  1.714  0.0891 .
y.d11       -6.331e-02  9.224e-02  -0.686  0.4938
dt          -5.398e+03  1.331e+03  -4.056 8.96e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 71260 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8026, Adjusted R-squared:  0.7959
F-statistic: 120.9 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.3909
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 84

> summary(ur.za(duomenys$ksb, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-188692 -45706  -8024   41164  227904

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.568e+05  4.673e+04  3.356 0.001064 **
y.l1         8.008e-01  5.922e-02  13.524 < 2e-16 ***
trend       -3.972e+02  2.058e+02  -1.930 0.055993 .
y.d11       -1.527e-01  8.936e-02  -1.709 0.090078 .
du          -1.550e+05  4.387e+04  -3.533 0.000586 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 72330 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.7966, Adjusted R-squared:  0.7898
F-statistic: 116.5 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -3.3639
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 122
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

8 priedas. Bendros gamybos (bg) stacionarumo testų rezultatai

15 paveikslas

Bendros gamybos (bg) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- bg ----
> summary(ur.df(duomenys$bg, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-146791 -44462   1796   36527  189699

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.642e+04  1.710e+04   0.960  0.33879
z.lag.1      -9.913e-02  5.298e-02  -1.871  0.06378
tt           4.652e+02  2.117e+02   2.197  0.02995
z.diff.lag   -2.430e-01  9.143e-02  -2.657  0.00895
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 62770 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1218,    Adjusted R-squared:  0.09984
F-statistic: 5.547 on 3 and 120 DF,  p-value: 0.001338

value of test-statistic is: -1.871 2.03 2.5653

Critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3  -3.99 -3.43 -3.13
phi2   6.22  4.75  4.07
phi3   8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$bg, type="Z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-189247 -40481    718   34466  196210

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  6.502e+04  2.141e+04   3.037  0.00292 **
y.l1         8.498e-01  5.051e-02  16.824 < 2e-16 ***
trend       5.720e+02  2.097e+02   2.728  0.00732 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 64110 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8333,    Adjusted R-squared:  0.8305
F-statistic: 304.9 on 2 and 122 DF,  p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -2.5473

aux. Z statistics
Z-tau-mu      4.3589
Z-tau-beta    2.5252

critical values for Z statistics:
      1pct  5pct 10pct
critical values -4.03166 -3.446051 -3.147729

> kpss.test(duomenys$bg, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data: duomenys$bg
KPSS Level = 1.442, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> kpss.test(duomenys$bg, null="trend")

KPSS Test for trend stationarity

data: duomenys$bg
KPSS trend = 0.39726, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$bg, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-144228 -43345   -3754   34736  167614

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.276e+05  3.043e+04   4.194 5.31e-05 ***
y.l1         6.045e-01  8.472e-02   7.136 8.16e-11 ***
trend       1.994e+02  2.072e+02   0.963  0.338
y.d11       -1.107e-01  9.074e-02  -1.220  0.225
dt          6.594e+03  1.530e+03   4.310 3.39e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 58630 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8638,    Adjusted R-squared:  0.8592
F-statistic: 188.6 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.6681
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 95

> summary(ur.za(duomenys$bg, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-190966 -37992   -2191   34100  141870

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  8.555e+04  2.517e+04   3.399 0.000922 ***
y.l1         7.162e-01  7.171e-02   9.988 < 2e-16 ***
trend       2.987e+02  2.069e+02   1.443 0.151565
y.d11       -1.634e-01  8.984e-02  -1.819 0.071413
dt          9.725e+04  2.682e+04   3.626 0.000425 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 59820 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8582,    Adjusted R-squared:  0.8534
F-statistic: 180 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -3.9571
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 105
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

