



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL

INSENERITEADUSKOND

ELEKTROENERGEETIKA JA MEHHATROONIKA INSTITUUT

**ÜLEKANDEVÕIMSUSTE PROGNOOSMETOODIKA
TÄPSUSTAMINE SÜSTEEMI
REGULEERIMISVÕIMEKUSE TAGAMISEKS
BALTIKUMIS**

**INCREASING THE ACCURACY OF TRANSFER CAPACITY
FORECASTING METHODOLOGY TO ENSURE SYSTEM
REGULATORY CAPABILITY IN THE BALTICS**

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Johan Felix Blumfeldt

Üliõpilaskood: 230626AAVM

Juhendaja: Hannes Agabus, TalTech,
energiamajanduse ekspert

Kaasjuhendaja: Hardi Koduvvere, Elering AS,
energiaturgude analüütik

Tallinn 2024

(Tiitellehe pöördel)

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

“.....” 20.....

Autor:

/ allkiri /

Töö vastab bakalaureusetöö/magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 20.....

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”20... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Johan Felix Blumfeldt

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose „Ülekandevõimsuste prognoosmetoodika täpsustamine süsteemi reguleerimisvõimekuse tagamiseks Baltikumis“,

mille juhendaja on Hannes Agabus,

1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;

1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.

2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.

3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.

_____ (kuupäev)

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Johan Felix Blumfeldt, 230626AAVM

Õppekava, peeriala: elektroenergeetika (AAVM), energiasüsteemid (6)

Juhendaja(d): energiamajanduse ekspert, Hannes Agabus, 6203763

energiaturgude analüütik, Hardi Koduvere

Lõputöö teema:

Ülekandevõimsuste prognoosmetoodika täpsustamine süsteemi reguleerimisvõimekuse tagamiseks Baltikumis

Increasing the accuracy of transfer capacity forecasting methodology to ensure system regulatory capability in the Baltics

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Reservide hankimise põhimõtetest ülevaate andmine (vajadus; regulatsioonid; regionaalne koostöö).
2. Balti reservide hankimise turu põhimõtetest ülevaate andmine (teekaart; turudisain ja võrdlus Euroopa teiste koostöödega; ülekandevõimsuste broneerimise metoodika; ülekandevõimsuste väärtuste prognoosimise meetodid).
3. Balti süsteemihaldurite ülekandevõimsuste väärtuste prognoosmetoodikast ülevaate andmine (metoodika kirjeldus ja selle täpsus).
4. Balti prognoosmetoodika analüüs ja täiendamine (piiriüleste voogude prognoosi täpsuse analüüs; hinna & koguse tundlikkuse parameetri arvutamine; prognooside täiendamine lähtuvalt tarbimisest & taastuvenergia tootmise prognoosi muutustest ning prognoosi ebatäpsuse arvestamine; välja pakutud prognoosmetoodika lahendus)

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Sissejuhatus	29.03.24
2.	Reservide hankimine	25.03.24
3.	Balti reservide hankimise turg	11.03.24
4.	Balti süsteemihaldurite ülekandevõimsuste väärtuste prognoosmetoodika	26.02.24
5.	Balti prognoosmetoodika analüüs ja täiendamine	14.02.24
6.	Järeldused	29.03.24
7.	Kokkuvõte	01.04.24

Töö keel: eesti**Lõputöö esitamise tähtaeg:** 13.05.2024a**Üliõpilane:** Johan Felix Blumfeldt /allkirjastatud digitaalselt/**Juhendaja:** Hannes Agabus /allkirjastatud digitaalselt/**Kaasjuhendaja:** Hardi Koduvere /allkirjastatud digitaalselt/**Programmijuht:** Marek Tull /allkirjastatud digitaalselt/

Kinnise kaitsmise ja/või lõputöö avalikustamise piirangu tingimused formuleeritakse pöördel

SISUKORD

EESSÖNA	9
Lühendite ja tähiste loetelu	10
1. SISSEJUHATUS	12
2. RESERVEDE HANKIMINE	14
2.1 Praktiline süsteemijuhtimine Euroopas.....	16
2.1.1 FCR.....	17
2.1.2 FRR.....	19
2.1.3 RR	20
2.2 Euroopa Liidu õigusraamistik reservede hankimisel	20
2.2.1 Elektri ülekandesüsteemi juhtimise eeskiri.....	20
2.2.2 Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri	21
2.2.3 Avariitalitluse ja elektrisüsteemi taastamise eeskiri.....	21
2.3 Reservvõimsuste hankimise taust	22
2.4 Ülekandevõimsuste broneerimise meetodid	24
3. BALTI RESERVEDE HANKIMISE TURG.....	26
3.1 Balti reserviturgude teekaart.....	26
3.2 Sagedusreservede võimsuse hankimise turu disain ja võrdlus Euroopas eksisteerivate koostöödega	29
3.2.1 Turudisain.....	30
3.2.2 Eelkvalifitseerimine	30
3.2.3 Toodete ja pakkumiste kirjeldus.....	31
3.2.4 Pakkumiste esitamine, võimsuste tellimine, kohustuslik FRR pakkumiste sisestamine ning protsesside ajastamine.....	32

3.2.5	Kokkulepped	33
3.2.6	Kohustuste üleandmine	34
3.2.7	Järelevalve.....	34
3.3	Turupõhiste ülekandevõimsuste broneerimine sagedusreservide jaoks	34
3.3.1	Ülekandevõimsuste allokeerimise meetodika.....	35
3.3.2	Maksimaalne ja optimaalne ülekandevõimsuse allokeerimine sagedusreservide jaoks	37
3.3.3	Balti sagedusreservide võimsusturu ülekandevõimsuste allokeerimise algoritm	38
3.4	Ülekandevõimsuste väärtuste prognoosmetoodika	39
3.4.1	Päev-ette ülekandevõimsuste turuhindade prognoosimise loogika.....	41
3.4.2	Hanke optimeerimise funktsioon	45
3.4.3	Balti sagedusreservide võimsuste optimeerimine hankes	47
3.5	Prognoosmetoodika täpsus	48
4.	BALTI PROGNOOSMETOODIKA ANALÜÜS JA TÄIENDAMINE	50
4.1	Piiriülestest voogude prognooside täpsuse analüüs	50
4.2	Hinnapiirkondade hinna & koguse tundlikkuse parameetri arvutamine	57
4.3	Leitud hinnatundlikkustegurid ehk tõusud	59
4.3.1	Aastapõhised tõusud	59
4.3.2	Nädalapõhised tõusud	62
4.3.3	Tunnipõhised tõusud	70
4.4	Prognooside täiendamine.....	71
4.5	Katsete tulemused ja järeldused.....	75
4.5.1	Aastapõhiste tõusude modelleerimine	75

4.5.2 Nädalapõhiste keskmiste tõusude modelleerimine	76
4.5.3 Tunnipõhiste tõusude modelleerimine	77
4.5.4 Modelleerimise järeldused	82
KOKKUVÕTE	84
SUMMARY	88
KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU	92
LISAD	95

EESSÕNA

Töö autor avaldab suurt tänu töö juhendaja Hannes Agabusile, kes aitas ladusalt leida magistritöö teema. Hannes Agabus viis töö autori kokku Elering AS-i esindaja Hardi Koduverega, kellest sai töö kaasjuhendaja. Lisaks oli suur abi Hannes Agabusi kiirest reageerimisest tagasiside andmisel ning väga vajalike soovitude jagamisest töö kirjutamisel. Ühtlasi oli Hannes Agabus töö autori motivaatoriks, sest näitas välja usku autorisse ja kvaliteetse töö valmimisse.

Suurt tänu avaldab autor töö kaasjuhendaja Hardi Koduverele, kes aitas sõnastada magistritöö teema ja määrata töös lahendatavad ülesanded koos töö ülesehitusega. Tänu töö teemaga seotud põhjalikele teadmistele ja oskuslikule selgitustööle suutis Hardi Koduvere töö autori kiirelt teemaga kurssi viia ning tema küsimustele vastata. Hardi Koduvere tagas töö jaoks vajalikud lähteandmed ning viis läbi hulgaliselt modelleerimisi, ilma milleta ei oleks saanud analüüsi teha. Lisaks aitas Hardi Koduvere teksti toimetada ja tagas ülesannete lahendamise loogilise järjekorra.

Autor tänab Elering AS-i, kus ta kaks kuud praktiliselt viibis ja magistritöö teemade uurimisega algust tegi. Kogu Elering AS-i personal oli väga abivalmi ja meeldiva suhtumisega. Autoril oli tore kohtuda Elering AS-is ka toonase õppejõu Mart Landsbergiga, kellega vestlemisest leidis autor täiendavat motivatsiooni kvaliteetse töö kirjutamiseks. Lisaks kohtus autor Elering AS-i kontoris ka varasema õppejõu Marko Tealasega, kelle doktoritöö kaitsmise jälgimine 2023. aasta kevadel innustas autorit õppetöösse suhtuma maksimaalse põhjalikkusega.

Tänu FLX Holdings OÜ toele olid töö autoril olemas kvaliteetsed vahendid ning sobiv keskkond töö kirjutamiseks. Töö autor leiab, et suureks motivatsiooniks magistritöö valmimisel oli tema kursusekaaslane Kristopher ning suureks toeks oli töö koostamise perioodil autori perekond.

Lühendite ja tähiste loetelu

ACER – *The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators* ehk Euroopa Liidu Energeetikasektorit Reguleerivate Asutuste Koostööamet

aFRR – *Automatically Activated Frequency Restoration reserve* ehk automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv

Baltic CoBA – Baltimaade koordineeritud sageduse reguleerimise ala

BSP – *Balancing Service Provider* ehk sageduse juhtimise teenusepakkuja

CCR – *Capacity Calculation Region* ehk võimsusarvutuse piirkond

CESA – Mandri-Euroopa sünkroonala

Core CCR – *Core Capacity Calculation Region* ehk Euroopa TSO-de tuumik, kuhu kuuluvad 16 TSO-d riikidest: Austria, Belgia, Horvaatia, Tšehhi, Prantsusmaa, Saksamaa, Ungari, Luksemburg, Holland, Poola, Rumeenia, Slovakkia ja Sloveenia

EBGL määrus – Euroopa Liidu Komisjoni määrus 2017/2195, 23.november 2017, millega kehtestatakse elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri

ELBAS – *Intraday Energy Trading System* ehk päevisisene energiaga kauplemise süsteem

ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operators* ehk Euroopa süsteemihaldurite ühendus

ERNC määrus – Euroopa Komisjoni määrus (EL) 2017/2196, 24. november 2017, millega kehtestatakse elektrivõrgu hädaolukorra ja taastamise eeskiri

FCR – *Frequency Containment Reserve* ehk sageduse reguleerimise reserv

LFC – *Load Frequency Control* ehk sageduse reguleerimine

LFC blokk – sageduse reguleerimise blokk

MARI – *Manually Activated Reserve Initiative* ehk manuaalselt aktiveeritavate reservide aktiveerimise platvorm

mFRR – *Manually Activated Frequency Restoration Reserve* ehk manuaalselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv

PICASSO - *Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* ehk automaatselt aktiveeritavate sagedusreservide aktiveerimise platvorm

RR - *Replacement Reserve* ehk asendusreserv

RSC - *Regional Security Coordinator* ehk talitluskindluse koordinaator

SOGL määrus - Euroopa Liidu Komisjoni määrus 2017/1485, 2. august 2017, millega kehtestatakse elektri ülekandesüsteemi käidueeskiri

TERRE - *Trans-European Replacement Reserves Exchange* ehk üleeuroopaline asendusreservide vahetamise platvorm

TSO - elektrisüsteemi haldur

1. SISSEJUHATUS

Elektrienergia suurtes kogustes salvestamine on tänapäeval energeetikasektoris oluline teema, mille arendamisesse suunatakse suurel hulgal raha ja spetsialiste. Elektrivõrkude vaates ei ole elektrienergia suurtes kogustes salvestamiseks välja töötatud piisavalt efektiivseid meetodeid, kuid üleliigset energiat ei saa lihtsalt ära kaotada, see on vaja ära tarbida. Elektrivõrkudes elektrienergia tootmise ja tarbimise vaheline tasakaal saavutatakse paljudes riikides eri laadi ja suurusega toimivate turgude abil. Sellised turud on näiteks päev-ette ja päevasisesed energiaturud, kuid eraldi on olemas ka reservide- ja reguleerimisteenuste turud. Elektrienergia tootmise ja tarbimise vaheline tasakaal tagab elektrisüsteemi sageduse püsimise normaaltalitluse vahemikes. Tähendab, et sagedus püsib kindlaksmääratud vahemikes ega esine sageduse kõikumist mis omakorda võib kaasa tuua probleeme süsteemi ühendatud seadmete töös ja seisukorras. Euroopa Liit reguleerib liidusiseseid energiaturge ning soosib juhendmaterjalide ja määruste abil selliste tasakaalustamisturgude arendamist ja rakendamist, mille abil on võimalik tagada elektrisüsteemi stabiilsus. [1]

Töö kirjutamise ajal on Balti riigid ühenduses Venemaa energiasüsteemiga ning põhivastutus Balti riikide ja Venemaa elektrisüsteemide sageduse juhtimise eest lasub Venemaal. Baltimaad on võtnud eesmärgiks ühise koostöö abil tagada kolme Balti riigi elektrisüsteemi sagedus igal ajahetkel peale Venemaa elektrisüsteemist planeeritud lahti ühendamist ning sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonalaga (CESA). CESA-ga liitumine on ette nähtud toimuma 2025. aasta algul ning selleks hetkeks peavad Balti riigid olema suuteliselt iseseisvalt enda süsteemis sagedust reguleerima ja hoidma. Elektrisüsteemis sageduse reguleerimiseks ja aktiivvõimsuse juhtimiseks on vaja Balti riikidel hankida ja tagada sellised reservid, mida oleks võimalik vajadusel rakendada.

Magistritöö valmimine lähtus Eesti põhivõrgu halduri Elering AS-i pikaajalise varustuskindluse ja energiajulgeoleku tagamiseks seatud eesmärgist ühendada Balti riikide energiaturud ülejäänud Euroopaga ehk Balti riikide elektrisüsteemi lahti ühendamine Venemaa omast. Magistritöö teema otsimise ajal väljendas Elering AS vajadust täiendavalt uurida planeeritaval sagedusreservide turul rakendatava ülekandevõimsuste väärtuste prognoosimise meetodikat. Töö autori jaoks oli tegu teise magistritöö kirjutamisega ning väljakutse ja tööprotsess olid põnevad ja töömahukad. Balti energiajulgeolekut arvesse võttes oli töö autori jaoks magistritöö teema väga oluline ning erakordne võimalus tegeleda Balti süsteemihaldurite jaoks vajaliku teemaga, mida varem ei olnud põhjalikult uuritud. Teema uurimiseks asus autor Elering AS-i praktikale, kus algas põhjalik koostöö energiaturgude analüütiku Hardi Koduvere juhtimisel.

Magistritöö eesmärk oli anda ülevaade sagedusreservide hankimise põhimõtetest nii Baltikumis kui ka mujal Euroopas, seejuures kirjeldada Euroopa Liidu eeskirju, mis loovad reservide hankimiseks õigusraamistiku ning selgitada reservide hankimise vajalikkust ja selle seost ülekandevõimsuste broneerimisega. Töös keskenduti 2025. aastal rakendatava Balti sagedusreservide turu ülesehituse selgitamisele ning reservide jagamiseks mõeldud ülekandevõimsuste broneerimise meetodika ja ülekandevõimsuste väärtuste prognoosmetoodikate kirjeldamisele. Töös selgitati ülekandevõimsuste väärtuste prognoosmetoodika täpsuse hindamise põhimõtteid ning viidi läbi põhjalik Balti prognoosmetoodika täpsuse analüüs. Analüüsimiseks kasutati reaalseid elektrituru andmeid, modelleeriti prognoose 2023. aasta kohta pea kahekümnel korral erinevate sisendandmetega, et leida mooduseid prognoosi täpsustamiseks. Analüüsimisel kasutati programme MS Excel ja Python, viimase kasutamise põhilised aspektid õppis töö autor töö käigus eesmärgiga teha mahukat analüüsi efektiivsemalt. Analüüsi järel kirjeldati järeldusi, milleni töö käigus jõuti ning anti soovitusi prognoosmetoodika täpsustamiseks tulevikus.

Balti, sagedusreservid, prognoosmetoodika, desünkroniseerimine, magistritöö

2. RESERVIDE HANKIMINE

Elektrisüsteemis olevad seadmed töötavad nimisagedusel, mis on Eestis ja Euroopas 50 Hz (Põhja-Ameerikas, Jaapanis ja osaliselt Lõuna-Ameerikas 60 Hz). Juhul kui sageduses esineb hälbeid, siis muutuvad elektrimootorite pöörlemiskiirus, masinate töörežiim, induktiiv- ja mahtuvuslikud takistused (võivad suurened kaod süsteemis). Süsteemis peab valitsema tasakaal genereeritava ja tarbitava elektrienergia vahel. Genereeritava võimsuse ülekaal tekitab sageduse tõusu ning tarbimise ülekaal sageduse langust. [2]

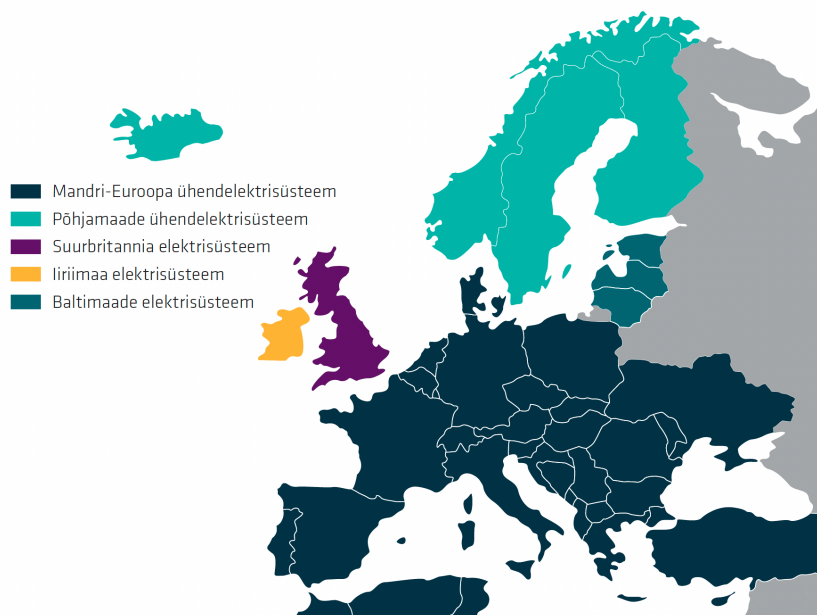
Euroopa elektrisüsteemi normaaltalitusel peab põhisageduse 10-sekundiline keskväärtus olema piirides [3]:

- 50 Hz \pm 1% (49,5...50,5 Hz) 99,5 % nädalas;
- 50 Hz -6/+4% (47...52 Hz) 100 % nädalas.

Võimalik on vaadelda ka sageduse kvaliteedi tasemeid [3]:

- 50 Hz \pm 0,5% (49,75...50,25 Hz) 100% ajast – kõrgtase;
- 50 Hz \pm 1% (49,5...50,5 Hz) 100% ajast – normaaltase.

Sagedusalaks nimetatakse regiooni, kus erinevate riikide elektrisüsteemid on omavahelises ühenduses ning töötavad samal sagedusel. Euroopa sagedusalad on jagunenud sageduse juhtimise piirkondadeks ehk LFC (*Load Frequency Control* ehk sageduse reguleerimine) blokkideks. LFC blokid jagunevad LFC aladeks ja need omakorda monitooringu aladeks. Euroopa elektrisüsteem koosneb ühendalektrisüsteemidest, mis on esitatud joonisel (Joonis 2.1). Baltimaade elektrisüsteem on sünkroonühenduses Venemaa ühendalektrisüsteemiga. 2026. aastal liitub Balti (sh. Eesti) elektrisüsteem CESA-ga ning ühendatakse lahti Venemaa elektrivõrgust. Süsteemide omavaheline kvaliteetne ühendus on võtmetähtsusega tagamaks erinevate sagedusalade ja LFC blokkide osade häirimatu töö. Vajalik on tagada füüsiliste ühenduste töökindlus ja piisav läbilaskevõime. Avariolukordade mõju minimeerimine elektri kvaliteedile on peamine eelis, mille elektrisüsteemide omavaheline ühendamine endaga kaasa toob. Eeldus elektrisüsteemide omavaheliseks ühendamiseks on vahelduvvoolu kaablite olemasolu ning eraldiseisvate süsteemide võimekus enda süsteemi piires stabiliseerimisega tegeleda. Stabiliseerimisvõimekuse puudumisel võivad avariide mõjud edasi kanduda ka naaberelektrisüsteemidesse. [4]



Joonis 2.1: Elektrosüsteemide sagedusalad Euroopas [4]

Eesti põhivõrku haldab ja opereerib riigiettevõtte Elering AS. Eesti elektrosüsteemil on kaheksa välisühendust: Soome ja Eesti vahel alalisvooluühendused Estlink 1 ja Estlink 2, Eesti ja Läti vahel kolm vahelduvvoolu ühendust, Eesti ja Venemaa vahel kolm vahelduvvoolu ühendust. Baltimaade elektrosüsteemi välisühendused moodustavad lisaks 1016 MW võimsusega Estlinkidele ka Leedu ühendused Rootsiaga võimsusega 700 MW (NordBalt) ja Poolaga võimsusega 500 MW (LitPol). Baltimaade elektrosüsteem kuulub Vene ja Valgevene elektrosüsteemide koostööorganisatsiooni BRELL, mille raames viiakse läbi süsteemi opereerimist, kuid ei toimu energiakaubandust Venemaaga. [4]

Euroopa Liidu Komisjoni määrus 2017/1485, 2. august 2017, millega kehtestatakse elektri ülekandesüsteemi käidueeskiri (SOGL määrus), kehtestab CESA-I kehtivad elektrosüsteemi sageduse kvaliteedinõuded. [5] Vastavalt määrusele on CESA kvaliteedinõuded esitatud tabelis (Tabel 2.1).