9 priedas. Šiluminių elektrinių gamybos (seg) stacionarumo testų rezultatai

16 paveikslas

Šiluminių elektrinių gamybos (seg) stacionarumo testų rezultatai

```
> summary(ur.df(duomenys$seg, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-177519 -25080  -7791  25121 125316

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.948e+04  1.009e+04   1.930  0.055904 .
z.lag.1      -2.118e-01  6.271e-02  -3.378  0.000986 ***
tt           9.578e+01  1.130e+02   0.848  0.398191
z.diff.lag   -1.210e-01  9.942e-02  -1.223  0.223612
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 43880 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1292, Adjusted R-squared:  0.1075
F-statistic: 3.937 on 3 and 120 DF, p-value: 0.0006246

value of test-statistic is: -3.3778 3.81 5.7134

Critical values for test statistics:
      1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$seg, type="Z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-173715 -27978  -8474  27174 131933

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.854e+04  8.175e+03   3.492  0.000669 ***
y.l1         7.620e-01  5.860e-02  13.004 < 2e-16 ***
trend        9.684e+01  1.111e+02   0.872  0.385114
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 43790 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.6, Adjusted R-squared:  0.5934
F-statistic: 91.49 on 2 and 122 DF, p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -3.9932

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      3.7082
Z-tau-beta     0.8532

Critical values for Z statistics:
      1pct 5pct 10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$seg, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data: duomenys$seg
KPSS Level = 0.3843, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.08392

> kpss.test(duomenys$seg, null="Trend")

KPSS Test for Trend Stationarity

data: duomenys$seg
KPSS Trend = 0.23533, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$seg, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-170978 -24153  -6546  14502 133969

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  8.236e+04  2.553e+04   3.226  0.00162 **
y.l1         6.724e-01  7.492e-02   8.975  4.96e-15 ***
trend       -2.509e+03  9.706e+02  -2.561  0.01169 *
y.d11       -6.933e-02  9.891e-02  -0.701  0.48476
dt          2.925e+03  1.093e+03   2.676  0.00851 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 42800 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.627, Adjusted R-squared:  0.6144
F-statistic: 50 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.3727
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 26

> summary(ur.za(duomenys$seg, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-170939 -22706  -6681  19739 133997

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  6.867e+04  2.011e+04   3.415  0.000874 ***
y.l1         7.003e-01  6.851e-02  10.222 < 2e-16 ***
trend        2.913e+02  1.300e+02   2.241  0.026863 *
y.d11       -9.976e-02  9.699e-02  -1.029  0.305748
du          -5.470e+04  1.944e+04  -2.813  0.005742 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 42670 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.6292, Adjusted R-squared:  0.6167
F-statistic: 50.48 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.3742
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 10
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

10 priedas. Vėjo generacijos (vg) stacionarumo testų rezultatai

17 paveikslas

Vėjo generacijos (vg) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- vg ----
> summary(ur.df(duomenys$vg, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-170629 -23637  -1698   27578  198792

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  7364.91175  9997.77182   0.737 0.462770
z.lag.1       -0.27112    0.07809  -3.472 0.000719 ***
tt           556.30221   188.95253   2.944 0.003890 **
z.diff.lag    -0.22466    0.09235  -2.433 0.016468 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 52640 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2042, Adjusted R-squared:  0.1843
F-statistic: 10.26 on 3 and 120 DF, p-value: 4.578e-06

Value of test-statistic is: -3.4718 4.3479 6.2446

Critical values for test statistics:
1pct 5pct 10pct
tau3 -3.99 -3.43 -3.13
phi2  6.22  4.75  4.07
phi3  8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$vg, type="Z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-154738 -26663  -130   26412  191352

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  5.331e+04  1.139e+04  4.681 7.45e-06 ***
y.l1         6.482e-01  7.182e-02  9.026 3.17e-15 ***
trend       6.940e+02  1.814e+02  3.825 0.000207 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 53480 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.6874, Adjusted R-squared:  0.6823
F-statistic: 134.1 on 2 and 122 DF, p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -4.986

aux. Z statistics
Z-tau-mu      4.3949
Z-tau-beta    3.8802

Critical values for Z statistics:
1pct 5pct 10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$vg, null="Level")

KPSS Test for Level Stationarity

data: duomenys$vg
KPSS Level = 1.5729, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> kpss.test(duomenys$vg, null="Trend")

KPSS Test for Trend Stationarity

data: duomenys$vg
KPSS Trend = 0.32174, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$vg, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-163513 -26028  -1574   25509  181788

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.526e+04  1.312e+04  3.450 0.000776 ***
y.l1         4.380e-01  1.005e-01  4.357 2.81e-05 ***
trend       3.243e+02  1.853e+02  1.750 0.082688 .
y.d11      -7.269e-02  9.370e-02  -0.776 0.439418
dt         4.096e+03  9.708e+02  4.219 4.82e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 49300 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.7391, Adjusted R-squared:  0.7303
F-statistic: 84.27 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

teststatistic: -5.5914
critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 93

> summary(ur.za(duomenys$vg, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-144748 -23312  -1735   25655  134753

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.186e+04  1.221e+04  3.429 0.000834 ***
y.l1         4.304e-01  9.860e-02  4.365 2.72e-05 ***
trend       4.359e+02  1.776e+02  2.454 0.015580 *
y.d11      -8.815e-02  9.108e-02  -0.968 0.335127
du         9.361e+04  2.094e+04  4.471 1.79e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 48910 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.7412, Adjusted R-squared:  0.7346
F-statistic: 86.1 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -5.777
critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 105
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

11 priedas. Saulės generacijos (sg) stacionarumo testų rezultatai

18 paveikslas

Saulės generacijos (sg) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- sg ----
> summary(ur.df(duomenys$sg, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test unit Root Test #
#####

test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-65170  -4861  -1031   3142 105580

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -5.485e+03  3.258e+03  -1.684  0.094817 .
z.lag.1      -1.900e-01  4.026e-02  -4.719  6.47e-06 ***
tt           1.822e+02  5.282e+01   3.450  0.000775 ***
z.diff.lag    6.552e-01  7.921e-02   8.272  2.07e-13 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 17170 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3821, Adjusted R-squared:  0.3666
F-statistic: 24.73 on 3 and 120 DF, p-value: 1.573e-12

value of test-statistic is: -4.7191 7.863 11.5707

critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3  -3.99  -3.43 -3.13
phi2   6.22  4.75  4.07
phi3   8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$sg, type="Z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-82348  -5073   -765   2658 111505

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 3558.2562  2286.2911   1.556  0.1222
y.l1         0.9456    0.0457  20.691 <2e-16 ***
trend       122.7579    64.3264   1.908  0.0587 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 21340 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8524, Adjusted R-squared:  0.85
F-statistic: 352.3 on 2 and 122 DF, p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -2.847

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      -0.0626
Z-tau-beta     2.4990

critical values for z statistics:
      1pct  5pct 10pct
critical values -4.03166 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$sg, null="Level")

KPSS Test for Level Stationarity

data: duomenys$sg
KPSS Level = 1.2819, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> kpss.test(duomenys$sg, null="trend")

KPSS test for trend stationarity

data: duomenys$sg
KPSS trend = 0.29671, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$sg, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-60918  -2724   -285   2017 100534

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  5.746e+02  3.326e+03   0.173   0.863
y.l1         6.965e-01  4.435e-02  15.704 < 2e-16 ***
trend        4.662e+01  5.669e+01   0.822   0.413
y.d11        6.834e-01  7.334e-02   9.318  7.72e-16 ***
dt           1.324e+03  2.828e+02   4.683  7.57e-06 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 15840 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.9205, Adjusted R-squared:  0.9179
F-statistic: 344.6 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -6.8418
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11
Potential break point at position: 94

> summary(ur.za(duomenys$sg, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testnat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-67574  -2978   -678   2537  90832

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) -1.567e+03  3.136e+03  -0.500   0.6181
y.l1         6.970e-01  4.344e-02  16.046 < 2e-16 ***
trend        1.064e+02  5.075e+01   2.096   0.0382 *
y.d11        6.637e-01  7.253e-02   9.151  1.92e-15 ***
du           3.064e+04  6.231e+03   4.918  2.83e-06 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 15720 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.9218, Adjusted R-squared:  0.9192
F-statistic: 350.6 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -6.9765
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58
Potential break point at position: 110
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

12 priedas. Hidroelektrinių gamybos (hg) stacionarumo testų rezultatai

19 paveikslas

Hidroelektrinių gamybos (hg) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- hg ----
> summary(ur.df(duomenys$hg, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller test unit root test #
#####

test regression trend

call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-39255  -6635   1686   8152  33295

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  3.950e+04  7.689e+03   5.138 1.09e-06 ***
z.lag.1      -4.472e-01  8.212e-02  -5.446 2.79e-07 ***
tt           -3.443e+01  3.545e+01  -0.971  0.333
z.diff.lag    9.581e-02  9.058e-02   1.058  0.292
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13930 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.2111, Adjusted R-squared:  0.1914
F-statistic: 10.71 on 3 and 120 DF, p-value: 2.749e-06

value of test-statistic is: -5.4457 9.8908 14.8297

critical values for test statistics:
      1pct      5pct     10pct
tau3  -3.99  -3.43  -3.13
phi2   6.22   4.75   4.07
phi3   8.43   6.49   5.47

> summary(ur.pp(duomenys$hg, type="z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-38434  -7877   1627   7969  34408

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  3.422e+04  6.242e+03   5.482 2.30e-07 ***
y.l1         5.891e-01  7.297e-02   8.074 5.49e-13 ***
trend       -2.841e+01  3.489e+01  -0.814  0.417
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13900 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3634, Adjusted R-squared:  0.353
F-statistic: 34.83 on 2 and 122 DF, p-value: 1.082e-12

value of test-statistic, type: z-tau is: -5.6536

      aux. z statistics
z-tau-mu      5.3886
z-tau-beta    -0.8141

critical values for z statistics:
      1pct      5pct     10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$hg, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data: duomenys$hg
KPSS Level = 0.18099, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.1

> kpss.test(duomenys$hg, null="trend")

KPSS Test for trend stationarity

data: duomenys$hg
KPSS trend = 0.060951, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.1

> summary(ur.za(duomenys$hg, model="trend", lag=1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-39401  -6648   1684   8879  32638

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  3.948e+04  7.680e+03   5.141 1.09e-06 ***
y.l1         5.281e-01  8.394e-02   6.291 5.43e-09 ***
trend       2.284e+01  5.569e+01   0.410  0.682
y.d11       1.065e-01  9.065e-02   1.175  0.242
dt         -2.262e+02  1.700e+02  -1.331  0.186
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13890 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.3801, Adjusted R-squared:  0.3592
F-statistic: 18.24 on 4 and 119 DF, p-value: 1.041e-11

Teststatistic: -5.6221
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 85

> summary(ur.za(duomenys$hg, model="intercept", lag=1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-35870  -6724   1250   8256  32760

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.379e+04  7.973e+03   5.493 2.28e-07 ***
y.l1         5.290e-01  8.234e-02   6.424 2.84e-09 ***
trend       -1.463e+02  7.025e+01  -2.082  0.0395 *
y.d11       1.071e-01  8.991e-02   1.191  0.2361
dz         9.163e+03  4.986e+03   1.838  0.0686 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 13790 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.3882, Adjusted R-squared:  0.3676
F-statistic: 18.88 on 4 and 119 DF, p-value: 4.841e-12

Teststatistic: -5.7198
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 59
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

13 priedas. Kitų technologijų gamyba (ktg) stacionarumo testų rezultatai

20 paveikslas

Kitų technologijų gamyba (ktg) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- ktg ----
> summary(ur.df(duomenys$ktg, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Unit Root Test #
#####

test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-59570  -6728  -1114   4688  103784