Tabel 2.1: CESA-s kehtivad elektrisüsteemi kvaliteedinäitajad

Standardne sagedusvahemik	± 50 mHz
Suurim hetkeline sagedushälve	800 mHz
Püsiseisundi suurim sagedushälve	200 mHz
Sageduse taastamise aeg	15 minutit
Häireseisundi käivitusaeg	5 minutit
Suurim minutite arv, mille kestel võib sagedus olla väljaspool standardset sagedusvahemikku	15 000

2.1 Praktiline süsteemijuhtimine Euroopas

Euroopa Liidu Komisjoni määrus 2017/2195, 23.november 2017, millega kehtestatakse elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri (EBGL määrus), reguleerib norme ja tegevusi elektrisüsteemi tasakaalu tagamiseks. [6] Elektrisüsteemi tasakaalustamise määrus kehtestab tehnilisi küsimusi, talitlust ja turgu käsitlevad eeskirjad, millega reguleeritakse elektrisüsteemi tasakaalustamisturgude toimimist. Sealhulgas sätestatakse tasakaalustamisvõimsuse hankimise, tasakaalustamisenergia käivitamise ja turuosalistega arveldamise eeskirjad. Elektrisüsteemi tasakaalustamise määruse eesmärk on Euroopa elektriülekanadesüsteemi optimaalse haldamise, kooskõlastatud talitlemise tagamine ning taastuenergia tootmise soodustamine ja tarbijatele eeliste pakkumine. Määruses on sätestatud, et on vaja rakendada ühist tasakaalustamisturgu tasakaalustamisteenustega kauplemiseks. Turul tegutsevad tasakaalustamisteenuse osutajad omavad reserve pakkuvaid üksusi või nendes koosnevaid rühmasid ning need reservid on võimelised pakkuma tasakaalustamisteenust. Teenuste alla kuuluvad tasakaalustamisenergia ja -võimsus. Tasakaalustamisteenuse osutaja tarnitavat energiat kasutab elektrisüsteemi haldur (TSO) süsteemi tasakaalustamiseks. Tasakaalustamisvõimsus on reservvõimsuse maht, mida teenuse osutaja vastavalt kokkuleppele hoiab ja mille kohta ta on nõustunud TSO-le pakkumusi tegema vastavas energia mahus ja lepingu kestuse ajal. Sageduse reguleerimise jaoks kasutatakse tooteid: FCR (*Frequency Containment Reserve* ehk sageduse reguleerimise reserv), aFRR (*Automatically Activated Frequency Restoration reserve* ehk automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv), mFRR (*Manually Activated Frequency*

Restoration Reserve ehk manuaalselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv) ja RR (Replacement Reserve ehk asendusreserv).

2.1.1 FCR

FCR ehk sageduse hoidmise reserve kasutatakse primaarreguleerimiseks. FCR on aktiivvõimsuse reservid, mida kasutatakse süsteemis sageduse hoidmiseks pärast kõrvalekallet tasakaalust. Baltikumis ei ole töö kirjutamise ajal kasutusel FCR reserve. CESA-s on FCR kasutusel ning selle aktiveerimine maksimaalsele võimsusele toimub automaatselt kuni 30-sekundi jooksul. FCR-st 30% peab asuma LFC bloki sees ning LFC blokk ei saa teisele blokile vahendada enda kohustuslikust osast üle 30%. Iga võimsusarvutusala TSO-d määravad vähemalt kord aastas sünkroonalal vajatava FCR reservvõimsuse ning iga TSO esialgse FCR kohustuse. Kohustus tähendab, et TSO peab tagama FCR hankimise ja toimimise sünkroonalal ning TSO osakaal leitakse tootmise ja tarbimise proportsioonist kogu sünkroonala tootmisest ja tarbimisest. CESA FCR vajadus on nii positiivses kui negatiivses suunas 3000 MW. Kogu CESA vajadusest (3000 MW) moodustab iga riigi kohustus konkreetse osa. Iga riigi TSO FCR kohustus kujuneb valemiga (2.1):

$$P_{TSO,t} = 3000 * \frac{G_{TSO,t-2} + L_{TSO,t-2}}{G_{CE,t-2} + L_{CE,t-2}} [MW] \quad (2.1)$$

Kus:

- 3000 MWh kogu CESA sünkroonala FCR vajadus ehk suurim FCR sündmus;
- $G_{TSO,t-2}$ toodetud energia, mis on toodetud vastava TSO vastutusalas üle-eelmisel aastal enne dimensioneerimist;
- $L_{TSO,t-2}$ tarbitud energia kogus, mis on tarbitud vastava TSO vastutusalas üle-eelmisel aastal enne dimensioneerimist;
- $G_{CE,t-2}$ toodetud energia, mis on toodetud CESA-s üle-eelmisel aastal enne dimensioneerimist;
- $L_{CE,t-2}$ tarbitud energia, mis on tarbitud CESA-s üle-eelmisel aastal enne dimensioneerimist.

Eesti FCR kogus 2021. aasta andmete põhjal on arvutatav valemiga (2.2):

$$P_{TSO,t} = 3000 * \frac{15}{6000} = 7,5 [MW] \quad (2.2)$$

Kus:

- 2021. aastal Eestis toodetud ja tarbitud elektrienergia 15 TWh (tootmine 7 TWh, tarbimine 8 TWh);
- 2021 CESA-s toodetud ja tarbitud elektrienergia 6000 MWh;
- Suurim FCR sündmus CESA-s 3000 MWh.

Läti FCR kogus 2021. aasta andmete põhjal on arvutatav valemiga (2.3):

$$P_{TSO,t} = 3000 * \frac{12,7}{6000} = 6,35 [MW] \quad (2.3)$$

Kus:

- 2021. aastal Lätis toodetud ja tarbitud elektrienergia 12,7 TWh (tootmine 5,8 TWh, tarbimine 6,9 TWh);
- 2021 CESA-s toodetud ja tarbitud elektrienergia 6000 MWh;
- Suurim FCR sündmus CESA-s 3000 MWh.

Leedu FCR kogus 2021. aasta andmete põhjal on arvutatav valemiga (2.4):

$$P_{TSO,t} = 3000 * \frac{16}{6000} = 8 [MW] \quad (2.4)$$

Kus:

- 2021. aastal Leedus toodetud ja tarbitud elektrienergia 16 TWh; (tootmine 5 TWh, tarbimine 11 TWh)
- 2021 CESA-s toodetud ja tarbitud elektrienergia 6000 MWh;
- Suurim FCR sündmus CESA-s 3000 MWh

Järeldub, et Eurostati [7] 2021. aasta andmete järgi kogu Balti LFC bloki kohustus oli kokku 21,85 MW. FCR hanke minimaalne kogus on 1 MW ning hankimine toimub aasta, nädal, päev ja tund ette.

2.1.2 FRR

FRR dimensioneerimine hõlmab aFRR ja mFRR summaarse võimsuse hindamist. Dimensioneerimise eesmärk on võrrelda üksiku suurima sündmuse või mitme eabilansi allika koosmõjul tekkivat eabilansi ja leida suurim eabilansi kogus. Sellised referentsjuhtumid on LFC bloki suurima tootmis- või tarbimisüksuse või välisühenduse väljalülitumine. Eestis on selline juhtum Estlink 2 ja Baltikumis Nordbalti väljalülitumine. FRR üles ja alla reguleerimise vajadus arvutatakse päeva peale. FRR võimsusi võib jagada teiste piirkondadega, kuid tingimusel, et vähemalt 50% allareguleerimise FRR-st ja 70% ülesreguleerimise FRR-st peab olema LFC bloki siseselt tagatud ning ülejäänud 50% või 30% puuduolevast kogusest võib hankida mõnest teisest LFC blokist. Hanke minimaalne kogus on 1 MW ning pakkumise kehtivused 15 minutit, 1 tund, 4 tundi, 1 päev või 1 nädal. Võimuste aktiveerimise jaoks näeb määrus 2017/2195 ette aFRR jaoks platvormi PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation* ehk automaatselt aktiveeritavate sagedusreservide aktiveerimise platvorm) ja mFRR jaoks platvormi MARI (*Manually Activated Reserve Initiative* ehk manuaalselt aktiveeritavate reservide aktiveerimise platvorm). [8]

aFRR ehk automaatselt aktiveeritavaid sageduse taastamise reserve (*Automatic Frequency Restoration Reserves*) kasutatakse sekundaarreguleerimiseks. aFRR on aktiivvõimsused, mida kasutatakse süsteemi nimisageduse taastamiseks. Baltikumis ei ole töö kirjutamise ajal kasutusel aFRR reserve. CESA-s on aFRR kasutusel ning selle aktiveerimine maksimaalse võimsuseni toimub automaatselt 30-sekundi kuni 5-minuti jooksul. Baltikumis jagunevad aFRR väärtused kuueks neljatunniseks osaks, kus iga perioodi kohta arvutatakse ajalooliste andmete põhjal vajalikud üles- ja alla reguleerimise väärtused.

mFRR ehk manuaalselt aktiveeritavaid sageduse taastamise reserve (*Manual Frequency Restoration Reserves*) kasutatakse samuti sekundaarreguleerimiseks. mFRR on aktiivvõimsused, mida kasutatakse süsteemi nimisageduse taastamiseks. CESA reeglitele vastavalt peab mFRR võimsus olema aktiveeritav manuaalselt või poolautomaatselt maksimaalse võimsuseni 12,5-minuti jooksul. Eestis on mFRR võimsusena võimalik kasutada Kiisa avarielektrijaama (250 MW). mFRR peab katma aFRR-st ülejääva FRR koguse ($mFRR = FRR - aFRR$) ning need arvutatakse samuti neljatunniste perioodide kaupa.

2.1.3 RR

RR ehk asendusreservid on aktiivvõimsuse reservid, mida kasutatakse sageduse taastamise reservide nõutava taseme taastamiseks või hoidmiseks, mida valmistatakse ette süsteemi muude tasakaalustamatuse olukordade jaoks (nt. tootmisreservid). Asendusreservid on CESA-s kasutusel ning nende aktiveerimine maksimaalse võimsuseni toimub manuaalselt või poolautomaatselt 30-minuti jooksul. Hankimine ja reservide aktiveerimine toimub TERRE (*Trans-European Replacement Reserves Exchange* ehk üleeuroopaline asendusreservide vahetamise platvorm) platvormi abil, mis alustas tööd 2020. aastal. [9] Balti TSO-d ei plaani asendusreserve kasutama hakata.

2.2 Euroopa Liidu õigusraamistik reservide hankimisel

Elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks on vaja vaadelda süsteemi ühe tervikuna. Selleks, et Euroopa Liidus lähtuksid süsteemihaldurid ühistest standarditest on Euroopa Liit koostanud erinevaid elektrivõrguga seotud eeskirju millest osad on seotud sageduse tagamiseks mõeldud reservide hankimisega.

2.2.1 Elektri ülekandesüsteemi juhtimise eeskiri

Elektri ülekandesüsteemi juhtimise eeskiri ehk SOGL määrus muutus kehtivaks 2017. aasta augustis. Eeskiri koosneb kolmest osast. Esimene osa käsitleb elektrisüsteemi töö- ja varustuskindluse tagamist ning süsteemiosade efektiivset rakendamist. Teine osa käsitleb talitluse operatiivset planeerimist ja kavandamist ning üleeuroopalist elektrisüsteemi koordineeritud toimimist. Teises osas on määratud rollid süsteemihalduritele ja olulistele võrgu kasutajatele, et tagada ühtsel tasemel infovahetus erinevate osapoolte vahel koos talitluse operatiivse planeerimisega. Kolmas osa käsitleb sageduse juhtimise ja reservide võrgueeskirju ning sageduse kvaliteedi tagamiseks vajalikke koordineeritud tegevusi. Sätestatud on sageduse kvaliteedi kriteeriumid, sageduse reguleerimise meetodid ning selleks vajalike reservide nõuded. [4] [5]

2.2.2 Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri

Elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri ehk EBGL määrus muutus kehtivaks 2017. aasta novembris. Euroopa Komisjoni eesmärk on määruse abil edendada elektrituru integreerimist ja tasakaalustamist EL-is ning tagada samal ajal tasakaalustamisteenuste jagamise liikmesriikide vahel kulutõhusalt ja läbipaistvalt. Määrus selgitab tasakaalustamiseks vajalike turuplatvormide (MARI, PICASSO, TERRE) loomist, et TSO-d saaksid elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks hankida ja aktiveerida reserve ühistel platvormidel. Määruses on sätestatud ka tasakaalustamisteenuste konkurentsi soodustamise tingimused kui ka protseduurid ja nõuded tasakaalustamisteenuste pakkumiseks, kasutamiseks ning protsesside haldamiseks. [6]

2.2.3 Avariitalitluse ja elektrisüsteemi taastamise eeskiri

Euroopa Komisjoni määrus (EL) 2017/2196, 24. november 2017, millega kehtestatakse elektrivõrgu hädaolukorra ja taastamise eeskiri (ERNC määrus) muutus kehtivaks 2017. aastal. Eeskiri on oluline elektrivarustuse toimimise tagamiseks kogu Euroopas. Sätestatud on elektrisüsteemi avariitalitluse protseduurid ja korrigeerivad tegevused mida on vaja järgida süsteemi kustumise või toimimise taastamise korral. Eeskiri annab juhised taastamis- ja kaitseplaanide koostamiseks, standardse infovahetuse ja tegevuste korraldamiseks elektrisüsteemi oleku üleminekul ühest seisundist teise. Määruse eesmärk on tagada elektrisüsteemi turvalisus hädaolukordades ja selle kiire taastumisvõime katkestustest või muudest häiringutest. Dokument käsitleb hädaolukordade ennetamist ja nendeks valmisolekut, hädaolukordade haldamise protsesse ja elektrivõrgu normaaltalitluse taastamise protseduure. Muuhulgas sätestab määrus liikmesriikide TSO-de kohustuse tagada piisavas koguses sageduse reservide olemasolu ja kättesaadavust hädaolukordades ning annab juhised vajalike protseduuride ja meetmete arendamiseks. [4][10]

2.3 Reservvõimsuste hankimise taust

Baltimaade elektrivõrkudes elektrienergia tootmise ja tarbimise vahelise tasakaalu hoidmise tõhustamise eesmärgil hakkas 2018. aastal toimima Baltikumi ühine reguleerimisturg. Turu jaoks kujundati ühine Baltimaade koordineeritud sageduse reguleerimise ala (Baltic CoBA). Baltic CoBA abil on Balti TSO-del võimalik süsteemi tasakaalustamise eesmärgil kolme riigi vahel vahetada võimsust, elektrienergiat ning tasaarveldada tasakaalustamatust. Peamine Baltic CoBA funktsioon seisneb manuaalselt aktiveeritavate sageduse taastamise reservide ehk mFRR vahendamisel. Baltic CoBA eesmärk on töötada välja ühised reeglid ja printsiibid kõikide sageduse juhtimisega seotud tegevuste jaoks, et oleks tagatud õiglane konkurents turuosaliste vahel. [11]

SOGL määrus reguleerib sageduse hoidmist Euroopa sünkroonlalades. Kuna Balti riigid ei ole Euroopa sünkroonlalas, siis ei kehti SOGL määruse Artikkel 2 lõike 4 mõned osad Balti TSO-dele. Näiteks ei rakendu Balti riikidele FCR ja aFRR toodetega seotud kohustused. Balti riigid on vabastatud sageduse kvaliteedi hindamise, sageduse hoidmise ning sageduse automaatse ja käsitsi taastamise kriteeriumitest. Vastavalt on Balti riigid vabastatud ka sagedus- ja asendusreservide tagamise kohustustest. Balti riigid ei osale ülejäänud Euroopaga ühistes reservide vahetamise ja jaotamise protsessides. Mõõndused Balti riikide suhtes kehtivad seni kuni nad tegutsevad eraldi sünkroonlalal. [5] Baltic CoBA talitleb iseseisvalt eraldi CESA-st kuni 2025. aasta alguseni mil peale Venemaast desünkroniseerimist ja CESA-ga liitumist kohalduvad kõik SOGL määruses kehtestatud reeglid ka kõikidele Balti riikidele. Peale CESA-ga sünkroniseerimist peavad Balti riigid tegutsema ühistel Euroopa sagedusreservide turgudel ehk vajalik on kaubelda standardsete toodetega. Balti CoBA mudel on tunnipõhine, kuid Euroopa standardsed turud on 15-minuti põhised ehk sünkroniseerimiseks on vajalik Balti LFC ploki üleminek tunnipõhisest 15-minuti põhisele arvestusele. Balti LFC ploki jaoks on vajalik välja töötada ühtne kontseptsioon ning kokku leppida reservide eelkvalifitseerimise, reservide vajaduse prognoosimise ja võimsusturu üldistes põhimõtetes. Lisaks mFRR toote muutmisele vastavaks ülejäänud Euroopaga on vaja hakata kasutama ka aFRR ja FCR tooteid ning osaleda nende jaoks mõeldud ühistel turgudel. [12]

SOGL määruse järgi peavad Balti riigid tagama reservide hankimise ja süsteemi tasakaalustamise vastavalt Euroopa Liidu põhimõtetele. Enne sünkroniseerimist CESA-ga reguleerib süsteemi tasakaalustamist Eestis Elektriturseadus. Seaduse kontekstis nimetatakse paindlikkusteenuseid ehk teenust, mis vähendab kulutõhusalt vajadust võrgu läbilaskevõimet suurendada või asendada ja võrgu koormust juhtida ning aitab võrgul toimida, kaasates elektriturule teiste hulgas taastuvatest energiaallikatest

elektrienergia tootjad, hajatootjad, tarbimiskajas osalevaid turuosalisi, energiasalvestusega tegelevaid ettevõtjaid, süsteemijuhtimiseks reservvõimsuste pakkujaid ja agregaatoreid. §66 käsitleb paindlikkusteenuseid ja sätestab, et jaotusvõrgu toimimise ja arendamise tõhustamise eesmärgil korraldab jaotusvõrguettevõtja riigihanke paindlikkusteenuste osutajate leidmiseks. §71 Lõige 9 sätestab, et paindlikkusteenuste kasutamise ja koordineerimisega seotud kulud lisatakse võrgutasule. [13]

Töö kirjutamise ajal on Balti LFC blokk ühenduses Venemaa elektrisüsteemiga, kuid elektrienergia- ega sageduse reguleerimise eesmärgil kaubandust Venemaaga ei toimu. Kuna Venemaa juhib enda elektrisüsteemi sagedust, siis tänu füüsilisele ühendusele saavad Balti riigid sellest reguleeritud sagedusest osa. Siiski ei tegele Venemaa Balti riikide eabilansi katmisega. Küll aga on Venemaa esitanud Eestile teatavad nõudmised tunnipõhiste bilansside kohta ning Eesti TSO eesmärk on lisaks CoBA nõudmistele täita ka Venemaa esitatud tingimusi.

Energiajulgeoleku tagamise eesmärgil on Baltimaade ühine eesmärk ühendada enda elektrisüsteem lahti Venemaast ning sünkroniseerida Balti elektrisüsteem CESA-ga. CESA-ga ühendamine Leedu ja Poola vaheliste ühenduste kaudu peab olema tehtud aastaks 2026. Baltimaade ja Poola jaoks prognoositavalt 1,6 miljardit eurot maksma minev projekt on märkimisväärne väljakutse. Eestis rekonstrueeritakse projekti raames 330-kilovoldiseid kõrgepingeline ning ehitatakse Püssi, Kiisa ja Viru sünkroonkompensaatorid. Investeeringute hulka kuulub ka juhtimiskeskuse IT-, juhtimis- ja seiresüsteemide uuendamine. Olulisi muudatusi on vaja teha Baltic CoBA-ga seoses, et turg vastaks sünkroniseerimise hetkeks Euroopa Liidu regulatsioonidele CESA-ga liitumiseks. Sageduse hoidmiseks on Baltimaade TSO-del plaanis turule tuua uued tooted. Sellised tooted on sageduse hoidmise reservid ja automaatne sageduse taastamise reserv. [4]

TSO-del on kohustus igal ajahetkel tagada süsteemi varustuskindlus ja bilanss ehk süsteemis valitsev tasakaal elektrienergia tootmise ja tarbimise vahel. Selle jaoks on loodud bilansihalduse protsess läbi katkematu avatud tarne ahela. Iga turuosaline saab valida enda avatud tarnija ning seeläbi on iga tootja ja tarnija mõõteandmete arvestuses bilansihalduse portfelliga alati kaetud. Bilansihalduse portfell on elektrienergia tarnelepingutest (ostu-müügilepingud tootjate, tarbijate, jaotusvõrguettevõtete ja teiste turuosaliste vahel) koosnev portfell. Avatud tarnija on selles protsessis elektri müüja või ostja, kes on ise või omab lepingut bilansihalduriga. Võrguettevõtja on samuti avatud tarnija nendele tarbijatele, kellel ei ole avatud tarne lepingut. Iga võrguettevõtja vastutab enda piirkonna mõõteandmete kogumise ja edastamise eest süsteemihaldurile

ja avatud tarnijale Andmelao ehk Estfeed platvormi abil. Tänu platvormile on võimalik jagada turvaliselt andmeid energia tootmise ja tarbimise kohta. Lisaks võimaldab platvorm jagada reaaliajajas, ajaloolisi ja tuleviku prognooside andmeid. Platvormi abil on võimalik arendada innovaatilisi juhtimissüsteeme ja energiatõhususe lahendusi. Bilansihaldur on kõrgeimal tasemel avatud tarnija, kellel on bilansileping süsteemihalduriga. Lepingu järgi ostab süsteemihaldur bilansihaldurilt või müüb talle igal kauplemisperioodil bilansi tagamiseks vajalikus koguses bilansienergiat. Kogu Eesti tarbimine ja tootmine jaguneb summaarselt bilansihaldurite vahel. Süsteemihalduri ülesandeks on igal ajahetkel tagada süsteemi bilanss ning selle jaoks on olemas reguleerimisvõimsused, et vajadusel katta eabilanss. Nende võimsuste olemasoluks sõlmib süsteemihaldur avariireservi- ja reguleerimislepingud vastavat teenust pakkuvate turuosalistega. Sellised sageduse taastamise reservvõimsused on kas käsitsi aktiveeritavad ehk mFRR või automaatselt aktiveeritavad ehk aFRR. Lisaks on olemas automaatselt aktiveeritav sageduse taastamise reserv FCR. [4]

Balti TSO-d sõlmisid 2020. aastal kokkuleppe Balti elektrisüsteemide ühise sageduse juhtimise korraldamiseks peale CESA-ga liitumist. Balti riigid peavad tagama 2025. aastaks valmisoleku enda elektrisüsteemi iseseisvaks juhtimiseks ning on vaja liituda üleeuroopalise aFRR platvormiga PICASSO ning mFRR platvormiga MARI. Balti TSO-de põhimõtete hulka kuulub ka päev-ette reservide võimsusturg, kus hangitakse iga päev järgmiseks päevaks Balti riikide jaoks ühiselt vajalik kogus FCR, aFRR ja mFRR reserve. [4]

2.4 Ülekandevõimsuste broneerimise meetodid

Euroopa Liidu Parlamendi ja Nõukogu määrus 2019/943, 5. juuni 2019, milles käsitletakse elektrienergia siseturgu sätestab artiklis 6, et reserve on vaja hankida üks päev ette. [14] EBGL määruse Artikkel 33 sätestab, et tasakaalustamisvõimsust vahetavad põhivõrguettevõtjad peavad tagama reservide jagamiseks piiriülese võimsuse kättesaadavuse. Seejuures tuleb valida sama määruse Artiklis 38 esitatud kolmest meetodist üks. Tähendab, et sagedusreservide jagamiseks on Euroopa Liit sätestanud konkreetsed reeglid ülekandevõimsuste broneerimiseks ning TSO-d peavad neid järgima. EBGL määruse Artiklites 40, 41 & 42 on kirjeldatud erinevad meetodid turupõhiste ülekandevõimsuste broneerimiseks. Artikkel 38 sätestab, et omavahelises

ühenduses olevad TSO-d saavad valida määruses kirjeldatud kolmest meetodist ühe ning rakendada sellele vastavaid protsesse ülekandevõimsuste broneerimiseks. Artikkel 40 vastab koosoptimeerimisega ülekandevõimsuste jaotamise meetodile, Artikkel 41 vastab turupõhise ülekandevõimsuste jaotamise meetodile ning Artikkel 42 vastab majandusliku tasuvuse analüüsil põhinevale ülekandevõimsuste jaotamise meetodile. [6]

Tabel 2.2: EBGL määrusele vastavad meetodid ülekandevõimsuste broneerimiseks

Artikkel	Artikkel 40	Artikkel 41	Artikkel 42
Meetod	Koosoptimeerimisega jaotamine	Turupõhine jaotamine	Majandusliku tasuvuse analüüsi põhjal jaotamine
Ülekandevõimsuste väärtuste hindamine reservide jaoks	Turuosaliste pakkumiste järgi	Turuosaliste pakkumiste järgi	Prognoosi järgi
Ülekandevõimsuste väärtuste hindamine päev-ette elektrienergia turu jaoks	Turuosaliste pakkumiste järgi	Prognoosi järgi	Prognoosi järgi

Artikkel 40-le vastavat meetodit saab rakendada ainult juhul kui kõik ühenduses olevad TSO-d seda ühiselt teevad, sest sisendandmetena on vaja kokku koguda kõikide turuosaliste pakkumised ning neid rakendada üleeuroopalises päev-ette turu algoritmis Euphemia. [15]

Artikkel 41-le vastavat meetodit plaanib rakendada Balti LFC blokk ning töö kirjutamise hetkel toimib selle meetodi järgi Nordic aFRR Capacity Market, mis hõlmab Põhjamaid. Meetodi rakendamiseks on sisendinfoks turuosaliste pakkumised ja prognoos ning sellele meetodile keskendub töö autor.

Artikkel 42-le vastava meetodi kirjelduse on koostanud Euroopa Liidu TSO-de tuumik ehk Core CCR (*Core Capacity Calculation Region*), kuhu kuuluvad 16 TSO-d ühist piiri omavatest riikidest: Austria, Belgia, Horvaatia, Tšehhi, Prantsusmaa, Saksamaa, Ungari, Luksemburg, Holland, Poola, Rumeenia, Slovakkia ja Sloveenia. Core CCR otsustas artikkel 42 rakendumisest taanduda. [16]

3. BALTI RESERVEDE HANKIMISE TURG

3.1 Balti reserviturgude teekaart

Balti riikide TSO-d AST, Litgrid ja Elering on koostöös kokku pannud Balti reserviturgude teekaardi „Baltic Balancing Roadmap“. Teekaart avalikustati 2021. aasta oktoobris ning uuendati viimati 2022. aasta oktoobris. Teekaardi abil jagavad Balti TSO-d infot tulemuste ja muudatuste kohta arendustegevustes. 2018. aasta jaanuarist kasutavad Balti TSO-d ühist mudelit (Baltic CoBA) Balti riikide elektrisüsteemide tasakaalustamiseks. Seejuures tekitati ühine Balti koordineeritud sageduse hoidmise piirkond ja sagedusreservide turg, mida kasutatakse manuaalselt aktiveeritavate sagedusreservide (mFRR) vahendamiseks. Baltikumi sagedusreservide turu viimiseks vastavusse Euroopa Liidu regulatsioonidega ning tagamaks Balti riikide TSO-de vastavuse CESA reeglitega, on vaja teha märkimisväärseid muudatusi Baltikumi sagedusreservide turu mudelis. [12]

Balti riikide TSO-dele on antud erand Euroopa ühise mFRR vahendamise platvormiga MARI liitumiseks, täpne kuupäev tuleb kohandada vastavalt naaberriikide (Põhjamaad & Poola) TSO-de MARI platvormiga liitumise järgi, kuid hiljemalt 2024. aasta esimeses kvartalis peavad Balti TSO-d sellega liituma. MARI platvormiga liitumine tähendab, et Eesti, Läti ja Leedu muutuvad eraldi kontrollitavateks sünkroonpiirkondadeks ning mFRR võimsusturuga seotud tegevused viiakse neis üle 15-minutilise kauplemisperioodi peale senise 60-minutilise asemel. MARI platvormiga liitumine muudab Eesti, Läti ja Leedu sünkroonpiirkonnad Euroopa sünkroonala osaks. Tänu sellele on tulevikus võimalik kohalikel sagedusteenuste pakkujatel osaleda Euroopa mFRR turul. Tänu turu kasvamisele tõuseb ka elektrisüsteemi stabiilsus ja turvalisus läbi naaberriikide piiriüleste võimsustega kauplemise. Lisaks mFRR teenustele hakkavad Balti TSOd kasutama ka aFRR teenuseid 15-minutilise kauplemisperioodiga. Selleks, et rakendada aFRR süsteeme Baltikumis, ühildavad TSOd sarnaselt mFRR-le enda tegevused liitumaks Euroopa aFRR platvormiga PICASSO. Sarnaselt MARI platvormile annab PICASSO võimaluse Euroopas ühisel turul kaubelda aFRR toodetega ning PICASSO-ga liitumine on Balti riikidel plaanitud 2024. aasta neljandas kvartalis. [12]

Üleminek 15-minutilisele kauplemisperioodile on vaja lõpule viia hiljemalt 2025. aasta esimeseks jaanuariks. Seejuures Balti TSOd ja ka ülejäänud Euroopa TSO-d plaanivad 15-minutilise kauplemisperioodi peale liikuda kogu päevasisesel ja päev-ette

elektriturul. Balti riigid plaanivad päevasisesel turul teha ülemineku juba varem, 2024. aasta teises pooles. [12]

Balti riigid on eraldiseisvad hinnapiirkonnad ehk sageduse reguleerimise alad, mis koos moodustavad ühise sageduse reguleerimise bloki (LFC blokk). Blokisiselt on plaanis lisaks aFRR ja mFRR toodetele võtta kasutusele ka FCR tooted. Balti TSOd on koostöös ette valmistanud Balti sageduse reguleerimise bloki kontseptsiooni kirjeldava dokumendi mis kirjeldab vajalikke tegevusi ja tehnilisi nõudeid, et tagada nõuetele vastav Balti LFC bloki ja sagedusreservide turu ülesehitus. Dokumendis on kirjeldatud: reservide pakkujatele esitatavad nõuded, võimsuste dimensioneerimise ja edastamise meetod, võimsuste jagamise ja kauplemise printsiibid, võimsusturu hankeprotsessid ning võimsuste aktiveerimise protsessid. Selleks, et tagada valmisolek CESA-ga liitumiseks, peab Balti LFC blokk olema loodud 2024. aasta lõpuks ning toimima hetkel mil CESA-ga liitumine toimub 2025. aastal. [12]

Balti TSO-d on koostöös avaldanud Balti LFC bloki FRR dimensioneerimise prognoosi perioodiks 2024-2031, et kirjeldada arvutuskäigu meetodit ja selle rakendamist. Balti LFC bloki jaoks vajalike reservide hinnangulised vajalikud kogused on: 36 MW FCR-i, 811 MW üles ja 702 MW alla reguleeritavat FRR-i. Seejuures on vaja, et 134 MW FRR võimsustest moodustab aFRR. Täpsed reservide kogused, mida on vaja iga päev tagada, sõltuvad päev-ette arvutuskäigust ja võivad erineda eelmainitud arvudest vastavalt elektrisüsteemis esinevatele tingimustele. [12]

Balti LFC bloki sagedusreservide võimsusturg on mõeldud reservide (FCR, aFRR, mFRR) ühiseks hankimiseks. Selleks, et Balti sagedusreservide võimsusturul kaubelda, peab võimsuse pakkuja läbima eelkvalifikatsiooni. Balti TSO-d on kehtestanud ühised eelkvalifitseerimise tingimused, mis läbisid ka avaliku konsultatsiooni ning kinnitati 2022. aasta aprillis. Balti TSO-d plaanivad esialgse prognoositava koguse FRR võimsust hankega tagada 2025. aasta esimeseks kvartaliks, mil hakkab toimima Balti sagedusreservide turg. Lõplik FRR võimsuse vajalik kogus hangitakse Balti sünkroonala FRR arvutamise meetodi järgi, mis avalikustati avalikuks konsultatsiooniks 2023. aasta märtsis. Balti TSO-d on edastanud Balti regulaatoradministratsioonidele kinnitamiseks ühise Balti sagedusreservide võimsusturu ettepaneku, mis avalikustatakse peale regulaatorite kinnitust. Ettepanekus on kirjeldatud sagedusreservide ühise hankimise ja piiriüleste ülekandevõimsuste allokeerimise meetoodika, et tagada turuosalistele võimalus osaleda ühisel Balti võimsusturul. Kirjeldatud meetoodika järgi märkimisväärne osa Balti riikide vahel olevatest ülekandevõimsustest on võimalik allokeerida piiriüleste sagedusreservide ülekandmise eesmärgil. Seejuures on vaja ülekandevõimsuste allokeerimisel tagada turul sotsiaalmajanduslik heaolu ehk ülekandevõimsuste

allokeerimist suurendatakse olukorras kus ülekandevõimsustel on päev-ette turul väiksem sotsiaalmajanduslik kasu. Esiolgu allokeeritakse ülekandevõimsusi Balti TSOde võimsusturu meetodi järgi, kuid 2026. aasta esimeses pooles peab kasutusele võtma üleeuroopalise võimsusturu meetodi. Balti TSOd alustasid turuosaliste eelkvalifitseerimise protsessi 2023. aastast. [12]

2021. aastal Balti TSOde läbi viidud uuring sagedusreservide kohta viitab võimalikule reservvõimsuste puudujäägile ja ebakindlusele mis on seotud CESA-ga sünkroniseerimisest tingitud uute elektrisüsteemi tingimustega. [17] Tagamaks varustuskindluse ja Balti elektrisüsteemi turvalisuse ning tõhusa toimimise kasutavad Balti TSOd sagedusreserve regulaatorite nõusolekul ajutise meetmena Balti TSOde infrastruktuuri. Sellised üksused on Eestis Kiisa avarielektrijaam, Lätis ja Leedus aku salvestussüsteemid. Neid üksusi kasutatakse eesmärgiga katta osa vajalikest sagedusreservide pakkumisest. Kiisa avarielektrijaam saab pakkuda üles reguleeritavat mFRR võimsust, aku salvestussüsteemid Lätis ja Leedus saavad pakkuda FCR ja aFRR võimsust. Siiski umbes 80% vajalikest reservidest on vaja katta turuosaliste abiga: vähemalt 50% FCR, 65% üles reguleeritavat FRR ja 90% alla reguleeritavat FRR võimsust. Regulaatorite nõusolekul võivad Balti TSOd kasutada enda infrastruktuuri ka olukorras kus võimsuste hankimise algoritm ei suuda tagada piisavas koguses vajalikke reservvõimsusi. Selline olukord võib tekkida juhul kui turuosalised ei ole sisestanud piisavas koguses pakkumisi. Seejuures ei tohi need tagavaravõimsused mõjutada sagedusreservvõimsuste marginaalhinda ning neid kasutatakse ainult viimase abinõuna. Nende reservide kasutamist kontrollivad regulaatorid ning Balti TSOde hinnangul on nende reservide kasutamine kriitilise tähtsusega, et tagada elektrisüsteemi turvalisus ja efektiivsus uue Balti võimsusturu opereerimisel. Kohe kui ilmneb, et turg suudab ilma eelnimetatud reservideta tagada piisavas koguses reguleerimisvõimekust, eemaldatakse need reservid järk-järgult turult. Neid reserve on võimalik kasutada kolme aasta vältel hetkest mil Eesti, Läti ja Leedu on liitunud CESA-ga. Varustuskindluse tagamise eesmärgil on võimalik Euroopa Komisjonil pikendada esialgset kolmeaastast perioodi maksimaalselt viie aasta võrra. Selleks, et võimsuste aktiveerimisel oleks võimsusturu hinnale võimalikult väike mõju, töötatakse välja hinnastamise meetodika, mis ootab regulaatorite poolt kinnitamist. [12]

3.2 Sagedusreservide võimsuse hankimise turu disain ja võrdlus Euroopas eksisteerivate koostöödega

Selleks, et kolmes Balti riigis oleks igal ajahetkel tagatud piisavas koguses sagedusreserve, näevad Balti CCR-i (*Capacity Calculation Region* ehk võimsusarvutuse piirkond) süsteemihaldurid (Elering, Fingrid, AST, Litgrid, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Svenska kraftnät) ette ühist sagedusreservide turgu ning see peab hakkama toimima 2026. aasta jaanuarist. [12]

Ühise turu eesmärk on kolme Balti riigi ühine sagedusreservide hankimine ja nende jagamine kolme riigi vahel. Turgu rakendatakse, et tagada piisavas koguses FRR ja FCR võimsust igal ajahetkel. Seejuures võetakse arvesse Baltikumi väliseid HVDC (*high voltage direct current* – kõrgepingeline alalisvool) ühendusi mis oma suuruse tõttu on määrava tähtsusega ning nende järgi kujutatakse referentsjuhtumeid Eestis ja Leedus. Referentsjuhtumid on riigi suurima ülekandevõimsuse katkemine, milleks Eestis on Soomega ühendatud 650 MW Estlink 2 alalisvoolukaabel ja Leedus Rootsiga ühendatud 700 MW Nordbalt alalisvoolukaabel. FRR ka FCR vajaduste dimensioneerimine toimub vastavalt eesmärgile tagada süsteemi sagedus referentsjuhtumi tekkimisel. [18]

Balti süsteemihaldurid on koostanud ettepaneku Balti sagedusreservide turu kohta kooskõlas määrustega: 2017/2195 (elektrivõrgu sagedus), Euroopa Komitee määrust 2017/1485 (02.08.2017), Euroopa Komitee määrust 2015/1222 (24.07.2015), Euroopa Parlamendi määrust 2019/943 (05.06.2019). 2017/1485 määrus reguleerib elektrivõrguga opereerimist, määrus 2019/943 reguleerib ülekandevõimsuste allokeerimist ja pudelikaeladega toimetulekut ning määrus 2015/1222 reguleerib elektriturgu. Koostatud ettepanek seab reeglid sagedusreservide hankimiseks, aktiveerimiseks ja turuosalistega arveldamiseks. Lisaks sätestab ettepanek kohustuse arendada piiriüleste ülekandevõimsuste allokeerimise meetodika sagedusreservide pakutavate võimsuste edastamiseks. Määrus 2017/2195 sätestab, et Balti TSO-d peaksid hindama olemasolevaid ülekandevõimsusi ning FCR jaoks ei tohiks ülekandevõimsusi allokeerida. Balti TSO-d peavad hankima aFRR, mFRR ja FCR võimsusi efektiivselt tagades maksimaalse sagedusreservide võimsusturu ja prognoositud päevette turu sotsiaalmajandusliku kasu. Vajalikud reservid on vaja Balti TSO-del hankida peale CESA-ga liitumist tuginedes vajalikele kogustele, mis on esitatud Balti sünkroonala sageduse juhtimise kokkuleppes. Selleks, et tagada turuosalistele võrdsed võimalused lepivad Balti TSO-d kokku tehnilistes nõuetes ja eelkvalifitseerimise tingimustes. Lõplik kohustus eelkvalifitseerimise tingimuste kehtestamiseks lasub igal Balti TSO-l ning TSO-d on kokku leppinud, et järgivad riiklikke eelkvalifitseerimise printsiipe ja tingimusi. [18]

3.2.1 Turudisain

Turupiirkond on Eesti, Läti ja Leedu pakkumispiirkonnad. Balti TSO-d peavad allokeerima piiriüleseid ülekandevõimsusi, et tagada aFRR ja mFRR võimsuste jagamine ja vahetamine. Ühine hankimine on planeeritud TSO-TSO mudeli põhiselt kus hangitakse võimsusi ühise oksjoni kaudu kus Balti TSO-d koguvad kokku kõik BSP-de (*Balancing Service Provider* ehk sageduse juhtimise teenusepakkuja) tehtud pakkumised iga riigi elektrivõrgu jaoks. Iga BSP peab sõlmima lepingu selle riigi TSO-ga kus BSP teenuseid pakub. Oksjonid korraldatakse järgmistele toodetele:

- FCR võimsuste oksjonid
- FRR võimsuste oksjonid koos piiriüleste ülekandevõimsuste allokeerimisega FRR jagamise ja vahetamise jaoks
 - aFRR võimsused sageduse üles reguleerimiseks;
 - aFRR võimsused sageduse alla reguleerimiseks;
 - mFRR võimsused sageduse üles reguleerimiseks;
 - mFRR võimsused sageduse alla reguleerimiseks.

Oksjonid korraldatakse päev-ette ajaraami kohta. Oksjonil hangitakse võimsusi ajavahemike kohta, mis on samad päev-ette turuga ehk alates 2025. aastast 15-minutilised perioodid. Ülekandevõimsused allokeeritakse ja FRR võimsused hangitakse üks päev ette terve päeva kohta Kesk-Euroopa ajavööndi järgi. Oksjonil rakendavad Balti TSO-d ka sagedusreservide võimsuste optimeerimise funktsiooni. Iga aFRR ja mFRR võimsuspakkumine peab vastama aFRR ja mFRR toodete tingimustele, mis on sätestatud riiklikes regulatsioonides. mFRR pakkumised peavad olema otse aktiveeritavad pakkumised. Turupõhiste võimsuste allokeerimiseks rakendatakse meetodikat, mis tagab aFRR ja mFRR võimsuste võimaliku jagamise ja edastamise Balti TSO-de vahel. [18]

3.2.2 Eelkvalifitseerimine

Riigi TSO on kohustatud korraldama selle riigi elektrivõrguga ühendatud BSP eelkvalifitseerimise, et tagada teenusepakkuja nõuetele vastavus. Eelkvalifitseerimise käigus kontrollitakse tehnilist võimekust ja teenusepakkuja vastavust kehtivatele nõuetele ning protsess kestab 4 kuud. Eelkvalifitseerimise osad on [19]:

- Kasvuhoonegaaside heitmepiirangu järgimise kontroll;

- Reservvõimsuse olemasolu või projekti realiseeritavuse kontroll;
- Olemasolevate võimsuste käivitamise testid.

Eelkvalifitseerimise käigus on vajalik esitada järgmised dokumendid:

- Seadmete kirjeldus:
 - Seadme(te) kogumiku tehniline kirjeldus;
 - Minimaalne ja maksimaalne pakutav võimsus;
 - Minimaalne aeg käivitamiseks erinevates situatsioonides;
 - Maksimaalne tundide arv maksimaalsel võimsusel töötamisel;
 - Muu info.
- Kasvuhoonegaaside heitmepiirangute täitmise arvutus, kirjeldus ja dokumentatsioon;
- Finantstagatise tõend;
- Tarbimise juhtimise korral portfelli koosseisu kuuluvate mõõtepunktide summaarse tarbimise matemaatiline mudel, mis võimaldab kontrollida tarbimise juhtimise aktiveerimist reservvõimsusena;
- Juhul kui pakkuja pole seadmete omanik, vastavad volitused nende rakendamise kohta.