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 2210.44251  3347.05984   0.660  0.51025
z.lag.1      -0.19854    0.04527  -4.385 2.50e-05 ***
tt           160.45235    52.14394   3.077  0.00259 **
z.diff.lag    0.58522    0.08444   6.930 2.25e-10 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 17640 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3083,    Adjusted R-squared:  0.291
F-statistic: 17.83 on 3 and 120 DF,  p-value: 1.23e-09

value of test-statistic is: -4.3855 6.8608 10.0628

Critical values for test statistics:
      1pct   5pct  10pct
tau3  -3.99  -3.43  -3.13
phi2   6.22   4.75   4.07
phi3   8.43   6.49   5.47

> summary(ur.pp(duomenys$ktg, type="z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-76748  -5374  -1060   4485  107675

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 5.654e+03  3.347e+03   1.689  0.0917 .
y.l1        9.341e-01  4.812e-02  19.411 <2e-16 ***
trend       1.169e+02  6.003e+01   1.947  0.0538 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 20700 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8249,    Adjusted R-squared:  0.822
F-statistic: 287.3 on 2 and 122 DF,  p-value: < 2.2e-16

value of test-statistic, type: Z-tau is: -2.9199

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      -0.4123
Z-tau-beta    2.4506

Critical values for Z statistics:
      1pct   5pct  10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$ktg, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data:  duomenys$ktg
KPSS Level = 1.1107, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> kpss.test(duomenys$ktg, null="trend")

KPSS Test for trend stationarity

data:  duomenys$ktg
KPSS trend = 0.24533, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$ktg, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-55068  -5324  -883   4353  99495

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 1.164e+04  3.875e+03   3.003  0.00326 **
y.l1        6.920e-01  4.948e-02  13.985 < 2e-16 ***
trend       3.641e+01  5.675e+01   0.642  0.52237
y.d11       6.085e-01  7.915e-02   7.688 4.73e-12 ***
dt          1.358e+03  3.180e+02   4.272 3.93e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 16490 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8914,    Adjusted R-squared:  0.8877
F-statistic: 244.2 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -6.2243
Critical values: 0.01= -4.91 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 97

> summary(ur.za(duomenys$ktg, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-61753  -5091  -815   4520  88882

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept) 1.095e+04  3.605e+03   3.038  0.00293 **
y.l1        6.776e-01  4.880e-02  13.886 < 2e-16 ***
trend       7.235e+01  5.120e+01   1.413  0.16029
y.d11       5.975e-01  7.755e-02   7.705 4.34e-12 ***
du          3.096e+04  6.395e+03   4.841 3.91e-06 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 16190 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8953,    Adjusted R-squared:  0.8918
F-statistic: 254.5 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -6.6069
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 110
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

14 priedas. Viso elektros suvartojimo (ves) stacionarumo testų rezultatai

21 paveikslas

Viso elektros suvartojimo (ves) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- ves ----
> summary(ur.df(duomenys$ves, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test unit root test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-169847  -42729   5650   47028  158675

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.228e+05  5.620e+04   3.965 0.000125 ***
z.lag.1      -2.520e-01  6.418e-02  -3.926 0.000145 ***
tt           -1.151e+02  1.648e+02  -0.698 0.486340
z.diff.lag    1.721e-01  9.223e-02   1.866 0.064519 .
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 65580 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.12,    Adjusted R-squared:  0.09796
F-statistic: 5.453 on 3 and 120 DF,  p-value: 0.001506

Value of test-statistic is: -3.9259 5.4101 8.0743

Critical values for test statistics:
      1pct   5pct  10pct
tau3  -3.99  -3.43  -3.13
phi2   6.22   4.75   4.07
phi3   8.43   6.49   5.47

> summary(ur.pp(duomenys$ves, type="z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-178673  -42690   5675  43957  163090

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.778e+05  5.236e+04   3.396 0.000923 ***
y.l1         7.906e-01  6.040e-02  13.090 < 2e-16 ***
trend        -9.152e+01  1.651e+02  -0.554 0.580392
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 66590 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5842,    Adjusted R-squared:  0.5774
F-statistic: 85.72 on 2 and 122 DF,  p-value: < 2.2e-16

Value of test-statistic, type: Z-tau is: -4.1573

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      1.6388
Z-tau-beta    -0.3449

Critical values for Z statistics:
      1pct   5pct  10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$ves, null="Level")

KPSS Test for Level stationarity

data: duomenys$ves
KPSS Level = 0.193, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.1

> kpss.test(duomenys$ves, null="trend")

KPSS Test for trend stationarity

data: duomenys$ves
KPSS trend = 0.19172, truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01911

> summary(ur.za(duomenys$ves, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-164920  -42090   2331  46409  142443

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.586e+05  5.091e+04   5.085 1.33e-05 ***
y.l1         6.815e-01  6.833e-02   9.974 < 2e-16 ***
trend        4.569e+02  2.815e+02   1.623 0.1072
y.d11        1.951e-01  9.079e-02   2.149 0.0336 *
dt           -2.001e+03  8.071e+02  -2.479 0.0146 *
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 64210 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.6213,    Adjusted R-squared:  0.6086
F-statistic: 48.82 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.6608
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11
Potential break point at position: 83

> summary(ur.za(duomenys$ves, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-163148  -40653   5640  44960  160668

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  2.506e+05  5.530e+04   4.532 1.4e-05 ***
y.l1         7.090e-01  6.360e-02  11.146 < 2e-16 ***
trend        2.094e+01  1.662e+02   0.126 0.89997
y.d11        1.399e-01  9.007e-02   1.553 0.12311
da           -1.189e+05  4.029e+04  -2.951 0.00382 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 63570 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.6289,    Adjusted R-squared:  0.6165
F-statistic: 50.42 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.5757
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58
Potential break point at position: 123
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

15 priedas. Infliacijos (dp) stacionarumo testų rezultatai

22 paveikslas

Infliacijos (dp) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- dp ----  
> summary(ur.df(duomenys$dp, type="trend", lags=1))
```

```
#####  
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #  
#####
```