2024. aasta märtsis eelkvalifitseeris vastavalt Euroopa Liidu nõuetele Elering AS esimese mFRR pakkujana Eesti ettevõtte Utilitas AS-i. Kaugküttevõrguga ühendatud elektrikatel saab reguleerimisturul pakkuda 7-megavatist üles ja alla reguleerimist vastavalt katla sisse- või väljalülitamisega. Selleks, et elektrikatel mFRR turule pääseks, kasutatakse bilansi- ja portfelli haldusteenust pakkuva ettevõtte platvormi. [20]

3.2.3 Toodete ja pakkumiste kirjeldus

FCR pakkumise samm ja minimaalne suurus peab olema 1 MW. BSPd võivad sisestada jagunevaid, mittejagunevaid või osaliselt jagunevaid pakkumisi vastavalt eelkvalifitseerimisele. Maksimaalne pakkumise suurus on vastavuses BSP eelkvalifitseerimisele. Reserve asukoht peab sisaldama pakkumispiirkonda ja reserve pakkujat koos reserve pakkuvat kindlaksmääratud üksust või nende gruppi. Hinnaühik peab olema 0,01 EUR/MWh ning hind peab olema nulliga võrdne või nullist suurem. Maksimaalne hinnapiir on võrdne maksimaalse pakkumise suuruse väärtusega päev-ette turul [EUR/MWh]. Pakkumine peab kehtima konkreetse ajaraami kohta ehk 15 minutit. Järjestikuste ajaraamide kohta tehtud sama suure võimsuse ja hinnaga pakkumised saab summeerida üheks ning sellised pakkumised saab kas täielikult

aktsepteerida või tagasi lükata ehk osaline aktsepteerimine ei ole võimalik. Pakkumised peavad olema FCR teenuste osutamiseks tarneperioodi vältel täielikult kättesaadavad. [8]

mFRR ja aFRR pakkumiste samm ja minimaalne suurus peab olema 1 MW. BSPd võivad sisestada jagunevaid, mittejagunevaid või osaliselt jagunevaid pakkumisi vastavalt eelkvalifitseerimisele. Maksimaalne pakkumise suurus on vastavuses BSP eelkvalifitseerimisele. Hinnaühik peab olema 0,01 EUR/MWh ning hind peab olema nulliga võrdne või nullist suurem. Maksimaalne hinnapiir on võrdne maksimaalse pakkumise suuruse väärtusega päev-ette turul [EUR/MWh]. Pakkumine peab kehtima konkreetse ajaraami kohta ehk 15 minutit. Järjestikuste ajaraamide kohta tehtud sama suure võimsuse ja hinnaga pakkumised saab summeerida üheks ning sellised pakkumised saab kas täielikult aktsepteerida või tagasi lükata ehk osaline aktsepteerimine ei ole võimalik. Sama ajaraami kohta on võimalik teha mitu pakkumist ning needki seotakse üheks pakkumiseks mida on võimalik kas täielikult aktsepteerida või täielikult tagasi lükata. Selliseid seotud pakkumisi saab kasutada aFRR ja mFRR erisuunaliste pakkumiste sidumisel. Välistavad pakkumised on pakkumiskõvera moodustavad üksikud pakkumised. Pakkumiskõvera moodustavatest pakkumistest saab valida ajaraami kohta ainult ühe pakkumise. Välistavate pakkumiste sidumine aFRR ja MFRR võimsuspakkumiste jaoks pole lubatud. Pakkumiskõverad võivad koosneda summeeritud või seotud pakkumistest ning kokku on võimalik kõverana sisestada 10 gruppi pakkumisi. Samade tehniliste piirangutega (üksuse maksimaalne tööaeg ja minimaalne puhkeaeg) pakkumised saab grupeerida üheks pakkumiseks mida saab kombineerida seotud ja välistavate pakkumistega. Reserve asukoht peab sisaldama pakkumispiirkonda ja reserve pakkuvat kindlaksmääratud üksust või nende gruppi. Aktsepteeritud FRR pakkumised peavad olema täielikult kättesaadavad aktiveerimiseks terve tarneperioodi vältel. Seotud FRR võimsuspakkumised peavad tagama pakutud FRR võimsuse saadavuse olenemata eelnenud 15-minutilistel perioodidel toimunud aktiveerimistest. [8]

3.2.4 Pakkumiste esitamine, võimsuste tellimine, kohustuslik FRR pakkumiste sisestamine ning protsesside ajastamine

FCR hankimise protsess algab TSO-de poolt 14 päeva enne tarnepäeva kell 00.00 (EET). Pakkumiste esitamise tähtaeg on hankepäevale eelneval päeval kell 7.30 (EET). FCR pakkumine peab sisaldama teavet: maksimaalne ja minimaalne pakkumise võimsus

[MW], hind [EUR/MWh], ajaühik ja pakkumispiirkond, mille kohta pakkumine on tehtud ja pakkuja andmed.

Balti TSO-d avalikustavad FCR hanke tulemused ja edastavad BSP-dele tellimused hiljemalt kell 8:00 (EET), sisaldades järgmist teavet: tellimuse maht [MW], hind [EUR/MWh], ajaühik ja pakkuja andmed.

aFRR ja mFRR hankimiseks on pakkumiste sisestamise tähtaeg hankepäevale eelneval päeval kell 9.00 (EET). aFRR ja mFRR pakkumised peavad sisaldama teavet: maksimaalne ja minimaalne pakkumise võimsus [MW], hind [EUR/MWh], ajaühik ja pakkumispiirkond, mille kohta pakkumine on tehtud ja pakkuja andmed.

Balti TSO-d avalikustavad FRR hanke tulemused ja edastavad BSP-dele mFRR ja aFRR võimsuste tellimused hiljemalt kell 10:00 (EET), sisaldades järgmist teavet: tellimuse maht [MW], hind [EUR/MWh], ajaühik ja pakkuja andmed.

BSP-del on võimalus värskendada pakkumiste infot enne kohustuste üleandmise tähtaja sulgemist, sh tellimuse mahtu ja pakkuja andmeid. Tellimused võivad olla jaotatud mitmeks eraldi tellimuseks, kuid kogu tellimuse maht peab olema tagatud. Esiolgsed kohustavad FRR energiapakkumised peavad olema esitatud turule hiljemalt järgmiseks päevaks kell 16.30 (EET). Lõplikud kohustavad FRR energiapakkumised peavad olema esitatud ajaakna sulgumise hetkeks. [8]

3.2.5 Kokkulepped

TSO ja BSP vaheline kokkulepe sätestab, et sagedusreservide võimsuse hind peab põhinema marginaalhinnal (pay-as-cleared) printsiibil. Mitte ülekoormatud pakkumispiirkondades on sagedusreservide võimsuse hind võrdne. Ülekoormatud ehk pudelikaela kaudu importivas pakkumispiirkonnas peab hind olema suurim kahest hinnast: kõige kallim pakkumispiirkonnas aktsepteeritud sagedusreservi võimsuspakkumise hind, eksportiva pakkumispiirkonna sagedusreservide võimsuse hind. Sagedusreservide võimsuse väärtus on võrdne võimsuse mahu ja võimsuse hinna korrutisega. Summeeritud pakkumised ei pea tingimata määrama sagedusreservide võimsuste marginaalhinda, kuid need pakkumised võivad marginaalhinda tõsta, et katta kogu pakkumise kulu. [8]

TSO-de vaheline kokulepe sätestab, et sagedusreservide hankimise kulud jagatakse vastavalt eelnevalt määratud kulude jagamise põhimõttele, mis on arvutatud vastavalt saadaolevate võimsuste ja iga pakkumispirkonna kohta dimensioneeritud kogustele.[8]

3.2.6 Kohustuste üleandmine

Iga BSP võib enda kohustusi pakkumispirkonna piires üle anda järgmistel tingimustel [8]:

- Kohustusi vastuvõttev BSP on läbinud kvalifitseerimise protsessi ning kogu pakutav võimsus ei ole suurem vastuvõetavatest võimsustest;
- Mõlemad BSP-d annavad kohustuste üleandmise kohta TSO-le infot enne ajaakna sulgumist. Ajaaken sulgub 60 minutit enne iga 15-minutilist tarneperioodi.

3.2.7 Järelevalve

Balti TSO-d peavad jälgima BSP-de vastavust turureeglitele. Juhul kui BSP ei järgi sätestatud reegleid, peavad Balti TSO-d rakendama sanktsioone (trahv või kvalifikatsiooni peatamine). Minimaalselt peavad Balti TSO-d jälgima: iga BSP kogu pakutud võimsuste summat vastavalt võimsusturul osalemiseks nõutava pakutava mahuga, iga BSP kogu tellitud võimsuste summat vastavalt võimsusturul osalemiseks nõutava tellitava mahuga, võimsuste kättesaadavus nende utiliseerimiseks mõeldud perioodil, energiaturul pakkumiste kogumist vastavalt tellitud võimsustele. [8]

3.3 Turupõhiste ülekandevõimsuste broneerimine sagedusreservide jaoks

Turupõhiste ülekandevõimsuste väärtuste broneerimise kohta saab ülevaate Balti TSO-de koostatud dokumendist „Methodology for the market-based allocation process of

cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Baltic CCR" [21] ja selle kohta koostatud selgitavast dokumendist. [22]

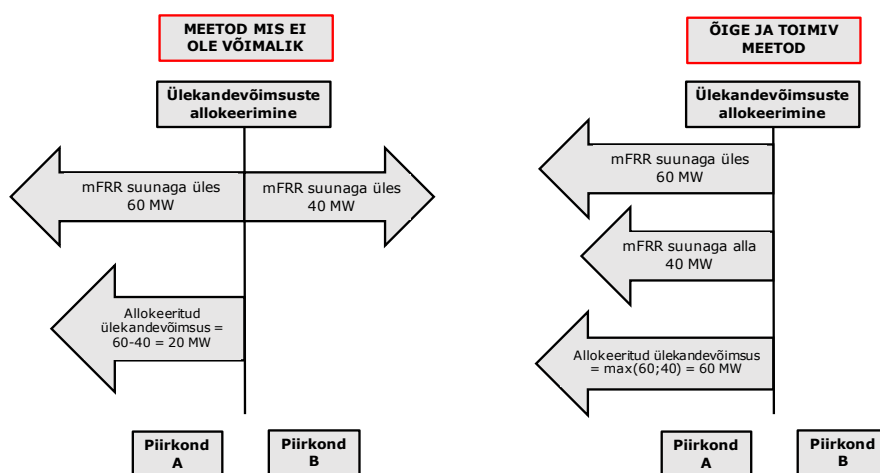
Balti CCR-i TSO-d plaanivad võimsusi üksteisega jagada ning selleks on plaanis arendada ühised reeglid ja protsessid võimsuste jagamiseks ja hankimiseks. Selleks, et jagada riikidevaheliselt reserve, on vaja kasutada riikidevahelisi ülekandevõimsusi. Balti CCR-i TSO-d on koostanud ettepaneku, kuidas allokeerida piiriüleseid ülekandevõimsusi tuginedes turupõhisele allokeerimise protsessile. See ettepanek kirjeldabki turupõhiste ülekandevõimsuste väärtuste broneerimise meetodi detaile, mille eesmärk on optimeerides maksimeerida sagedusreservide hankimisest ja jagamisest tekkivat sotsiaalmajanduslikku kasu. Hinnastamise meetod, kindel turukord ja võimsuste jagamiseks allokeeritud ülekandevõimsustelt teenitud tulu jagamine tagab võrdse kohtlemise energiavahetuseks allokeeritud ülekandevõimsustega. Allokeerimise meetodiga on võimalik efektiivselt broneerida osa päev-ette turul kasutatavast ülekandevõimsusest sagedusreservide ülekandmiseks. Kahe ühenduses oleva pakkumistsooni vahel oleva ülekandevõimsuse turuväärtus arvutatakse viimaste päev-ette elektrienergia hindade järgi. Sagedusreservide jagamiseks vajaminevate ülekandevõimsuste väärtused arvutatakse optimeerimisprotsessi käigus ja moodustub reaalsete sagedusreservide võimsuspakkumiste järgi, mis on sisestatud reguleerimisteenuse pakkujate poolt.

Erinevalt Põhjamaadest kus kasutatakse lihtsat referentspäeva meetodit plaanivad Balti TSO-d rakendada referentspäeva meetodit kombineerituna pakkumistsooni põhise juhitava tootmise hinnatundlikkusparameetriga (siin töös: tõus) mis võimaldab prognoosi korrigeerida kui midagi muutub seoses ülekandevõimsustega.

3.3.1 Ülekandevõimsuste allokeerimise meetodika

Sagedusreservide jaoks allokeeritud ülekandevõimsuste tasaarveldamine ei ole võimalik üles ja alla reguleeritavate sagedusreservide võimsuspakkumiste ja üldiste sagedusreservide pakkumiste (erinevad sagedusreservide tooted) vahel. Näiteks kui on allokeeritud ülekandevõimsust üles reguleeriva mFRR jaoks piirkonnast A piirkonda B ja samuti on allokeeritud ülekandevõimsust alla reguleeriva mFRR jaoks piirkonnast B piirkonda A, siis kokkuvõttes allokeeritud ülekandevõimsus piirkondade A ja B vahel on samas suunas. Arvestades, et Balti LFC blokk tegeleb ühise elektrisüsteemi sageduse juhtimisega, siis ei aktiveerita samaaegselt üles ja alla reguleerimiseks mõeldud tooteid.

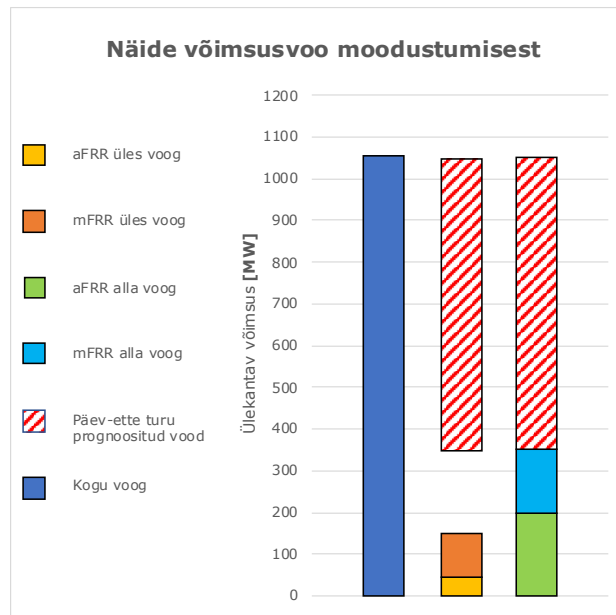
Sellest tulenevalt ei ole vaja allokeerida ülekandevõimsusi mõlema toote jaoks. Juhul kui on vaja allokeerida ülekandevõimsust üles ja alla reguleerivate võimsuste jaoks, siis allokeeritakse ainult suurema võimsuse järgi. Selliselt on tagatud efektiivne ülekandevõimsuste kasutamine. Võrdlus ülekandevõimsuste vale allokeerimise ehk tasaarveldamise ja õige allokeerimismeetodi kohta on esitatud joonisel (Joonis 3.1). [22]



Joonis 3.1: Ülekandevõimsuste väär ja korrektne allokeerimine

Olenemata asjaolust, et üles ja alla reguleeritavate võimsuste jaoks on võimalik teataval määral kasutada samu ülekandevõimsusi, siis tuleb vahet teha samasuunalistel mFRR ja aFRR võimsustel ning need tuleb alati summeerida kumulatiivselt. [22]

Joonisel (Joonis 3.2) on näidatud, kuidas suhestuvad ühes kauplemisperioodis omavahel aFRR ja mFRR toodete vood ning päev-ette turu prognoositud voog. Näites on kasutatud aFRR võimsust suunaga üles 50 MW, mFRR võimsust suunaga üles 100 MW ning nende summa on 150 MW. Summa on väiksem kui aFRR (200 MW) ja mFRR (150 MW) suunaga alla võimsuste summa 350 MW. See tähendab, et allokeeritakse sagedusreservide võimsuste järgi 350 MW ülekandevõimsust ning päev-ette turu jaoks prognoositud 700 MW ülekandevõimsust. Kokku on allokeeritud 1050 MW ülekandevõimsust. [22]



Joonis 3.2: Ülekantava võimsusvoo moodustumise näide

3.3.2 Maksimaalne ja optimaalne ülekandevõimsuse allokeerimine sagedusreservide jaoks

ACER-i (*The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators* ehk Euroopa Liidu Energeetikasektorit Reguleerivate Asutuste Koostööamet) loodud sagedusreservide võimsuste ülekandmise meetodil on piirangud ülekandevõimsuste maksimaalse allokeerimise kohta. Ülekandevõimsustest on allokeeritavad normaalolukorras kuni 20% ja puudujäägi korral kuni 50%. Balti TSO-de hinnangul on vaja võimaldada allokeerimiseks rohkem kui 50%, et vältida sagedusreservide võimsuste puudujäägi olukorda. Määramaks maksimaalset võimalikku ja optimaalset allokeeritava ülekandevõimsuste piirmäärasid, tellisid Balti TSO-d uuringu, mis tuvastas, et alla 50% piirmääraga allokeerides esineb Baltikumis tihti võimsuse puudujäägi olukordi. Järeldati, et on vajalik võimaldada suurema piirmääraga allokeerimist. Lisaks uuriti Eesti-Läti & Läti-Leedu ülekandevõimsuste allokeerimise mõju naaberriikide elektrisüsteemidele (Rootsi, Roome, Poola). Selgus, et negatiivset mõju naaberriikide süsteemidele ei teki, kogu süsteemi kulud ja päev-ette turu elektrienergia hind jäävad stabiilseks. Täheldati suuri mõjusid Balti riikidele kui allokeeritakse väikestes kogustes Eesti-Läti & Läti-Leedu ülekandevõimsusi sagedusreservide jaoks, päev-ette turu kulud kasvavad. Tuginedes uuringu tulemustele pakuti välja, et sagedusreservide jaoks allokeeritav optimaalne ülekandevõimsus tavaolukorras on kuni 50% ning erand- ehk puudujäägi olukorras kuni 70%. Uuringus

tuvastati, et sagedusreservide võimsusvood ei konkureeri päev-ette elektrituru hindadega olukorras kus sagedusreservide võimsusvood on vastupidises suunas võrreldes prognoositud päev-ette turu võimsusvoogudega. Balti TSO-d kaaluvad tulevikus allokeerimise meetodika muutmist selliselt, et see arvestaks ka prognoositud päev-ette turu võimsusvoogude suunaga ülekandevõimsuste allokeerimispiirangute määramisel. Eesmärk on võimaldada kirjeldatud olukorras allokeerida rohkem kui 70% (80-90%) ülekandevõimsustest. [22]

3.3.3 Balti sagedusreservide võimsusturu ülekandevõimsuste allokeerimise algoritm

Ülekandevõimsuste allokeerimine sagedusreservide ja päev-ette turu elektrienergia jaoks toimub algoritmiga. Seejuures alla ja üles reguleeritavaid pakkumisi ei aktiveerita kunagi korraga ja ülekandevõimsused peavad olema allokeeritud mõlema protsessi jaoks, kuid arvesse võetakse ainult suuremat, mille järgi allokeeritakse ülekandevõimsust. Algoritm arvestab allokeerimisel valemide (3.1) ja (3.2). [22]

$$V_{a \rightarrow b}^{DAM} + CZC_{a \rightarrow b}^{aFRR+} + CZC_{a \rightarrow b}^{mFRR+} \leq NTC_{a \rightarrow b} \quad (3.1)$$

$$V_{a \rightarrow b}^{DAM} + CZC_{a \rightarrow b}^{aFRR-} + CZC_{a \rightarrow b}^{mFRR-} \leq NTC_{a \rightarrow b} \quad (3.2)$$

Kus:

- $V_{a \rightarrow b}^{DAM}$ – päev-ette turu piirkonna a ja b vaheline elektrienergia ülekande voog;
- $CZC_{a \rightarrow b}^{aFRR+}$ – piirkonna a ja b vaheline üles reguleeriv aFRR ülekande voog;
- $CZC_{a \rightarrow b}^{aFRR-}$ – piirkonna a ja b vaheline alla reguleeriv aFRR ülekande voog;
- $CZC_{a \rightarrow b}^{mFRR+}$ – piirkonna a ja b vaheline üles reguleeriv mFRR ülekande voog;
- $CZC_{a \rightarrow b}^{mFRR-}$ – piirkonna a ja b vaheline alla reguleeriv mFRR ülekande voog;
- $NTC_{a \rightarrow b}$ – piirkonna a ja b vaheline saadaolev maksimaalne ülekandevõimsus.

Selleks, et elektrisüsteem oleks tasakaalus, on vaja, et bilanss oleks võrdne nulliga. Iga pakkumispirkonna jaoks arvutatakse päev-ette bilanss valemiga (3.3):

$$NP_{FC,a} + \Delta V_{da,a} + V_{\rightarrow a} - V_{a \rightarrow} = 0 \quad (3.3)$$

Kus:

- $NP_{FC,a}$ – referentspäeva järgi prognoositud netopositsioon pakkumispirkonnas a;
- $\Delta V_{da,a}$ – päev-ette turuhinnast tingitud netopositsiooni korrigeerimine pakkumispirkonnas a;
- $V_{\rightarrow a}$ – pakkumispirkonna a prognoositav elektrienergia import;
- $V_{a\rightarrow}$ – pakkumispirkonna a prognoositav elektrienergia eksport.

Sagedusreservide võimsuste bilanss arvutatakse valemiga (3.4). Kuna kogu sagedusreservide võimsus on Baltikumis ühiselt jagatav, siis ei ole valemis sagedusreservide eksportimise komponenti.

$$\sum_i (bidvolume_i * selected_i) + V_{\rightarrow a}^{BC} \geq D_a^{BC} \quad (3.4)$$

Kus:

- $bidvolume_i$ – pakkumise i maht;
- $selected_i$ – väärtus mis määrab kas pakkumise i aktsepteeriti või mitte;
- $V_{\rightarrow a}^{BC}$ – kogu imporditav sagedusreservide võimsus piirkonnas a;
- D_a^{BC} – toote jaoks vajalik sagedusreservide võimsus piirkonnas a.

Tulenevalt võimalusest reserve piirkondade vahel jagada, tuleb arvestada, et piirkonda imporditud sagedusreservi võimsust ei saa eksportida tagasi piirkonda, kust see imporditi ning see reegel kehtib algoritmis valemiga (3.5). [22]

$$V_{a\rightarrow b}^{BC} \leq \sum_i (bidvolume_i * selected_i) + V_{\rightarrow a}^{BC} - V_{b\rightarrow a}^{BC} \quad (3.5)$$

Kus:

- $V_{a\rightarrow b}^{BC}$ – piirkondade a ja b vahel ülekantavad sagedusreservide võimsused;
- $\sum_i (bidvolume_i * selected_i)$ – aktsepteeritud pakkumiste mahtude summa;
- $V_{\rightarrow a}^{BC}$ – kogu imporditav sagedusreservide võimsus piirkonnas a;
- $V_{b\rightarrow a}^{BC}$ – kogu sagedusreservide võimsus mida imporditakse piirkonda a piirkonnast b.