Test regression trend

```
Call:  
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)
```

```
Residuals:  
    Min       1Q   Median       3Q      Max  
-1.72005 -0.40684 -0.06505  0.40301  1.57468
```

```
Coefficients:  
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)  
(Intercept)  0.064108   0.110111   0.582   0.5615  
z.lag.1      -0.020648   0.010067  -2.051   0.0424 *  
tt           0.000584   0.001653   0.353   0.7245  
z.diff.lag   0.715807   0.064222  11.146 <2e-16 ***
```

```
---  
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

```
Residual standard error: 0.5977 on 120 degrees of freedom  
Multiple R-squared:  0.5167,    Adjusted R-squared:  0.5047  
F-statistic: 42.77 on 3 and 120 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

Value of test-statistic is: -2.0511 1.5144 2.243

Critical values for test statistics:

```
1pct 5pct 10pct  
tau3 -3.99 -3.43 -3.13  
phi2  6.22  4.75  4.07  
phi3  8.43  6.49  5.47
```

```
> summary(ur.pp(duomenys$dp, type="Z-tau", model="trend"))
```

```
#####  
# Phillips-Perron Unit Root Test #  
#####
```

Test regression with intercept and trend

```
Call:  
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)
```

```
Residuals:  
    Min       1Q   Median       3Q      Max  
-2.48136 -0.49306 -0.05346  0.40182  2.14364
```

```
Coefficients:  
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)  
(Intercept)  0.076151   0.096437   0.790   0.431  
y.l1         0.990975   0.014172  69.926 <2e-16 ***  
trend       -0.001993   0.002295  -0.869   0.387
```

```
---  
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

```
Residual standard error: 0.8462 on 122 degrees of freedom  
Multiple R-squared:  0.9794,    Adjusted R-squared:  0.979  
F-statistic: 2898 on 2 and 122 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

Value of test-statistic, type: Z-tau is: -1.4943

```
      aux. Z statistics  
Z-tau-mu      -0.2946  
Z-tau-beta    -0.0048
```

```
Critical values for Z statistics:  
      1pct      5pct     10pct  
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729
```

```
> kpss.test(duomenys$dp, null="Level")
```

KPSS Test for Level stationarity

```
data: duomenys$dp  
KPSS Level = 0.63952, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01904
```

```
> kpss.test(duomenys$dp, null="trend")
```

KPSS Test for Trend Stationarity

```
data: duomenys$dp  
KPSS Trend = 0.1686, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.03117
```

```
> summary(ur.za(duomenys$dp, model = "trend", lag = 1))
```

```
#####  
# Zivot-Andrews Unit Root Test #  
#####
```

```
Call:  
lm(formula = testmat)
```

```
Residuals:  
    Min       1Q   Median       3Q      Max  
-1.71534 -0.37475 -0.03304  0.41959  1.60351
```

```
Coefficients:  
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)  
(Intercept) -0.063454   0.132703  -0.478   0.6334  
y.l1         0.969472   0.011505  84.269 <2e-16 ***  
trend        0.004588   0.002838   1.617   0.1086  
y.d11        0.698242   0.064502  10.825 <2e-16 ***  
dt           -0.015560   0.009001  -1.729   0.0865 .
```

```
---  
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

```
Residual standard error: 0.5928 on 119 degrees of freedom  
(2 observations deleted due to missingness)  
Multiple R-squared:  0.9901,    Adjusted R-squared:  0.9897  
F-statistic: 2961 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

```
Teststatistic: -2.6535  
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11
```

Potential break point at position: 89

```
> summary(ur.za(duomenys$dp, model = "intercept", lag = 1))
```

```
#####  
# Zivot-Andrews Unit Root Test #  
#####
```

```
Call:  
lm(formula = testmat)
```

```
Residuals:  
    Min       1Q   Median       3Q      Max  
-1.51410 -0.40286 -0.03164  0.45135  1.52156
```

```
Coefficients:  
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)  
(Intercept) -0.120947   0.127082  -0.952   0.34317  
y.l1         0.964387   0.011174  86.304 < 2e-16 ***  
trend        0.006714   0.002727   2.462   0.01526 *  
y.d11        0.632210   0.069335   9.118  2.29e-15 ***  
du           -0.636208   0.228605  -2.783   0.00627 **
```

```
---  
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

```
Residual standard error: 0.5816 on 119 degrees of freedom  
(2 observations deleted due to missingness)  
Multiple R-squared:  0.9904,    Adjusted R-squared:  0.9901  
F-statistic: 3077 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

```
Teststatistic: -3.1871  
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58
```

Potential break point at position: 98

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

16 priedas. Euro/dolerio kurso (eusd) stacionarumo testų rezultatai

23 paveikslas

Euro/dolerio kurso (eusd) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- eusd (valiuta) ----
> summary(ur.df(duomenys$eusd, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.051378 -0.010579 -0.001536  0.009604  0.038090

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.045e-01  3.739e-02   2.796  0.00603 **
z.lag.1      -9.194e-02  3.255e-02  -2.824  0.00555 **
tt          -2.518e-05  4.623e-05  -0.545  0.58697
z.diff.lag   3.500e-01  8.571e-02   4.084  8.03e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.01757 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.15,    Adjusted R-squared:  0.1288
F-statistic: 7.059 on 3 and 120 DF,  p-value: 0.0002071

Value of test-statistic is: -2.8241 2.6979 4.0373

Critical values for test statistics:
 1pct 5pct 10pct
tau3  -3.99 -3.43 -3.13
phi2   6.22  4.75  4.07
phi3   8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$eusd, type="z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.049809 -0.012457  0.000305  0.011339  0.040943

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  7.548e-02  3.805e-02   1.983  0.0496 *
y.l1         9.324e-01  3.402e-02  27.409 <2e-16 ***
trend       1.891e-06  4.857e-05   0.039  0.9690
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.01872 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8708,    Adjusted R-squared:  0.8687
F-statistic: 411.1 on 2 and 122 DF,  p-value: < 2.2e-16