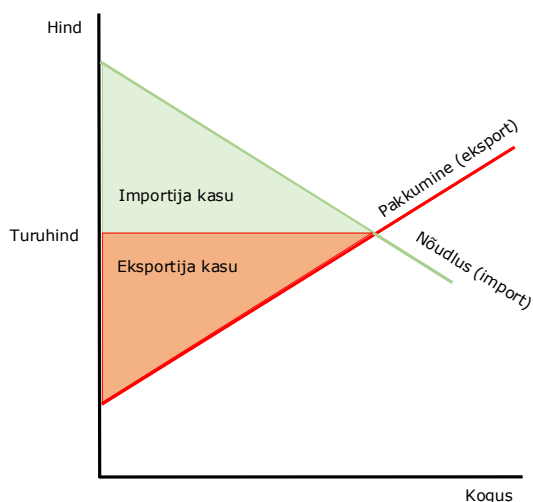
3.4 Ülekandevõimsuste väärtuste prognoosmetoodika

Balti riikide sagedusreservide vajadus on võrdlemisi mahukas ning vaja on ülesreguleeritavat FRR võimsust 1800 MW ja alla reguleeritavat 1500 MW. Neid võimsusi

on plaanis hakata hankima kolme riigi koostöös, sest olemasolevate ja 2026. aastaks planeeritavate elektritootmisüksustega ei oleks võimalik vajalikke reserve tagada. Koostöö kolme riigi vahel annab võimaluse reserve jagada, mis langetab üles- ja alla reguleeritava FRR võimsuse vajaduse 710 MW-ni. Sellises mahus reservidega on võimalik Baltikumis katta kõige suurema mõjuga N-1 olukord, milleks on Balti LFC blokis Nordbalti alalisvoolukaabli väljalülitumine. Nordbalt on Leedu ja Rootsi vaheline alalisvoolu merekaabel, mille läbilaskevõime on 700 MW. Selleks, et kolmele riigile tagada vajalik mahus sagedusreserve on vaja tugineda piiriülestele energiaülekande võimsustele. [22]

Ülekandevõimsuste allokeerimise meetodi rakendamiseks on vaja võrrelda sagedusreservide jagamiseks kasutatavaid reaalseid ülekandevõimsuste väärtuseid ja elektrienergia ülekandmiseks prognoositud ülekandevõimsuste turuväärtuseid. Päev-ette turg kujuneb prognoosimeetodi põhjal, reservide võimsusturg kujuneb konkreetsete pakkumiste põhjal. Päev-ette turu prognoos tekib Balti TSO-de koostatud kirjeldava dokumendi järgi. Eesmärk on ülekandevõimsuste väärtuste prognoosimisel tagada maksimaalne sotsiaalmajanduslik kasu ning selleks on loodud hanke optimeerimise funktsioon. [22]

Sotsiaalmajanduslik kasu tähendab pakkuja ja tarbija turult saadud kasu. Tarbija kasu on turuhinna ja tarbija pakutud (hind mida tarbija on valmis maksta) maksimaalse hinna erinevus. Pakkuja kasu on tema marginaalkulu ja turult teenitava tulu erinevus. Nõudluse sirge väljendab tarbija võimekust tasuda energia eest ning pakkumise sirge väljendab tootjate reaalseid marginaalkulusid. Kui tarbija maksab turuhinda ning pakkuja müüb turuhinnaga, siis saab kirjeldada sotsiaalmajanduslikku kasu joonisega (Joonis 3.3). [23]



Joonis 3.3: Pakkumise ja nõudluse vahel tekkiv sotsiaalmajanduslik kasu

3.4.1 Päev-ette ülekandevõimsuste turuhindade prognoosimise loogika

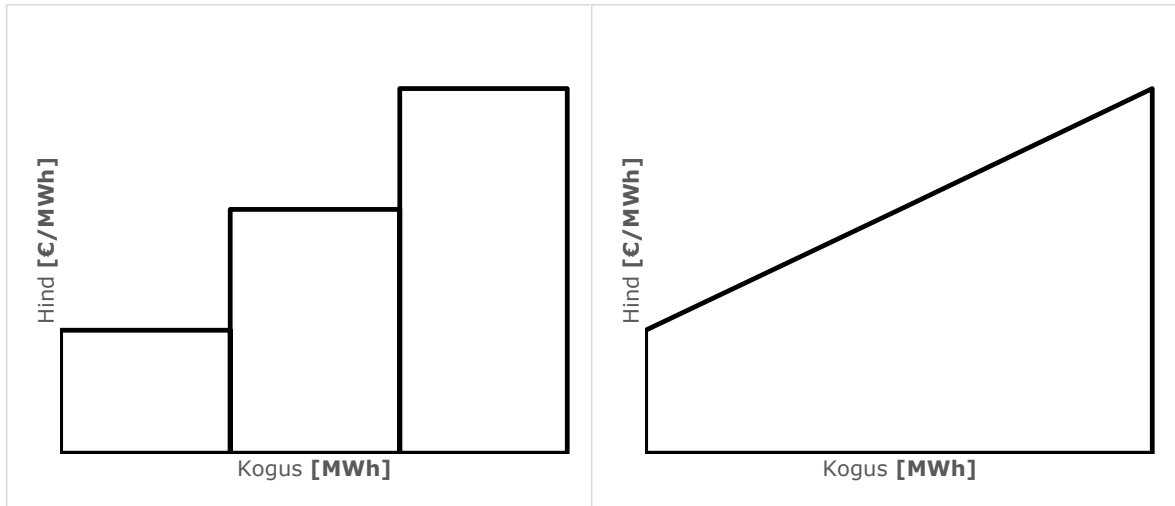
Kuna Balti TSO-d näevad ette vajadust allokeerida suure osakaaluga ülekandevõimsusi elektrisüsteemi sageduse tagamise eesmärgil, siis ei ole otstarbekas kasutada lihtsat referentspäeva meetodit, sest suured muutused ülekandevõimsuste allokeerimisel võivad avaldada tugevat mõju ülekandevõimsuste väärtusele. Lihtne referentspäeva meetod ei suuda arvestada selliseid muutusi. Seetõttu on vaja päev-ette turgu prognoosida veelgi täpsemalt. Päev-ette turu sotsiaalmajanduslik kasu on arvutatav pakkumispiirkonnas valemiga (3.6). [22]

$$WF = \sum_i q_{d,i} * p_{d,i} - \sum_i q_{s,i} * p_{s,i} \quad (3.6)$$

Kus:

- i – aktsepteeritud nõudluse ja pakkumise kogused;
- $q_{d,i}$ – nõutav kogus;
- $p_{d,i}$ – nõutava koguse hind;
- $q_{s,i}$ – pakutav kogus;
- $p_{s,i}$ – pakutava koguse hind.

Väärtus võtab arvesse infot pakkumiste koguste suuruse ja koguste kohta, kuid see info ei ole teada ajal mil toimub sagedusreservide jaoks ülekandevõimsuste allokeerimine. On vaja rakendada lihtsustatud lähenemist. Lihtsustada on võimalik kui individuaalsed pakkumised asendatakse pideva pakkumiskõveraga, mis määrab pakkumise ja nõudluse väärtused ja hinnataseme. Näide lihtsustamise tulemusest on esitatud joonisel (Joonis 3.4). [22]



Joonis 3.4: Näide pakkumiskõvera lihtsustamisest

Lihtsustatud variandiga luuakse suhe pakkumistsooni tarnijate pakkumiskoguse ja selle hinna vahel ning seda suhet nimetatakse tootmise hinnatundlikkuseks. Seda on võimalik arvutada pakkumispiirkonna a kohta keskmiste väärtuste kaudu valemiga (3.7):

$$\alpha_a = \frac{\Delta p_a}{\Delta q_a} \quad (3.7)$$

Tootmise hinnatundlikkus α_a annab võimaluse prognoosida päev-ette turuhinna muutumist (Δp_a) lähtudes tootmismahu muutumisest (Δq_a) valemiga (3.8):

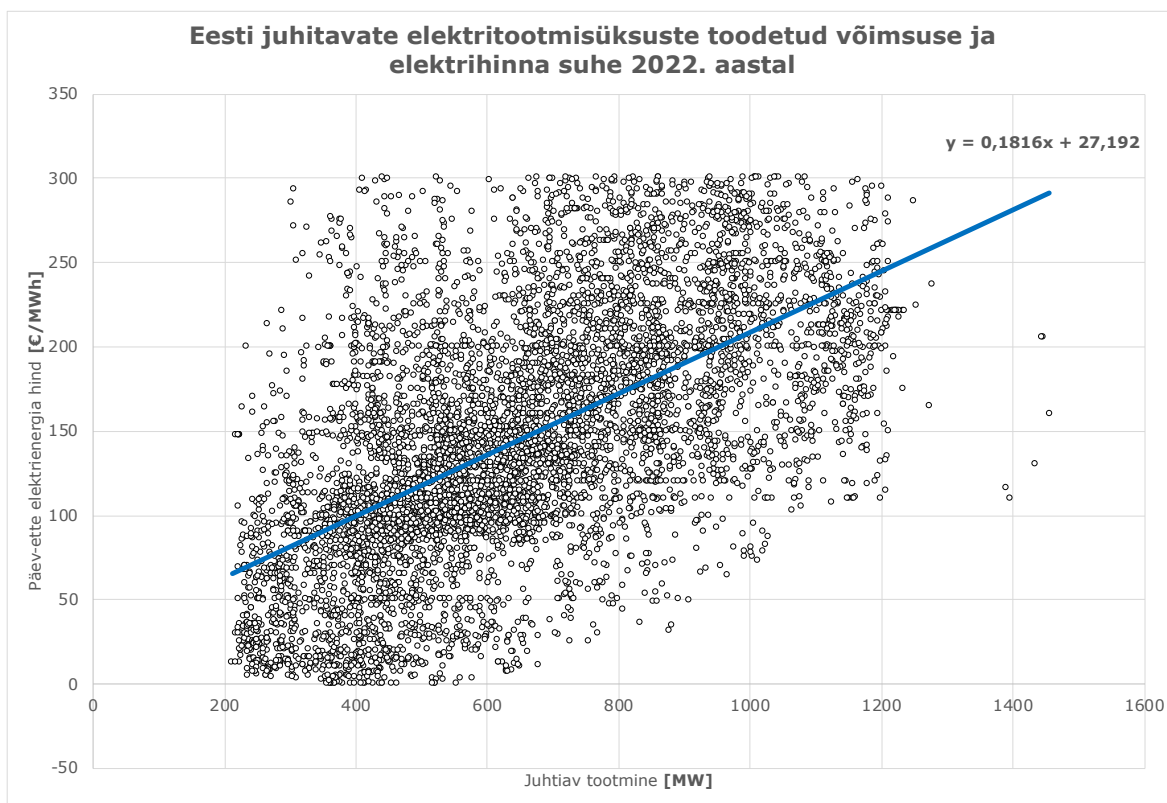
$$\Delta p_a = \Delta q_a * \alpha_a \quad (3.8)$$

Käesolevas töös nimetatakse tootmise hinnatundlikkust α_a ka tõusuks (määratakse käesolevas töös hiljem trendijoone tõusu kaudu). Tänu tootmise hinnatundlikkuse näitajale α_a on võimalik ligikaudselt hinnata hinna ja tootmismahude suhet konkreetses pakkumispiirkonnas. Seeläbi saab võrrelda kahe kõrvuti asuva pakkumispiirkonna turuhindu. Näiteks piirkonna A ja B vahel peaks prognoosi järgi toimuma suunaga A-st B-sse elektrienergia ülekande võimsusega 200 MW. Piirkonnas A on elektrienergia hind 40 €/MWh ning piirkonnas B 50 €/MWh. Piirkonnas A on tootmise hinnatundlikkus $\alpha = 0,04$ €/MW ning piirkonnas B $\alpha = 0,08$ €/MW. Realiseerub olukord, kus tegelik elektrienergia ülekande maht on prognoosist 50 MW võrra väiksem ehk 150 MW. Sellisel juhul kujuneb piirkonnas A elektrienergia hinnaks 38 €/MWh ($40 - \alpha * 50 = 40 - 0,04 * 50 = 38$) ja piirkonnas B kujuneb hinnaks 54 €/MWh ($50 + \alpha * 50 = 50 + 0,08 * 50 = 54$). [22]

Tootmise hinnatundlikkuse näitaja α_a on vaja leida pikema perioodi statistika alusel, sest puuduvad täpsed pakkumiskõverad iga pakkumistsooni kohta. Selleks kasutatakse ajaloolisi päev-ette turuhindu ja juhitavate tootmisüksuste tootmismahude konkreetses

pakkumispiirkonnas. Vaadeldava perioodi hinnad ja tootismahud lisatakse punkt pilvena joonisele. Lisatakse andmestikule trendijoon ning määratakse trendijooone tõus, mis ongi juhitava tootmise hinnatundlikkuse näitaja α_a . Näide Eesti 2022. aasta tootmise hinnatundlikkuse leidmise kohta on esitatud joonisel (Joonis 3.5). Esitatud on trendijooone valem, milles tundmatu liikme kordaja näitab tõusu ehk väärtust $\alpha_a = 2,84$. Hinnatundlikkuse näitaja leitakse ainult juhitava tootmise kohta (näiteks põlevkivi- ja gaasielektri jaamad), sest juhitamatu tootmise (näiteks tuule- ja päikeseelektri jaamad) tootmiskulud on võrdsed nulliga ning taastuenergia ei reageeri positiivse hinna puhul relevantset. Juhitavatel tootmisüksustel on erinevad tootmiskulud ning valitseb loogilisem seos elektrienergia hinna ja tootmiskoguse vahel. Taastuenergia tootmiskaht reageerib üldiselt siis kui hind on negatiivne.

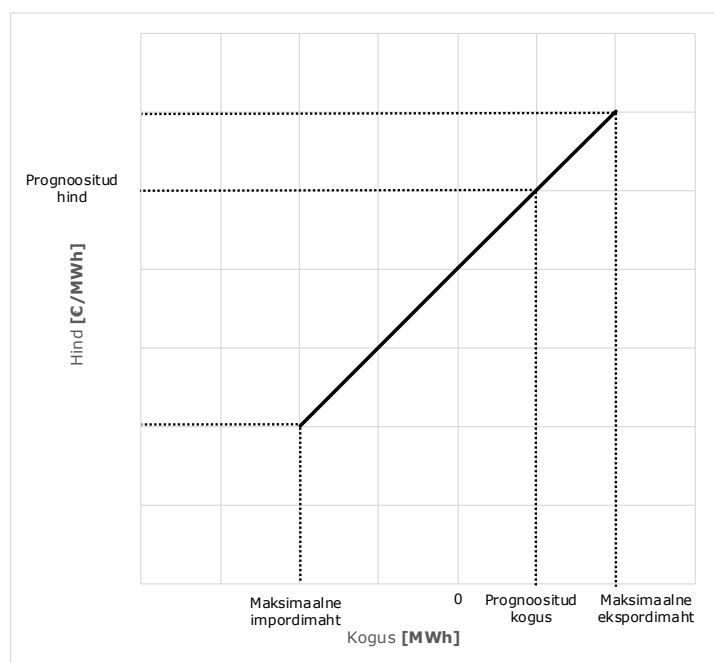
Käesoleva töö eesmärk on täpsustada prognoosmetoodikat hinnatundlikkusteguri kaudu. Nimelt ei ole prognoosmetoodikas kirjeldatud, kuidas leida tegurit α_a ning töö autor rakendab erinevaid meetodeid teguri määramiseks. Autor analüüsib ja võrdleb erinevate α_a väärtuste mõju prognoosi täpsusele.



Joonis 3.5: Eesti juhittavate elektritootmisüksuste toodetud võimsuse ja elektrienergia hind 2022. aastal

Täpse hinna leidmiseks tuleb prognoosis arvestada saadaolevate ülekandevõimsuste mahtudega ehk kui palju on võimalik konkreetses piirkonnas elektrienergiat importida ja eksportida. Kuna ülekandevõimsuse moodustavad kaablid ja liinid ei pruugi olla igal

ajahetkel saadaval planeeritud ja planeerimata katkestuste tõttu, siis võivad saadaoleval ülekandevõimsused erineda erinevatel ajahetkedel. Joonisel (Joonis 3.6) on lihtsustatud graafiline näide, kus on arvestatud maksimaalse saadaolevate imporditavate ja eksporditavate ülekandevõimsustega. Järeldub, et prognoositud positsiooni suurus ja päev-ette hind saavad muutuda harmooniliselt. Näiteks kui ühe piirkonna ekspordivoogu piirata, siis selle tulemusel päev-ette hind langeb. Päev-ette hind peale positsiooni muutumist pakkumispirkonnas on arvutatav valemiga (3.9). [22]



Joonis 3.6: Lihtsustatud näide saadaolevate ülekandevõimsustega

$$MCP_{1,a}^{DAM} = MCP_{0,a}^{DAM} + \alpha_a^{DAM} * V_a \quad (3.9)$$

Kus:

- DAM – päev-ette turg;
- a – pakkumispirkond a;
- α_a^{DAM} – päev-ette turu tootmise hinnatundlikkuse tegur pakkumispirkonnas a;
- $MCP_{0,a}^{DAM}$ – referentspäeva meetodil prognoositud päev-ette turuhind pakkumispirkonnas a;
- $MCP_{1,a}^{DAM}$ – eeldatav päev-ette turuhind peale netopositsiooni muutumist pakkumispirkonnas a;
- V_a – netopositsiooni muutus võrreldes prognoositud väärtusega pakkumispirkonnas a.

Prognoositud päev-ette turu sotsiaalmajanduslik kasu arvutatakse valemiga (3.10):

$$C^{DAM} = \sum_i q_{s,i} * p_{s,i} \quad (3.10)$$

Kus:

- $q_{s,i}$ – aktsepteeritud pakkumised;
- $p_{s,i}$ – aktsepteeritud pakkumiste hind.

Juhul kui peaks muutuma turuhind, siis on võimalik arvutada selle muutuse mõju turu sotsiaalmajanduslikule kasule valemiga (3.11):

$$\Delta C^{DAM} = \Delta V_a \frac{MCP_{0,a}^{DAM} + MCP_{1,a}^{DAM}}{2} \quad (3.11)$$

Uus turuhind on arvutatav tootmise hinnatundlikkusteguriga valemiga (3.12):

$$MCP_{1,a}^{DAM} = MCP_{0,a}^{DAM} + \alpha_a^{DAM} * \Delta V_a \quad (3.12)$$

Seejärel saab kinnitatud turumahtude, prognoositud turuhinna ja tootmise hinnatundlikkuse teguri kaudu arvutada päev-ette turu sotsiaalmajandusliku kasu muutuse valemiga (3.13):

$$\Delta C^{DAM} = \frac{\Delta V_a * (2MCP_{0,a}^{DAM} + \alpha_a^{DAM} * \Delta V_a)}{2} \quad (3.13)$$

3.4.2 Hanke optimeerimise funktsioon

Valemitest järeldub, et hanke optimeerimiseks võrreldakse päev-ette turu prognoositud sotsiaalmajanduslikku kasu ja reaalselt sagedusreservide võimsusturu sotsiaalmajanduslikku kasu. Seega saab hanke optimeerimise funktsiooni esitada valemiga (3.14):

$$F_{obj} = C^{DAM} + C^{BC} \quad (3.14)$$

Kus:

- C^{DAM} – prognoositud päev-ette turu sotsiaalmajanduslik kasu;
- C^{BC} – sagedusreservide võimsusturu sotsiaalmajanduslik kasu, mis on arvutatav valemiga (3.15):

$$C^{BC} = \sum_i (bidcost_i * bidvolume_i * selected_i) \quad (3.15)$$

Kus:

- $bidcost_i$ – pakkumise i hind;
- $bidvolume_i$ – pakkumise i maht;
- $selected_i$ – väärtus mis määrab kas pakkumine i aktsepteeriti või mitte.

Kombineerides valemid (3.13), (3.14) & (3.15), kujuneb lõplik hanke optimeerimise funktsioon valemina (3.16):

$$F_{obj} = \sum_a \left[\frac{\Delta V_{da,a} * (2MCP_{0,a} + \alpha_a * \Delta V_{da,a})}{2} \right] + \sum_i (bidcost_i * bidvolume_i * selected_i) \quad (3.16)$$

Kus:

- $\Delta V_{da,a}$ – pakkumispirkonna a prognoositava netopositsiooni muutus;
- $MCP_{0,a}$ – pakkumispirkonna a prognoositud päev-ette turuhind;
- α_a – pakkumispirkonna a päev-ette tootmise hinnatundlikkustegur;
- $bidcost_i$ – pakkumise i hind;
- $bidvolume_i$ – pakkumise i maht;
- $selected_i$ – väärtus mis määrab kas pakkumine i aktsepteeriti või mitte.

Selleks, et hanke käigus leida kõige optimaalsem piiriüleste ülekandevõimsuste jagunemine päev-ette elektrituru ja sagedusreservide võimsusturu vahel, saab algoritm muuta valemities järgmiseid näitajaid:

- $selected_i$ – väärtus määrab milliseid sagedusreservide võimsuspakkumisi algoritm valima peab, et tagada minimaalsed kulud;
- $\Delta V_{da,a}$ – väärtus määrab kui palju pakkumispirkonnas muutub netopositsiooni väärtus, mis määrab lõpliku turuhinna pakkumispirkonnas;
- Elektrienergia ülekandmiseks või sagedusreservidele ja reservide jagamiseks allokeeritud ülekandevõimsused.

Kuna funktsioonis on olemas ainult sotsiaalmajandusliku kasu kulude osad, siis F_{obj} väärtust on vaja optimeerimisel minimeerida, et leida kõrgeima turu kasuga lahendus. [22]

3.4.3 Balti sagedusreservide võimsuste optimeerimine hankes

Eelnevalt kirjeldatud sagedusreservide võimsuste hankimise algoritm koosneb prognoositud päev-ette turu kulust ja reaalsest sagedusreservide turu kulust. Algoritmile kehtivad ka matemaatilised piirangud. [22]

FCR optimeerimise algoritmi sisendandmed on:

- ühendatud TSO-de kõik FCR võimsuspakkumised;
- iga pakkumispirkonna FCR reservide vajadus;
- pakkumispirkonnas saadaolevate tagavara reservide võimsus.