Value of test-statistic, type: Z-tau is: -2.5294

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      0.6503
Z-tau-beta    0.0565

Critical values for Z statistics:
 1pct 5pct 10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$eusd, null="Level")

KPSS Test for Level Stationarity

data: duomenys$eusd
KPSS Level = 0.45059, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.05535

> kpss.test(duomenys$eusd, null="Trend")

KPSS Test for Trend Stationarity

data: duomenys$eusd
KPSS Trend = 0.20547, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01395

> summary(ur.za(duomenys$eusd, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.046953 -0.009992 -0.000890  0.010087  0.039540

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  0.1218997  0.0388447   3.138  0.00214 **
y.l1         0.8846990  0.0357230  24.766 < 2e-16 ***
trend        0.0003818  0.0002673   1.428  0.15578
y.d11        0.3490421  0.0852213   4.096  7.71e-05 ***
dt          -0.0004861  0.0003145  -1.546  0.12484
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.01747 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8902,    Adjusted R-squared:  0.8865
F-statistic: 241.2 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -3.2276
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 32

> summary(ur.za(duomenys$eusd, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.047473 -0.010773 -0.001062  0.011713  0.041556

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.888e-01  4.649e-02   4.060  8.82e-05 ***
y.l1         8.277e-01  4.203e-02  19.691 < 2e-16 ***
trend        1.688e-04  8.057e-05   2.095  0.03827 *
y.d11        3.768e-01  8.370e-02   4.502  1.58e-05 ***
du          -2.154e-02  7.433e-03  -2.899  0.00446 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.01705 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8954,    Adjusted R-squared:  0.8919
F-statistic: 254.7 on 4 and 119 DF,  p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.0991
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 86
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

17 priedas. Atsinaujinančių energijos išteklių gamybos (aeig) stacionarumo testų rezultatai

24 paveikslas

Atsinaujinančių energijos išteklių gamybos (aeig) stacionarumo testų rezultatai

```
> # ---- aeig ----
> summary(ur.df(duomenys$aeig, type="trend", lags=1))

#####
# Augmented Dickey-Fuller Test Unit Root Test #
#####

Test regression trend

Call:
lm(formula = z.diff ~ z.lag.1 + 1 + tt + z.diff.lag)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-197378 -32233   1296   29804  171696

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.203e+04  1.438e+04   0.837   0.4045
z.lag.1      -1.291e-01  7.109e-02 -1.816   0.0719 .
tt           4.864e+02  2.153e+02   2.259   0.0257 *
z.diff.lag   -3.239e-01  9.308e-02 -3.480   0.0007 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 56360 on 120 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.1769, Adjusted R-squared:  0.1563
F-statistic: 8.595 on 3 and 120 DF, p-value: 3.248e-05

Value of test-statistic is: -1.8161 2.179 2.5679

Critical values for test statistics:
      1pct  5pct 10pct
tau3  -3.99 -3.43 -3.13
phi2   6.22  4.75  4.07
phi3   8.43  6.49  5.47

> summary(ur.pp(duomenys$aeig, type="z-tau", model="trend"))

#####
# Phillips-Perron Unit Root Test #
#####

Test regression with intercept and trend

Call:
lm(formula = y ~ y.l1 + trend)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-188571 -30887   2068   31690  239614

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  7.067e+04  1.993e+04   3.547 0.000555 ***
y.l1         7.679e-01  6.724e-02  11.419 < 2e-16 ***
trend        6.995e+02  2.125e+02   3.291 0.001304 **
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 58670 on 122 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7743, Adjusted R-squared:  0.7706
F-statistic: 209.3 on 2 and 122 DF, p-value: < 2.2e-16

Value of test-statistic, type: Z-tau is: -3.1698

      aux. Z statistics
Z-tau-mu      4.2944
Z-tau-beta    3.1215

Critical values for Z statistics:
      1pct  5pct 10pct
critical values -4.03366 -3.446053 -3.147729

> kpss.test(duomenys$aeig, null="Level")

KPSS Test for Level Stationarity

data:  duomenys$aeig
KPSS Level = 1.6815, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> kpss.test(duomenys$aeig, null="Trend")

KPSS Test for Trend Stationarity

data:  duomenys$aeig
KPSS Trend = 0.40933, Truncation lag parameter = 4, p-value = 0.01

> summary(ur.za(duomenys$aeig, model = "trend", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-218223 -31808   -93   30222  132471

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  1.203e+05  2.446e+04   4.917 2.84e-06 ***
y.l1         4.052e-01  1.096e-01   3.697 0.000331 ***
trend        4.353e+02  1.951e+02   2.232 0.027513 *
y.d11        -1.002e-01  9.441e-02 -1.061 0.290713
dt           6.938e+03  1.322e+03   5.247 6.82e-07 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 51000 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8326, Adjusted R-squared:  0.827
F-statistic: 148 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -5.4261
Critical values: 0.01= -4.93 0.05= -4.42 0.1= -4.11

Potential break point at position: 95

> summary(ur.za(duomenys$aeig, model = "intercept", lag = 1))

#####
# Zivot-Andrews Unit Root Test #
#####

Call:
lm(formula = testmat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-193000 -31048  -1187   27807  173660

Coefficients:
              Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  8.229e+04  2.185e+04   3.767 0.000259 ***
y.l1         5.615e-01  1.006e-01   5.584 1.51e-07 ***
trend        4.902e+02  2.023e+02   2.424 0.016877 *
y.d11        -1.856e-01  9.368e-02 -1.982 0.049835 *
du           1.035e+05  2.514e+04   4.117 7.12e-05 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 52950 on 119 degrees of freedom
(2 observations deleted due to missingness)
Multiple R-squared:  0.8196, Adjusted R-squared:  0.8135
F-statistic: 135.2 on 4 and 119 DF, p-value: < 2.2e-16

Teststatistic: -4.3612
Critical values: 0.01= -5.34 0.05= -4.8 0.1= -4.58

Potential break point at position: 105
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

18 priedas. Atsilikimų pasirinkimas

25 paveikslas

Atsilikimų pasirinkimas

```
> #Lagų parinkimas
> VARselect(endo1, lag.max = 6, type = "const", exogen = exo1)
$selection
AIC(n)   HQ(n)   SC(n) FPE(n)
  2       2       1       2

$criteria
          1          2          3          4          5          6
AIC(n) -7.5116108746 -7.5837526674 -7.5369359048 -7.5405703457 -7.4976914146 -7.5251794855
HQ(n)   -7.0399386832 -7.0743467006 -6.9897961627 -6.9556968283 -6.8750841218 -6.8648384175
SC(n)   -6.3501559818 -6.3293813831 -6.1896482292 -6.1003662786 -5.9645709560 -5.8991426356
FPE(n)  0.0005535101  0.0005166802  0.0005435282  0.0005439698  0.0005707086  0.0005584763
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

19 priedas. Johanseno testo rezultatai

26 paveikslas

Johanseno testo rezultatai

```
> #Johansen kointegracija
> Joh1 <- ca.jo(endo1, type = "trace", ecdet = "const", K = 2, dumvar = exo1)
> summary(Joh1)

#####
# Johansen-Procedure #
#####

Test type: trace statistic , without linear trend and constant in cointegration

Eigenvalues (lambda):
[1] 4.433340e-01 2.287229e-02 -4.565976e-17

Values of teststatistic and critical values of test:

      test 10pct 5pct 1pct
r <= 1 | 2.87 7.52 9.24 12.97
r = 0  | 75.51 17.85 19.96 24.60

Eigenvectors, normalised to first column:
(These are the cointegration relations)

      leek.l2      ldk.l2      constant
leek.l2  1.0000000  1.000000  1.0000000
ldk.l2   -0.3961871 -1.059916  0.4621071
constant 45.7971855 -24.356729 -104.1701272

weights w:
(This is the loading matrix)

      leek.l2      ldk.l2      constant
leek.d -0.5828957  0.02594731 -3.768463e-10
ldk.d   -0.1348941  0.08167223 -1.173039e-10
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

20 priedas. VECM rezultatai

27 paveikslas

VECM rezultatai

```
> summary(vecm_rez$rlm)
Response leek.d :

Call:
lm(formula = leek.d ~ ect1 + dp + leusd + lves + lvg + lsg +
    lhg + lseg + lktg + M2 + M3 + M4 + M5 + M6 + M7 + M8 + M9 +
    M10 + M11 + M12 + p_2021_12 + p_2022_08 + p_2022_12 + leek.d11 +
    ldk.d11 - 1, data = data.mat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.34994 -0.07670  0.00000  0.06923  0.37733

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
ect1      -0.582896   0.069800  -8.351 4.23e-13 ***
dp          0.008099   0.003510   2.307 0.02312 *
leusd     -0.645257   0.373523  -1.727 0.08720 .
lves       2.078597   0.218833   9.499 1.36e-15 ***
lvg       -0.221228   0.047771  -4.631 1.11e-05 ***
lsg        0.151261   0.032725   4.622 1.15e-05 ***
lhg       -0.137390   0.070135  -1.959 0.05293 .
lseg       0.077800   0.031026   2.508 0.01378 *
lktg       0.171773   0.049709   3.456 0.00081 ***
M2         -0.029272   0.078808  -0.371 0.71110
M3         -0.288566   0.094873  -3.042 0.00301 **
M4         -0.134872   0.099965  -1.349 0.18036
M5         -0.094614   0.115893  -0.816 0.41623
M6          0.068678   0.124274   0.553 0.58176
M7          0.037829   0.122049   0.310 0.75725
M8         -0.047884   0.123724  -0.387 0.69957
M9          0.107858   0.111302   0.969 0.33488
M10        -0.007933   0.085738  -0.093 0.92646
M11         0.135866   0.068326   1.988 0.04952 *
M12         0.097808   0.069044   1.417 0.15974
p_2021_12   0.371862   0.157541   2.360 0.02021 *
p_2022_08   0.510911   0.161037   3.173 0.00201 **
p_2022_12   0.401556   0.160126   2.508 0.01378 *
leek.d11   -0.729827   0.082748  -8.820 4.08e-14 ***
ldk.d11     0.101016   0.101998   0.990 0.32441
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.139 on 99 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7051,    Adjusted R-squared:  0.6306
F-statistic: 9.468 on 25 and 99 DF,  p-value: < 2.2e-16

Response ldk.d :

Call:
lm(formula = ldk.d ~ ect1 + dp + leusd + lves + lvg + lsg + lhg +
    lseg + lktg + M2 + M3 + M4 + M5 + M6 + M7 + M8 + M9 + M10 +
    M11 + M12 + p_2021_12 + p_2022_08 + p_2022_12 + leek.d11 +
    ldk.d11 - 1, data = data.mat)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-0.37910 -0.08197  0.00000  0.07788  0.40316