Esimese sammuna algoritm leiab aktsepteeritavad BSP pakkumised, et tagada Balti sünkroonala sageduse juhtimise võimekus. Teise sammuna algoritm määrab turuhinna. Juhul kui esimese sammuna leitakse, et kõikide Balti TSO-de reservide vajadused on kaetud, loetakse algoritmi tulemused lõplikeks. Kui esimese sammuna tuvastatakse, et mõne TSO reservide vajadused ei ole kaetud, siis optimeerib funktsioon kasutades pakutud võimsusi kui ka tagavara võimsusi. Seejuures tagavara võimsustel (nagu näiteks Kiisa AEJ) on alati sama väärtus mis kõrgeimal oksjonil aktsepteeritud pakkumisel ning see ei tõsta ühegi piirkonna marginaalhinda. Otsus kasutatavate võimsuste kohta on lõplik ning optimeerimisel liigutakse teise sammu juurde ehk leitakse sagedusreservide võimsuse hind. [8]

FRR optimeerimise algoritmi sisendandmeteks on:

- ühendatud TSO-de kõik FRR võimsuspakkumised;
- iga pakkumispirkonna kogu FRR reservide vajadus;
- iga pakkumispirkonna minimaalne aFRR reservide vajadus;
- kogu Balti sünkroonala minimaalne aFRR reservide vajadus;
- Balti sünkroonalas saadaolevate FRR reservide võimsus;
- pakkumispirkonna FRR nõudluse vähendamise ressursid;
- piiriülesed saadaolevad ja FRR jaoks allokeeritavad ülekandevõimsused;
- kogu piiriüleste ülekandemahtude saadavus iga pakkumispirkonna piiridel FRR jagamiseks ja edastamiseks;
- prognoositud allokeeritavate ülekandevõimsuste päev-ette turuväärtus igas pakkumispirkonnas.

Esimese sammuna proovib algoritm allokeerida ülekandevõimsuseid ja valida BSP-de pakkumistest edukad pakkumised, et tagada Balti sünkroonala reservide vajadused. Teise sammuna määrab algoritm turuhinna. Juhul kui esimese sammu optimeerimisel on kõikide TSO-de reservide vajadus tagatud oksjonil pakutud ja nõudlust vähendavate

ressurssidega, loetakse funktsiooni väärtused lõplikeks. Kui ilmneb, et mõne TSO reserve vajadused ei ole kaetud, siis algoritm teeb optimeerimise uuesti kuid arvestades suuremate piiriüleste ülekandevõimsustega ning kui kõikide TSO-de vajadused on kaetud, loetakse leitud väärtuseid lõplikeks. Juhul kui ikkagi ei ole mõne TSO reserve vajadused kaetud optimeerib algoritm uuesti, kuid võtab arvesse ka TSO-de enda tagavara võimsusi (nagu näiteks Kiisa AEJ). Seejuures nende tagavara võimsuste hind on võrdne oksjonil valituks osutunud pakkumiste kõrgeima hinnaga. Seejärel on leitud allokeeritavate ülekandevõimsuste ja aktsepteeritud pakkumiste väärtused ning liigutakse teise sammuni ehk määratakse hind sagedusreserve võimsustele. [8]

3.5 Prognoosmetoodika täpsus

Ülekandevõimsuste hanke optimeerimise funktsioon (3.14) sisaldab prognoosi päev-ette turu kohta ja reaalseid turupakkumisi sagedusreserve võimsusturu kohta. Prognoositav osa valemist kujuneb matemaatilise arvutuse ja selle jaoks vajaliku sisendi kaudu. Päev-ette turu prognoosvalemi (3.13) sisenditeks on:

- α_a^{DAM} – päev-ette turu tootmise hinnatundlikkuse tegur pakkumispirkonnas a;
- $MCP_{0,a}^{DAM}$ – referentspäeva meetodil prognoositud päev-ette turuhind pakkumispirkonnas a;
- V_a – netopositsiooni muutus võrreldes prognoositud väärtusega pakkumispirkonnas a.

Balti TSO-d on otsustanud, et nad ei rakenda lihtsalt referentspäeva ($MCP_{0,a}^{DAM}$) meetodit vaid täiendavad seda hinnatundlikkusteguriga α_a^{DAM} . Lihtne referentspäeva meetod mida rakendab näiteks NORDIC tugineb eelmise ehk referentspäeva turuhinnale, mille võtab aluseks järgmise päeva turuhinna määramisel. Seejuures eelmise päeva tunni hind võetakse aluseks järgmise päeva sama tunni jaoks. [23]

Korrutades referentspäeva meetodil leitud hinda teguriga α_a^{DAM} , on võimalik prognoosi tulemusi täpsustada saadaolevate juhitavate tootmisüksuste hinnatundlikkusega.

Hinnatundlikkustegur α_a^{DAM} on vaja leida varasema turustatistika alusel, kuid prognoosmetoodika kirjelduses ei ole konkreetselt määratletud kui pika perioodi jaoks α_a^{DAM} on mõistlik määrata. Pole selgitatud kas määrata üks α_a^{DAM} kogu aasta, teatud kuude või näiteks iga tunni kohta eraldi. α_a^{DAM} määramise meetod on vaja TSO-del endil

välja töötada ning rakendada. Pole selge, kuidas erinevate perioodide α_a^{DAM} väärtused prognoosi täpsust mõjutavad ning seda on vaja uurida.

Prognoosmetoodika täpsus seisneb selles, et turuhinnad prognoositakse iga piirkonna jaoks ning võrreldakse prognoositud ja realiseerunud turuhindade erinevust. Mida väiksem on erinevus perioodiks prognoositud ja samal perioodil realiseerunud turuhindade erinevus, seda täpsemaks võib pidada prognoosmetoodikat. Erinevused prognoositud ja realiseerunud hindade vahel on leitavad valemiga (3.17):

$$\Delta MCP = MCP_{R,a} - MCP_{1,a}^{DAM} \quad (3.17)$$

Kus:

$MCP_{1,a}^{DAM} = MCP_{0,a}^{DAM} + \alpha_a^{DAM} * V_a$ – eeldatav päev-ette turuhind piirkonnas a;

$MCP_{R,a}$ – realiseerunud turuhind samal perioodil piirkonnas a.

Prognoosmetoodika eesmärk on, et erinevus prognoosi ja reaalse olukorra vahel puuduks ning see on väljendatav valemiga (3.18):

$$\Delta MCP = 0 \quad (3.18)$$

4. BALTI PROGNOOSMETOODIKA ANALÜÜS JA TÄIENDAMINE

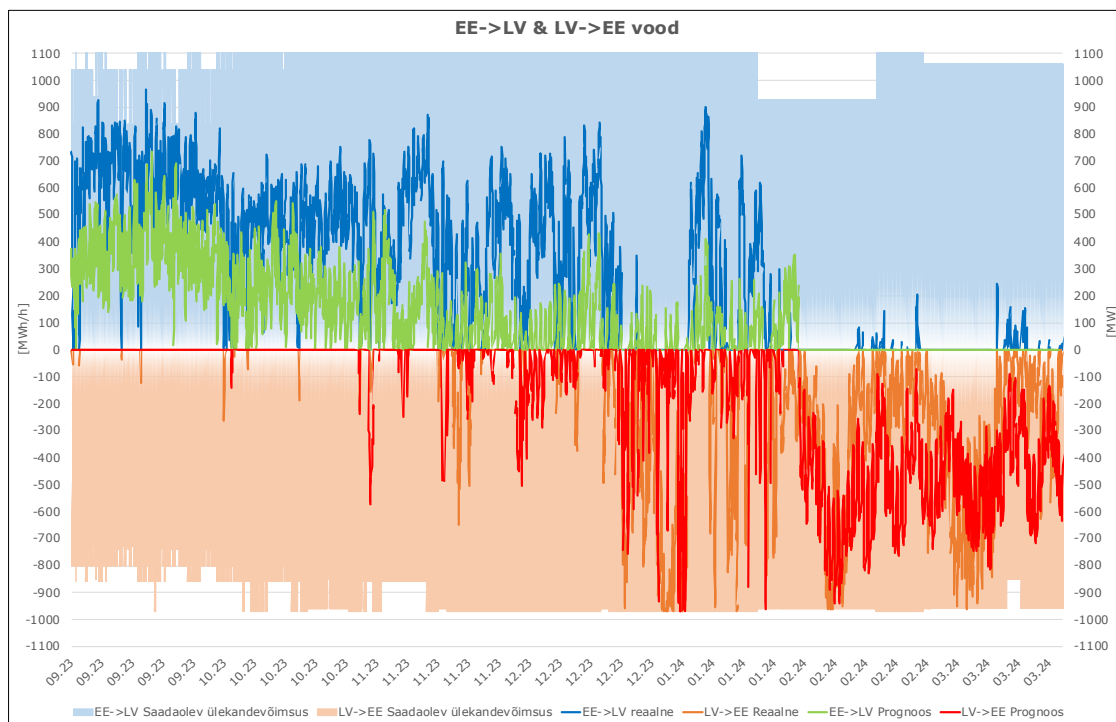
4.1 Piiriüleste voogude prognooside täpsuse analüüs

Piiriüleste elektrienergia voogude prognoosi analüüsi eesmärk oli tuvastada prognoosis esinevate vigade piirmäärad, et oleks võimalik neid arvestades teatava kindlusega prognoosida päev-ette ülekandevoo. Prognoosi vead leiti võrreldes prognoositud ülekande võimsusvooge reaalsete ehk päev-ette turu ja päevasisese kauplemise kaudu moodustunud ülekandemahtudega. Piiriüleste ülekande võimsusvoogude täpsust analüüsiti viiel piiril: Soome & Eesti, Eesti & Läti, Läti & Leedu, Leedu & Poola ning Leedu ja Rootsi (edaspidi: viis piiri). Piiriüleste voogude analüüsimiseks kasutati perioodi 01.09.2023 kell 00.00 kuni 25.03.2024 kell 20.00 andmeid. Andmete hulka kuulusid ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators* ehk Euroopa süsteemihaldurite ühendus) päev-ette turu ülekandemahud koos ELBAS (*Intraday Energy Trading System* ehk päevasisene energiaga kauplemise süsteem) päevasisese turu ülekandemahtudega. Need väärtused summeriti ning leiti reaalsed ülekandemahud, mida võrreldi süsteemihaldurite sisenditel põhineva voogude prognoosiga. Lisaks kasutati analüüsi algul ka andmeid turul saadaolevate ülekandevõimsuste kohta mille abil tuvastati katkestused ülekandesüsteemides.

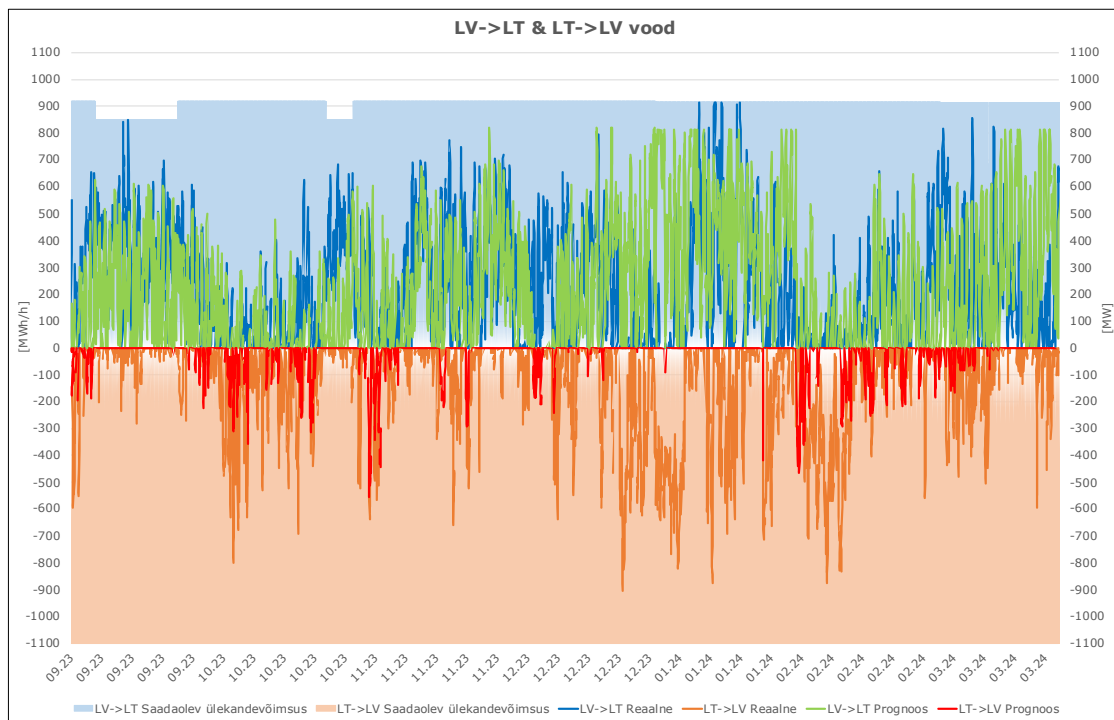
Piiriüleste voogude prognoosi täpsuse analüüsi alustati jooniste koostamisega, millele kanti kogu kasutatav andmestik. Eesmärk oli visualiseerida ülekandevõimsustes esinevad katkestused ning näha üldpilti prognoositud ja reaalsete väärtuste erinevusest. Balti riikide omavaheliste piiriüleste voogude kokkuvõtlikud joonised on esitatud (Joonis 4.1, Joonis 4.2). Samal põhimõttel analüüsiti Soome & Eesti, Leedu & Rootsi ning Leedu & Poola vahelisi vooge, kuid töös keskendutakse Baltimaade omavahelistele piiridele.

Eesti ja Läti jooniselt (Joonis 4.1) selgub, et roheline ja punase joonega tähistatud prognoositud ülekande võimsusvood on sinise ja oranži joonega tähistatud reaalsetest voogudest pidevalt rohkem kaldu LV->EE suunalise ülekande poole. Lisaks on jooniselt näha ülekandevõimsuste katkestused. Näiteks perioodil 01.2024-02.2024 esineb sinise alaga tähistatud EE->LV suunalises ülekandevõimsuses umbes 200 MW suurune katkestus. Nord Pool Remit UMM platvormilt (kiirete turuteadete platvorm) selgub, et vahemikus 22.01.2024-16.02.2024 esines Eesti ja Läti ülekandes planeeritud katkestus liinide L354, L353 ja L356 renoveerimise tõttu.

Läti ja Leedu jooniselt (Joonis 4.2) selgub, et rohelise ja punase joonega tähistatud prognoositud ülekande võimsusvood on sinise ja oranži joonega tähistatud reaalistest voogudest küll erinevad, kuid erinevus ei ole pidevalt nii sümmeetriline nagu Eesti ja Läti puhul. Samuti on joonisel näha ülekandevõimsuste katkestused. Näiteks perioodil 09.2023 esineb sinise alaga tähistatud LV->LT suunalises ülekandevõimsuses umbes 50 MW suurune katkestus. Nord Pool Remit UMM platvormilt selgub, et vahemikus 04.09.2023-20.09.2023 esines Läti ja Leedu ülekandes planeeritud katkestus Neris-Utena ja Klaipeda-Sysa 330 kV õhuliinide hooldamise tõttu.



Joonis 4.1: Eesti ja Läti piiriülesed võimsusvood



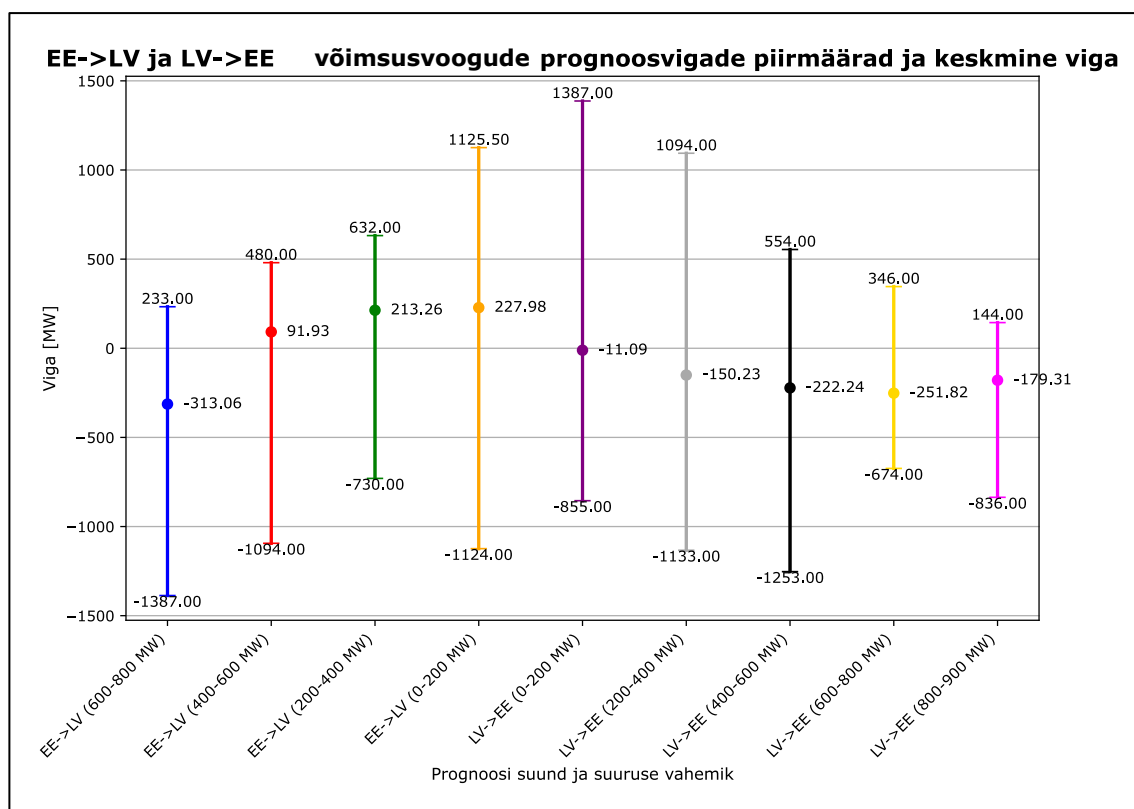
Joonis 4.2: Läti ja Leedu piiriülesed võimsusvood

Peale ülevaatlike jooniste koostamist leiti võrreldes reaalseid ja prognoositud vooge prognoosis esinenud vead. Vigade leidmiseks ja tulemuste visualiseerimiseks kasutati MS Excel ja Python tarkvarasid. Vigade leidmisel oli oluline arvestada, et iga piiri puhul võib esineda kahes suunas ülekandeid. Näiteks Eesti ja Läti piiril võib voog olla nii suunaga Eestist Lätti kui ka Lätist Eestisse. Prognoos erinevatel tundidel võib olla samuti erinevate suundadega. Vigade leidmisel võeti arvesse, et igal tunnil saab esineda ainult üks vea väärtus. Viga saab olla kas null, negatiivne või positiivne. Seejuures negatiivne viga on prognoositud vooga vastassuunaline ning positiivne viga prognoositud voo suunaline. Esmalt leiti prognoosvigade piirmäärad koos keskmise veaga, koostati nende kohta joonised ning seejärel koostati vigade kestuskõverad.

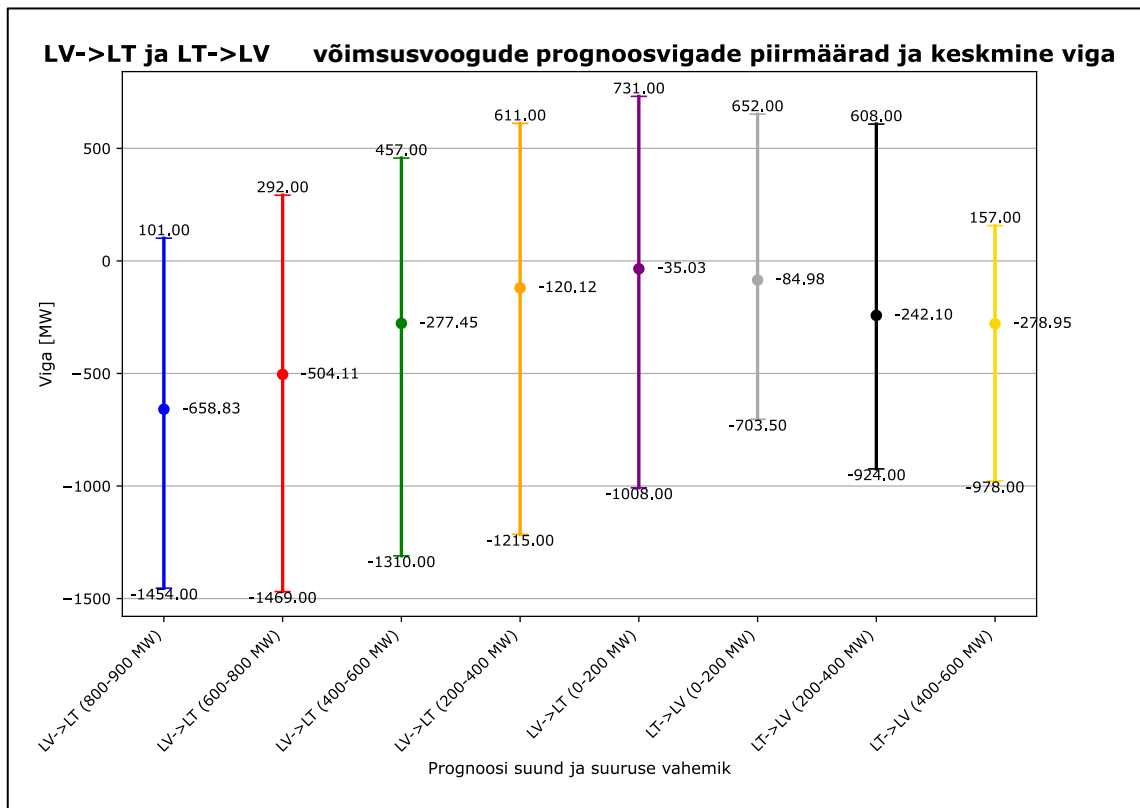
Prognoosvigade piirmäärad ja keskmine viga leiti kõigi viie piiri võimsusvoogude jaoks. Vigade määramisel jaotati andmestik vahemike kaupa vastavalt prognoosi väärtustele. Need on 200 MW suurused prognoosi vahemikud ning iga vahemiku puhul võeti arvesse konkreetseid andmeid. Näiteks kui prognoosi järgi on voog suunaga Eestist Lätti võimsusega 150 MW, siis on selle prognoosi viga arvestatud suunaga Eestist Lätti vahemikus 0-200 MW andmestiku hulka. Eesti ja Läti ning Läti ja Leedu joonised on esitatud (Joonis 4.3, Joonis 4.4). Samal põhimõttel analüüsiti Soome & Eesti, Leedu & Rootsi ning Leedu & Poola piire, kuid töös keskendutakse Balti riikide omavahelistele piiridele.

Eesti ja Läti jooniselt (Joonis 4.3) selgub, et absoluutväärtuselt suurim keskmine viga oli sinisega tähistatud Eesti-Läti suunalise 600-800 MW prognoosvahemikul, mille keskmine viga oli -313 MW. Vastava prognoosvahemiku vead jäid vahemikku -1387 kuni 233 MW. Absoluutväärtuselt väikseim keskmine viga oli lillaga tähistatud Läti-Eesti suunalise 0-200 MW prognoosvahemikul, mille keskmine viga oli -11 MW. Vastava prognoosvahemiku vead jäid vahemikku -855 kuni 1387 MW.

Läti ja Leedu jooniselt (Joonis 4.4) selgub, et absoluutväärtuselt suurim keskmine viga oli sinisega tähistatud Läti-Leedu suunalise 800-900 MW prognoosvahemikul, mille keskmine viga oli -659 MW. Vastava prognoosvahemiku vead jäid vahemikku -1454 kuni 101 MW. Absoluutväärtuselt väikseim keskmine viga oli lillaga tähistatud Läti-Leedu suunalise 0-200 MW prognoosvahemikul, mille keskmine viga oli -35 MW. Vastava prognoosvahemiku vead jäid vahemikku -1008 kuni 731 MW.



Joonis 4.3: Eesti ja Läti piiriüleste voogude prognoosvigade piirmäärad ja keskmine

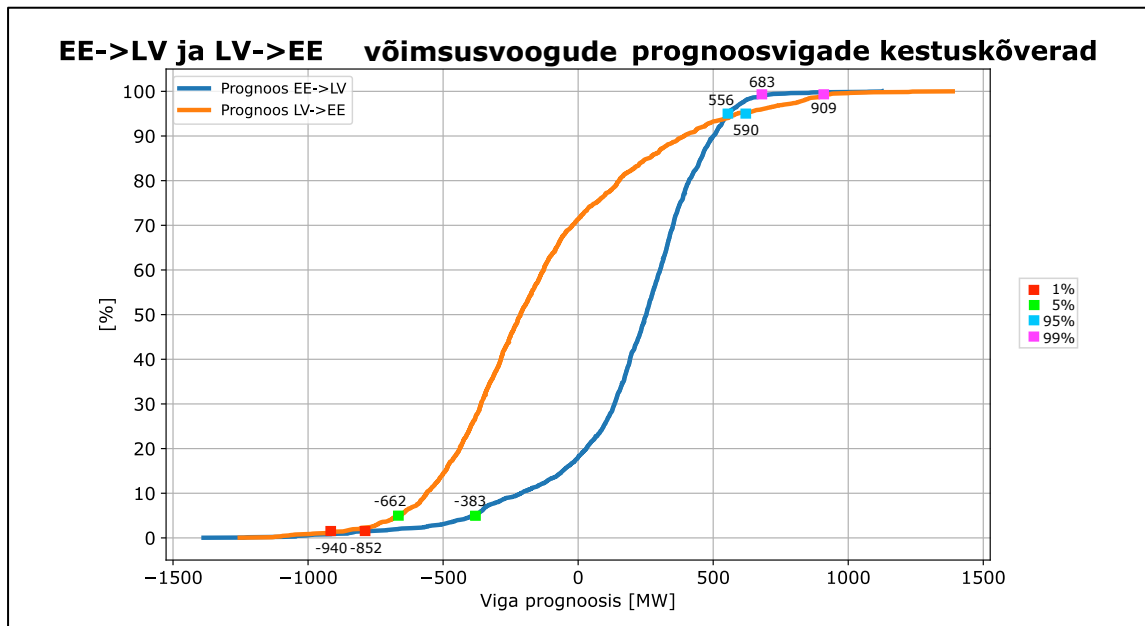


Joonis 4.4: Läti ja Leedu piiriüleste voogude prognoosvigade piirmäärad ja keskmine Järgnevalt koostati samade andmete põhjal viie piiri kohta vigade kestuskõverad. Eesmärk oli kestuskõverate abil visualiseerida kui tihti ning mis suuruses viga prognoosis esineb. Kestuskõverate abil on võimalik selgitada kui suure osa ajast konkreetseid viga esineb. Esmalt koostati kestuskõverad kogu valimi kohta ja lisati joonistele 1%, 5%, 95% ja 99% väärtused. Seejärel sorteeriti andmestik sarnaselt joonistele (Joonis 4.3 ja Joonis 4.4) ehk vastavalt prognoositud ülekandevoo suurusele. Eesti ja Läti ning Läti ja Leedu joonised on esitatud (Joonis 4.5, Joonis 4.6). Samal põhimõttel analüüsiti Soome & Eesti, Leedu & Rootsi ning Leedu & Poola piire, kuid töös keskendutakse Balti riikide omavahelistele piiridele.

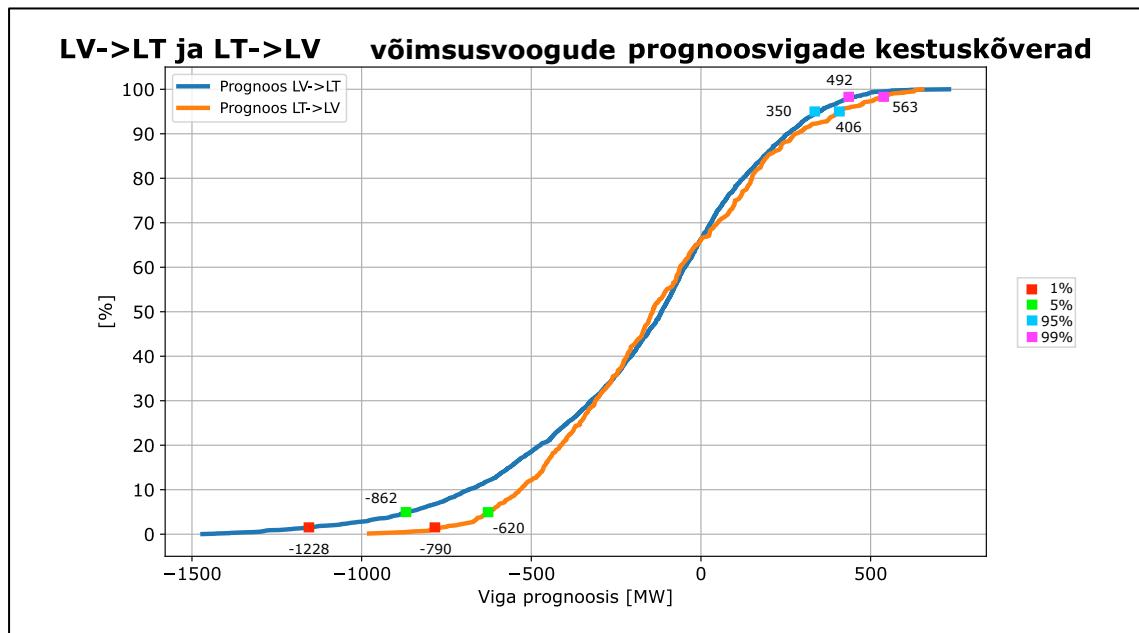
Eesti ja Läti jooniselt (Joonis 4.5, Joonis 4.3) selgub, et sinisega tähistatud Eesti-Läti suunalise ülekande puhul 18% ajast esineb negatiivne ning 82% ajast positiivne viga. 99% ajast on prognoosviga väiksem kui 683 MW ning 95% ajast väiksem kui 556 MW. 5% ajast on prognoosviga väiksem kui -383 MW ning 1% ajast väiksem kui -852 MW. Järeldub, et 90% ajast on viga vahemikus -383 kuni 556 MW ning 98% ajast vahemikus -852 kuni 683 MW. Oranžiga tähistatud Läti-Eesti suunalise ülekande puhul esineb negatiivne viga 70% ning positiivne viga 30% ajast. 99% ajast on prognoosviga väiksem kui 909 MW ning 95% ajast väiksem kui 590 MW. 5% ajast on prognoosviga väiksem kui -852 MW ning 1% ajast väiksem kui -940 MW. Järeldub, et 5% ja 95%

vahel olevast 90% ajast on viga vahemikus -852 kuni 590 MW ning 1% ja 99% vahel olevast 98% ajast vahemikus -940 kuni 590 MW.

Läti ja Leedu jooniselt (Joonis 4.4) selgub, et sinisega tähistatud Läti-Leedu suunalise ülekande puhul 67% ajast esineb negatiivne ning 33% ajast positiivne viga. 99% ajast on prognoosviga väiksem kui 492 MW ning 95% ajast väiksem kui 350 MW. 5% ajast on prognoosviga väiksem kui -862 MW ning 1% ajast väiksem kui -1228 MW. Järeldub, et 90% ajast on viga vahemikus -862 kuni 350 MW ning 98% ajast vahemikus -1228 kuni 492 MW. Oranžiga tähistatud Leedu-Läti suunalise ülekande puhul esineb negatiivne viga 67% ning positiivne viga 33% ajast. 99% ajast on prognoosviga väiksem kui 563 MW ning 95% ajast väiksem kui 406 MW. 5% ajast on prognoosviga väiksem kui -620 MW ning 1% ajast väiksem kui -790 MW. Järeldub, et 5% ja 95% vahel olevast 90% ajast on viga vahemikus -620 kuni 406 MW ning 1% ja 99% vahel olevast 98% ajast vahemikus -790 kuni 563 MW.

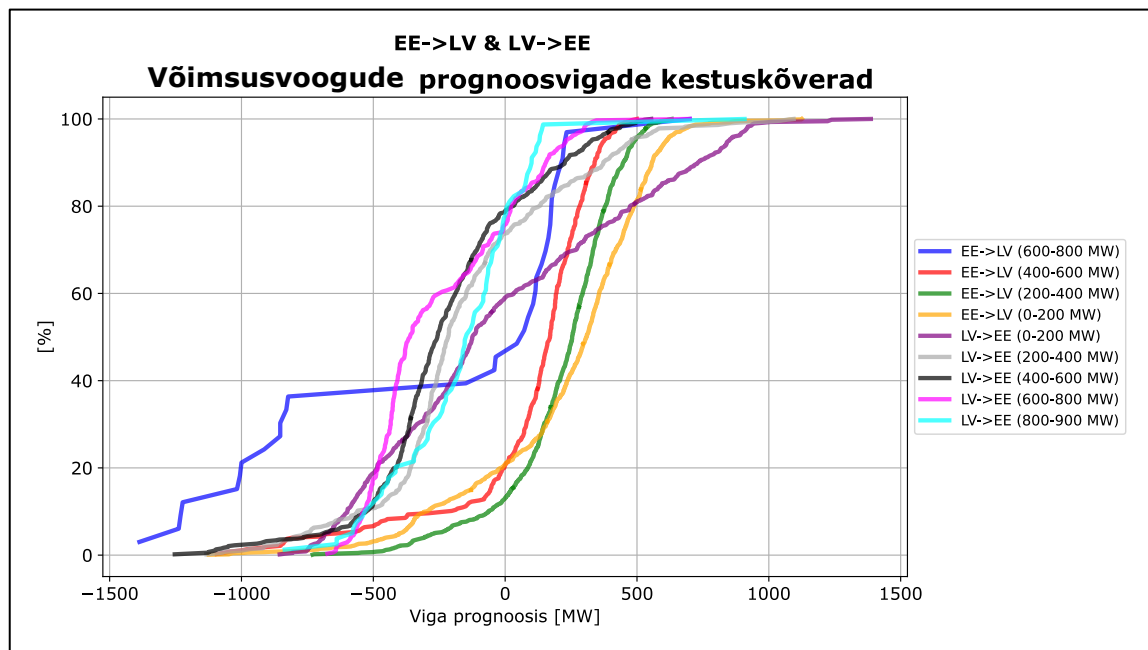


Joonis 4.5: Eesti ja Läti piiriüleste voogude prognoosviga kestuskõverad

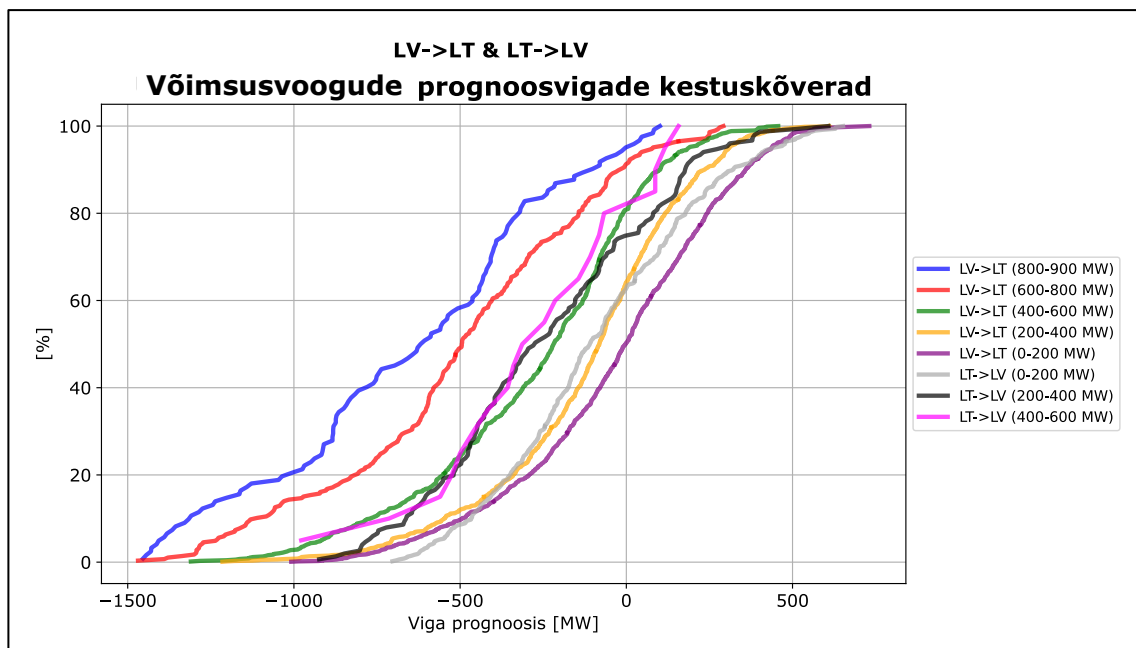


Joonis 4.6: Läti ja Leedu piiriüleste voogude prognoosvigade kestuskõverad

Vigade kestuskõverad koostati ka vastavalt prognoosi suuruste vahemikele. Eesti ja Läti jooniselt (Joonis 4.7) on tuvastatav, et prognoosis tehakse enamus vigu Eesti-Läti suunal. Need vead on sinisel, punasel, rohelisel ja kollasel joonel positiivsel poolel ning mustal, roosal, hallil, tsüaansinisel ja lillal joonel negatiivsel poolel X-teljest. Läti ja Leedu jooniselt (Joonis 4.8) on tuvastatav, et prognoosviga on vähemalt või üle 50% ajast prognoositud vooga samasuunaline, kuid ainult prognoositud Läti-Leedu suunalisel ülekandel vahemikus 800-900 MW on prognoosvead 59% juhtudest vastassuunalised.



Joonis 4.7: Eesti ja Läti piiriüleste voogude prognoosvigade kestuskõverad vastavalt prognoosi suurusele



Joonis 4.8: Läti ja Leedu piiriüleste voogude prognoosvigade kestuskõverad vastavalt prognoosi suurusele

4.2 Hinnapiirkondade hinna & koguse tundlikkuse parameetri arvutamine

Balti LFC plaanib CESA-ga sünkroniseerimise järel rakendada ülekandevõimsuste väärtuste prognoosimisel iga piirkonna jaoks määratud päev-ete turu tootmise hinnatundlikkuse tegurit α_a^{DAM} . Prognoosmetoodika kirjeldus ei täpsusta, kuidas tegurit määrata ning Elering AS huvi on leida teguri määramiseks parim meetod. Töö autor alustas koostöös Elering AS-i energiaturgude analüütiku Hardi Koduverega erinevate meetoditega α_a^{DAM} määramist ning tulemuste analüüsimist. Vastavalt prognoosmetoodika kirjeldusele on vaja α_a^{DAM} määrata ajalooliste andmete järgi juhitavate tootmisüksuste tootmismahdade ja elektrienergia hindade kaudu. Eesmärk oli leida erinevaid α_a^{DAM} väärtuseid Eesti, Läti ja Leedu jaoks ning analüüsida erinevate väärtuste mõju prognoosmetoodika täpsusele. Analüüsi tulemusena pakkus töö autor välja töö käigus leitud parimad väärtused ning soovitused prognoosi täiendamiseks tulevikus.

Teguri α_a^{DAM} määramiseks kasutas töö autor sisendandmetena Eesti, Läti & Leedu kohta:

- elektrienergia tunnipõhiseid tootmismahitude andmeid tootmise liigi kaupa;
- piirkondade elektrienergia tunnipõhiseid Nord Pool Spot börsihindu;
- elektrienergia tootmisüksuste plaanitud ja planeerimata katkestusi.

Andmed tootmismahitude ja elektrienergia hindade kohta sai töö autor Nord Pooli turustatistikast ning andmed katkestuste kohta Nord Pool Remit UMM platvormilt. Autor kasutas andmeid perioodi 01.01.2020-11.12.2023 kohta. α_a^{DAM} väärtused leidis autor kasutades Microsoft Exceli tarkvara. α_a^{DAM} väärtus kirjeldab seost juhitavate elektrienergia tootmismahitude ja elektrienergia hindade vahel ning väärtus leitakse andmehulga trendijoonetõusuna. α_a^{DAM} ehk tõus kirjeldab, kuidas juhitav elektrienergia tootmine sõltub hinnast ehk mitu ühikut muutub elektrienergia juhitavate tootmisüksuste tootmismahit elektrienergia hinna muutumisel ühe ühiku võrra. Mida suurem on tõus, seda tugevamalt sõltub tootmine hinnast ehk seda hinnatundlikum on piirkonnas elektrienergia tootmine. Mida väiksem on tõus, seda vähem reageerib elektrienergia juhitav tootmine hinnamuutustele. Positiivne tõus näitab, et tootmine suureneb hinna kasvades ja väheneb hinna langemisel. Negatiivne tõus näitab, et tootmine väheneb hinna kasvades ja suureneb hinna langemisel. Näiteks kui leitud tõus ehk α_a^{DAM} väärtus on 1,5, siis kasvab juhitavate elektritootmisüksuste tootmismahit 1,5-ühiku võrra samal ajal kui hind kasvab 1-ühiku võrra. Kui sama tõusu puhul hind tõuseb 2-ühiku võrra, siis tootmine kasvab 3 ühiku võrra.

Tõusude määramisele eelnes valimi korrastamine. Autor eemaldas valimistunnid, mil elektrienergia hind oli väiksem kui 0 €/MWh või suurem kui 300 €/MWh. Hinna järgi filtreerimine oli vajalik, sest suure tõenäosusega ei ole ühegi juhitava elektrienergia tootmisüksuse marginaalkulud alla 0 €/MWh ja üle 300 €/MWh. Lisaks eemaldas autor valimistunnid, mil esines probleeme andmeedastuse kohta ehk tühjad andmerekad. Tõusude määramisel arvestati ainult juhitavate tootmismahitudega, mis summeeriti iga piirkonna kohta igal tunnil. Autor leidis tõusude väärtused erinevate perioodide kohta.

Eesmärk oli leida sellised tõusude väärtused, mis muudaksid prognoosimudeli täpsemaks naiivsest ehk referentspäeva meetodiga tehtud prognoosist. Selle jaoks hakkas autor määrama analüütiliselt erinevaid tõusude väärtuseid statistiliste seoste alusel. Leitud väärtuseid katsetati prognoosimudeliga päev-ette turu elektrienergia hinna prognoosimiseks 2023. aasta kõikideks tundideks kõikides piirkondades (Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi ja Poola). Prognoosimudeli täpsust hinnati vastavalt reaalsele hindadele ja modelleeritud prognoosi tulemusi võrreldi naiivse prognoosi tulemustega.

Võrdlemisel võeti aluseks piirkondade vahelised hinnaerinevused nii modelleeritud kui naiivse prognoosi tulemustest.