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
ect1      -0.134894   0.076196  -1.770 0.07975 .
dp          0.004506   0.003832   1.176 0.24247 .
leusd      0.782200   0.407750   1.918 0.05795 .
lves       0.360085   0.238885   1.507 0.13490
lvg       -0.003223   0.052149  -0.062 0.95084
lsg        0.014255   0.035723   0.399 0.69073
lhg       -0.006543   0.076562  -0.085 0.93207
lseg       0.084402   0.033869   2.492 0.01436 *
lktg       0.035017   0.054264   0.645 0.52022
M2         0.068723   0.086030   0.799 0.42630
M3         0.119505   0.103566   1.154 0.25132
M4         0.077249   0.109125   0.708 0.48068
M5         0.156568   0.126512   1.238 0.21880
M6         0.161929   0.135662   1.194 0.23548
M7         0.282351   0.133232   2.119 0.03657 *
M8         0.209474   0.135062   1.551 0.12410
M9         0.279622   0.121501   2.301 0.02347 *
M10        0.208883   0.093595   2.232 0.02788 *
M11        0.205601   0.074587   2.757 0.00696 **
M12        0.180806   0.075371   2.399 0.01832 *
p_2021_12   0.233319   0.171977   1.357 0.17797
p_2022_08   0.280342   0.175793   1.595 0.11396
p_2022_12   0.005241   0.174799   0.030 0.97614
leek.d11   -0.188801   0.090330  -2.090 0.03917 *
ldk.d11     0.178690   0.111345   1.605 0.11171
---
signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.1518 on 99 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.3745,    Adjusted R-squared:  0.2165
F-statistic: 2.371 on 25 and 99 DF,  p-value: 0.001376
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

21 priedas. Modelio diagnostinių testų rezultatai

28 paveikslas

Modelio diagnostinių testų rezultatai

```
> ser_test

Portmanteau Test (asymptotic)

data: Residuals of VAR object vecm_var1
Chi-squared = 45.398, df = 42, p-value = 0.3323

> arch_rez

ARCH (multivariate)

data: Residuals of VAR object vecm_var1
Chi-squared = 100.35, df = 108, p-value = 0.6872

> norm_rez

$JB

JB-Test (multivariate)

data: Residuals of VAR object vecm_var1
Chi-squared = 1.5306, df = 4, p-value = 0.8212

$Skewness

skewness only (multivariate)

data: Residuals of VAR object vecm_var1
Chi-squared = 0.053205, df = 2, p-value = 0.9737

$Kurtosis

kurtosis only (multivariate)

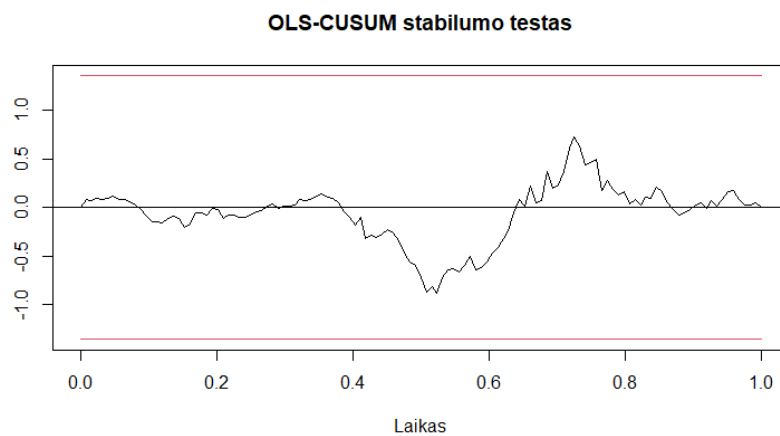
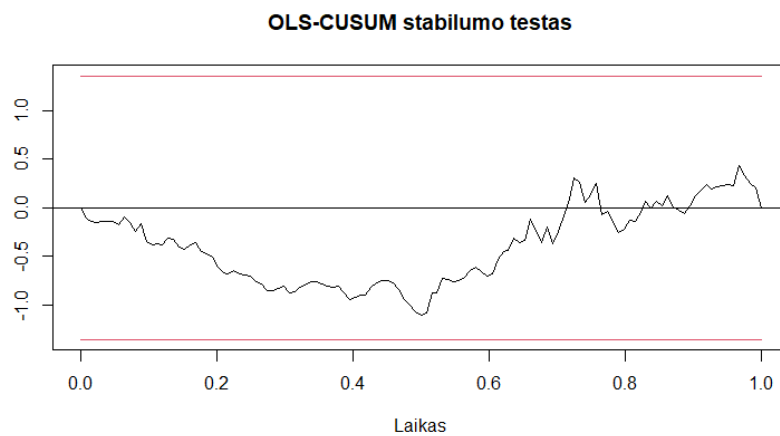
data: Residuals of VAR object vecm_var1
Chi-squared = 1.4774, df = 2, p-value = 0.4777
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

22 priedas. Modelio stabilumo testo rezultatai

29 paveikslas

Modelio stabilumo testo rezultatai



Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.

23 priedas. Granger priežastingumo testas

30 paveikslas

Granger priežastingumo testas

```
> gr_ldk_leek$Granger  
  
Granger causality H0: ldk do not Granger-cause leek  
  
data: VAR object varest1  
F-Test = 3.3844, df1 = 2, df2 = 238, p-value = 0.03554  
  
> gr_leek_ldk$Granger  
  
Granger causality H0: leek do not Granger-cause ldk  
  
data: VAR object varest1  
F-Test = 0.93408, df1 = 2, df2 = 238, p-value = 0.3944
```

Šaltinis: sudaryta autoriaus, remiantis atliktu tyrimu.