4.3 Leitud hinnatundlikkustegurid ehk tõusud

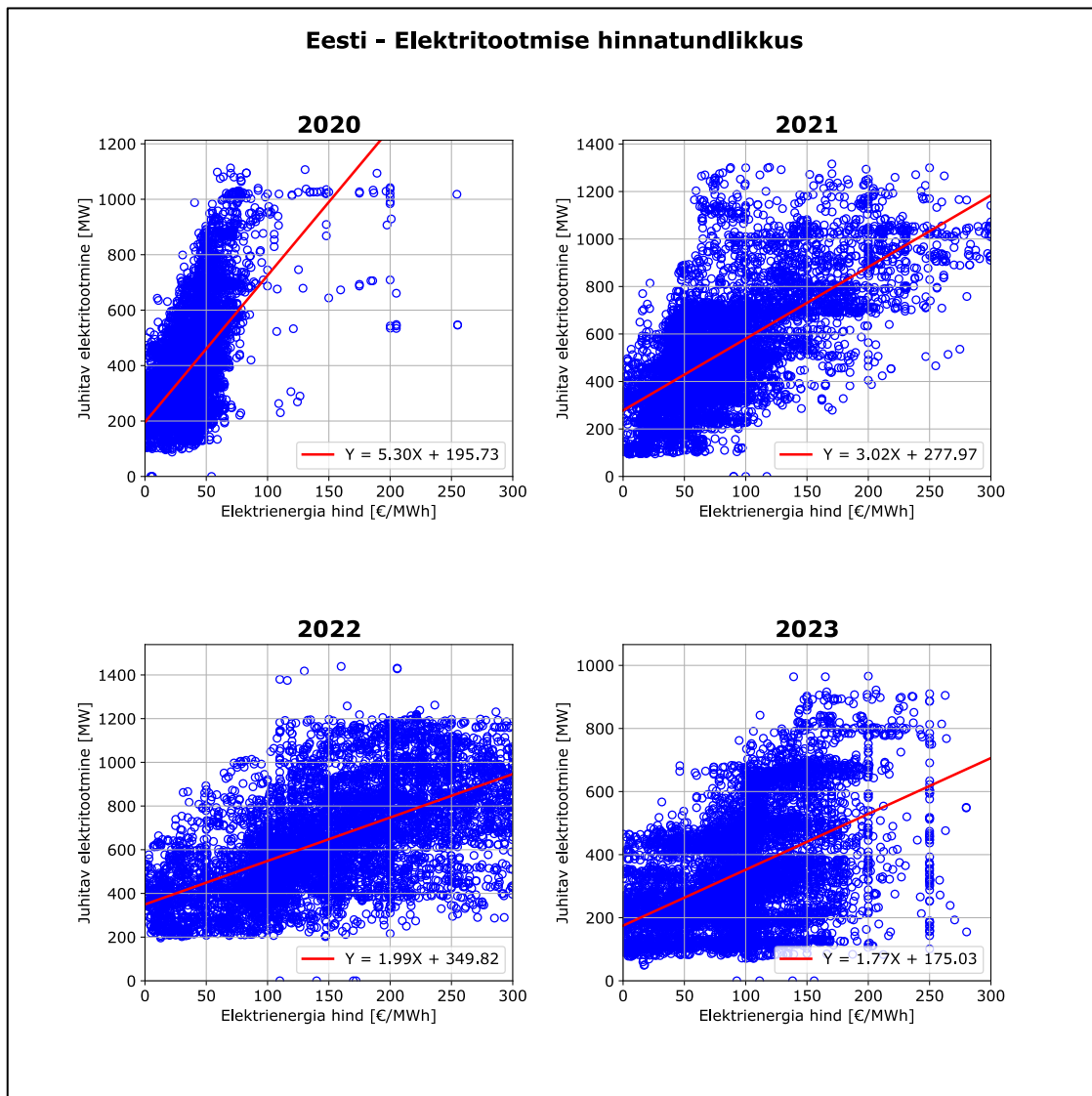
4.3.1 Aastapõhised tõusud

Alustati tõusude määramist aastapõhiselt ehk leiti eraldi tõusud iga aasta (2020-2023) kohta. Balti riikide aastapõhiste tõusude joonised on esitatud (Joonis 4.9, Joonis 4.10, Joonis 4.11). Samal põhimõttel koostati joonised Soome, Rootsi ning Poola hinnatundlikkuse kohta. (vt. Lisa 1, Lisa 2, Lisa 3). Joonistel on aastapõhine tõus esitatud trendijooone valemis muutuja X kordajana. X teljel on elektrienergia hinnad ning Y-teljel juhitava elektritootmise maht. Joonised tehti Pythoni tarkvaraga.

Eesti kohta leitud hinnatundlikkuse väärtused (Joonis 4.9) olid aastatel 2020, 2021, 2022 ja 2023 vastavalt: 5,30; 3,02; 1,99 ja 1,77. Väärtused langesid iga aasta ehk juhitud elektritootmine Eestis muutus hinnast järjest vähem sõltuvaks. Kõik leitud väärtused on positiivsed.

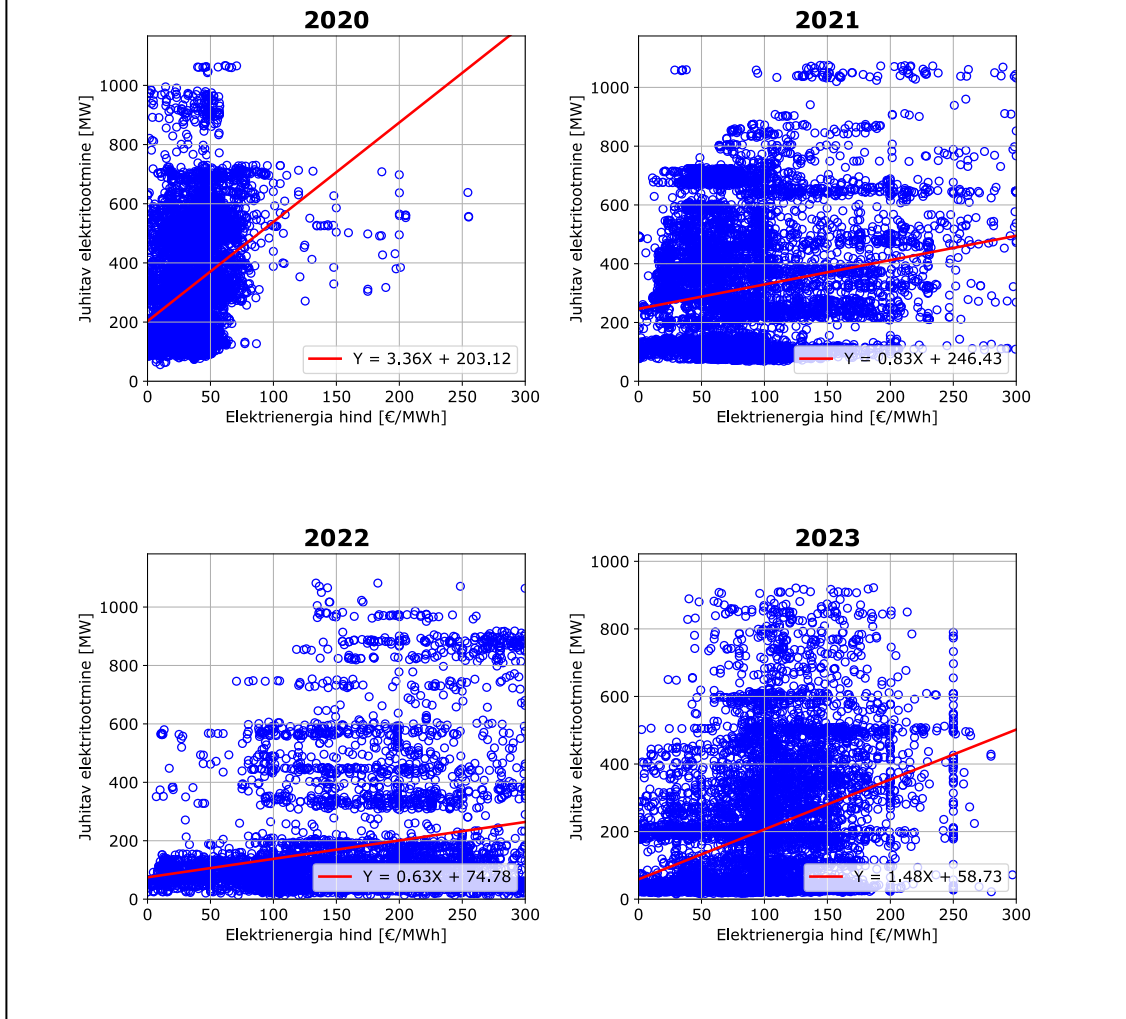
Läti kohta leitud hinnatundlikkuse väärtused (Joonis 4.10) olid aastatel 2020, 2021, 2022 ja 2023 vastavalt: 3,36; 0,83; 0,63 ja 1,48. Kuni 2022. aastani iga aasta väärtused langesid, kuid 2023. aastal hinnatundlikkus võrreldes 2022. ja 2021. aastaga kasvas. Kõik leitud väärtused on positiivsed.

Leedu kohta leitud hinnatundlikkuse väärtused (Joonis 4.11) olid aastatel 2020, 2021, 2022 ja 2023 vastavalt: 7,77; 1,53; -0,11 ja 0,61. Kuni 2022. aastani iga aasta väärtused langesid, kuid 2023. aastal hinnatundlikkus võrreldes 2022. ja 2021. aastaga kasvas. Positiivsete väärtuste seas esineb ka üks negatiivne väärtus.

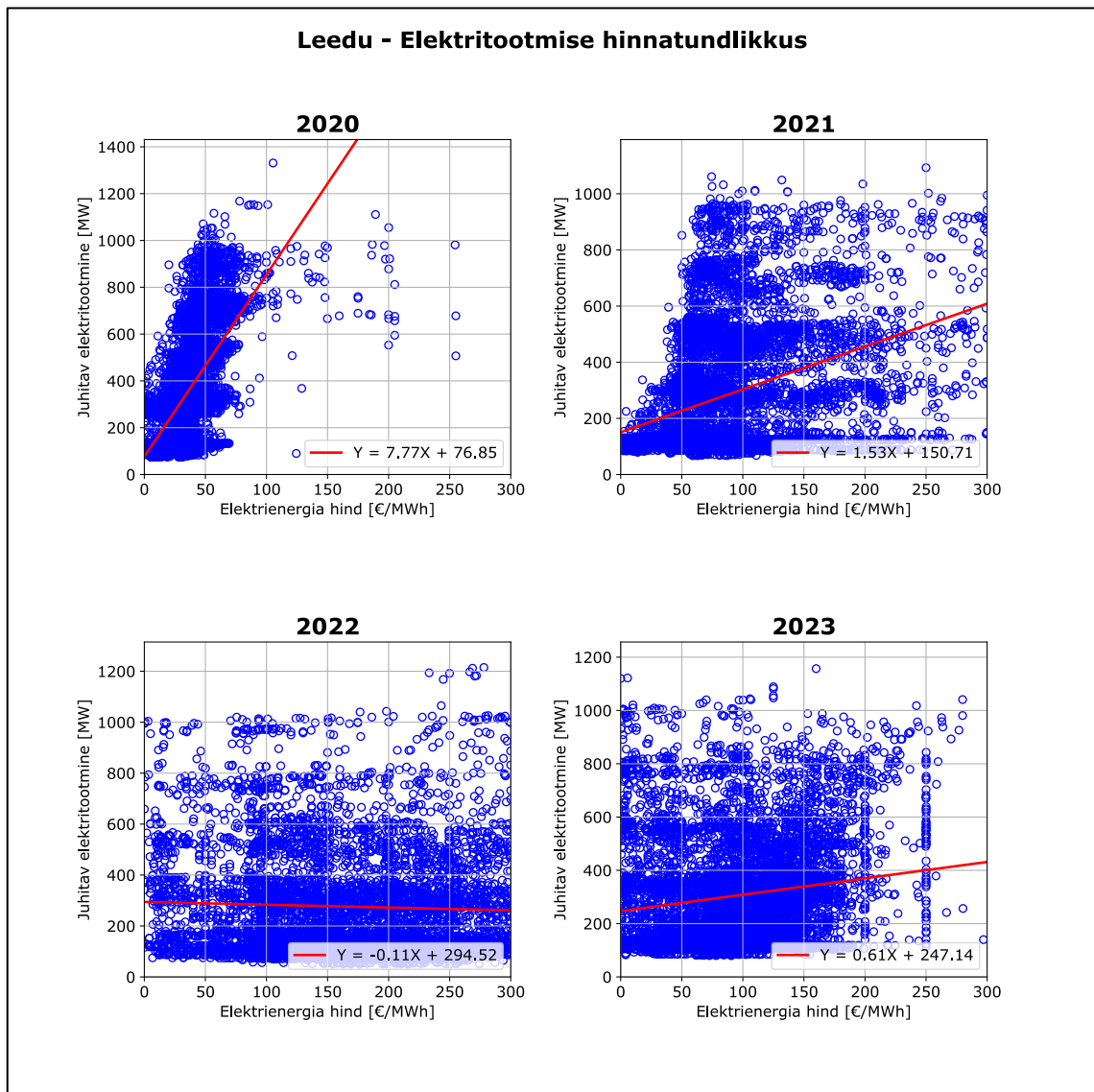


Joonis 4.9: Eesti juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023

Läti - Elektritootmise hinnatundlikkus



Joonis 4.10: Läti juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023



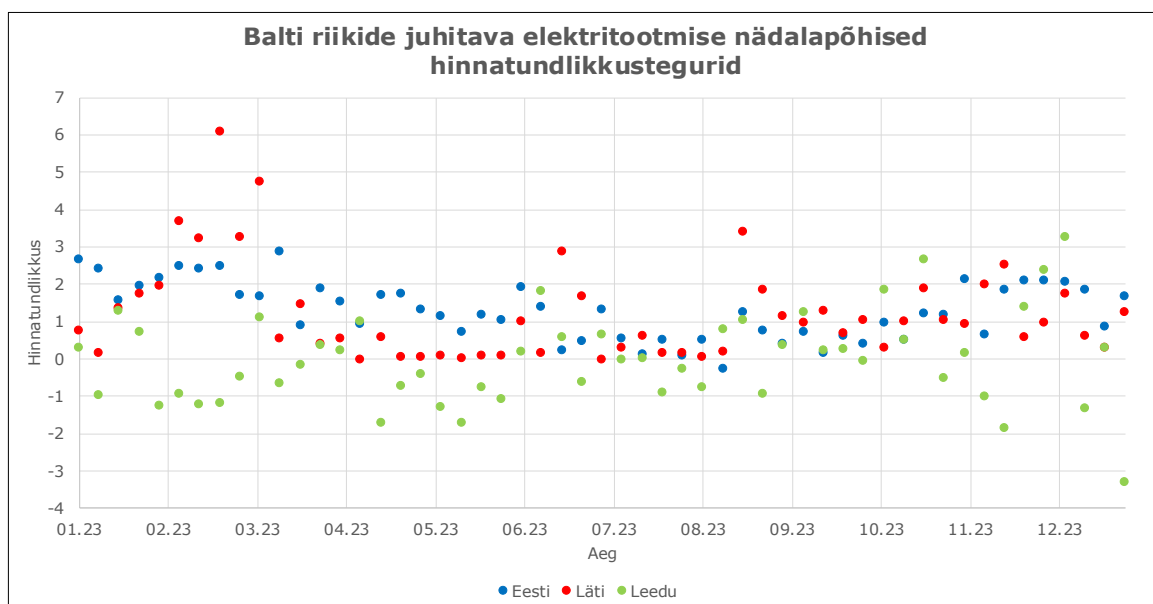
Joonis 4.11: Leedu juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023

4.3.2 Nädalapõhised tõusud

Jätkati tõusude määramist nädalapõhiselt ehk leiti eraldi tõusud 2023. aasta iga nädala kohta. Valimisse kaasati ainult need tunnid, mil elektrienergia hind oli vahemikus 0-300 €/MWh. Lisaks kogu valimi kohta leitud tõusudele leiti tõusud veel vastavalt juhivate elektritootmisüksuste katkestuste ja tarbimise ehk koormuse suuruste järgi. Lisaks leiti ka juhitava tootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid. Balti riikide nädalapõhiste tõusude joonised on esitatud (Joonis 4.12, Joonis 4.16, Joonis 4.17, Joonis 4.18, Joonis 4.19, Joonis 4.20, Joonis 4.21, Joonis 4.19, Joonis 4.20, Joonis 4.21). Soome, Rootsi ja Poola kohta leiti nädalapõhised tõusud kogu valimi kohta ning

lisaks vastavalt koormuse suurusele (vt. Lisa 4, Lisa 5, Lisa 6, Lisa 7). Soome, Rootsi ja Poola kohta leiti ka tootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid (vt. Lisa 8, Lisa 9, Lisa 10). Kuna puudusid Elering AS-i poolt lähteandmed Soome, Rootsi ja Poola elektrijaamade katkestuste kohta, siis vastavalt katkestuste suurusele ei olnud võimalik leida nädalapõhiseid tõuse. Joonised tehti MS Exceli tarkvaraga.

Balti riikide juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid (Joonis 4.12) olid 2023. aastal vahemikus -3,3 kuni 6,1. Kõige suurema nädalase tõusuga 6,1 oli Läti, millele järgnes Leedu tõusuga 3,2 ning Eesti tõusuga 2,8. Kõige väiksema nädalase tõusuga -3,3 oli Leedu, millele järgnes Eesti tõusuga -0,3 ning Läti tõusuga 0. Kõige suurem vahe Balti riikidest maksimaalse ja minimaalse hinnatundlikkuse väärtuste vahel oli Leedul (vahe 6,5), millele järgnes Läti (vahe 6,1) ning Eesti (vahe 3,1).

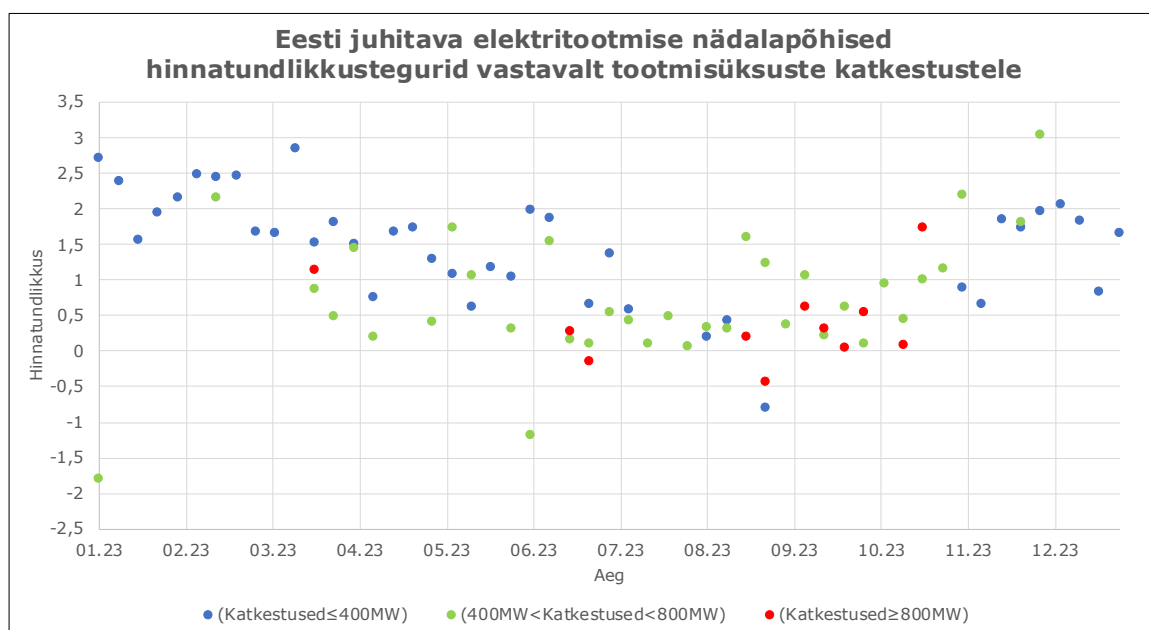


Joonis 4.12: Balti riikide juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

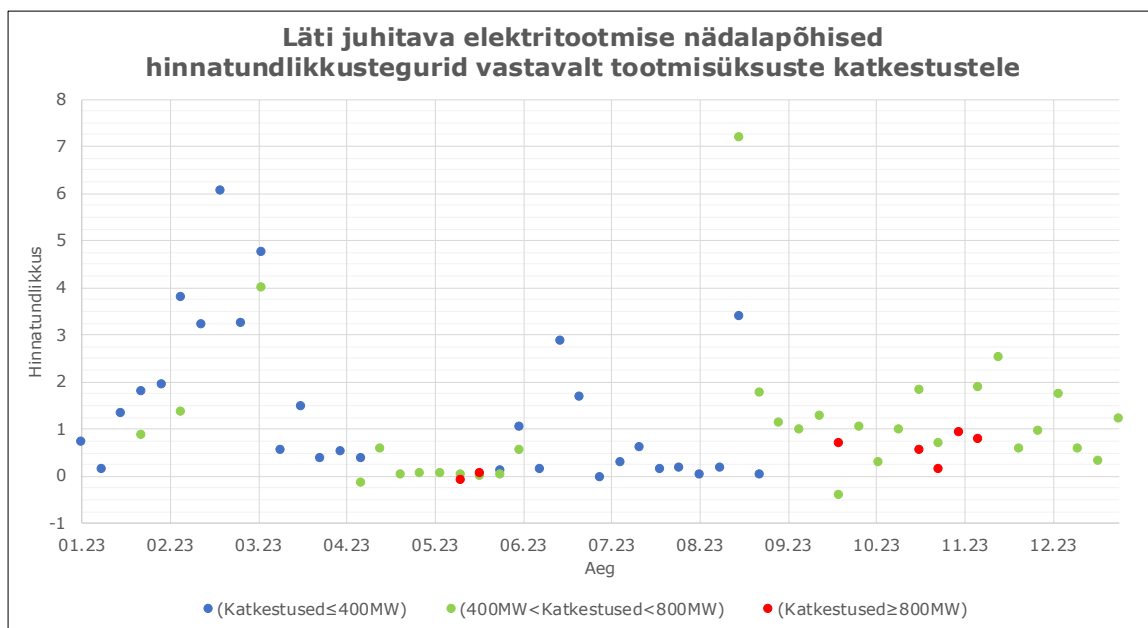
Eesti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid vastavalt tootmisüksuste katkestuste mahule olid 2023. aastal vahemikus -1,8 kuni 3,0. Kõige suurem nädalane tõus 3,0 esines novembris kui katkestused olid vahemikus 400 kuni 800 MW. Kõige väiksem nädalane tõus -1,8 esines jaanuaris mil katkestused olid samas vahemikus. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 4,8, mis oli suurem kui katkestuste järgi filtreerimata andmestiku puhul leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (3,1). Osade nädalate kohta leiti mitu tõusu, sest nädala jooksul varieerusid katkestuste suurused ning seetõttu esineb sellise lähenemise puhul Joonis 4.13 rohkem müra kui Joonis 4.12. Arvestades suuremat erinevust minimaalse ja maksimaalse väärtuse vahel ning joonisele lisandunud müra, siis ei muutnud katkestuste järgi andmete filtreerimine Eesti hinnatundlikkustegurite analüüsimist selgemaks.

Läti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid vastavalt tootmisüksuste katkestuste mahule olid 2023. aastal vahemikus -0,4 kuni 7,8. Kõige suurem nädalane tõus 7,8 esines augustis kui katkestused olid vahemikus 400 kuni 800 MW. Kõige väiksem nädalane tõus -0,4 esines septembris mil katkestused olid samas vahemikus. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 8,2, mis oli suurem kui katkestuste järgi filtreerimata andmestiku puhul leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (6,1). Osade nädalate kohta leiti mitu tõusu, sest nädala jooksul varieerusid katkestuste suurused ning seetõttu esineb sellise lähenemise puhul Joonis 4.14 rohkem müra kui Joonis 4.12. Arvestades suuremat erinevust minimaalse ja maksimaalse väärtuse vahel ning joonisele lisandunud müra, siis ei muutnud katkestuste järgi andmete filtreerimine Läti hinnatundlikkustegurite analüüsimist selgemaks.

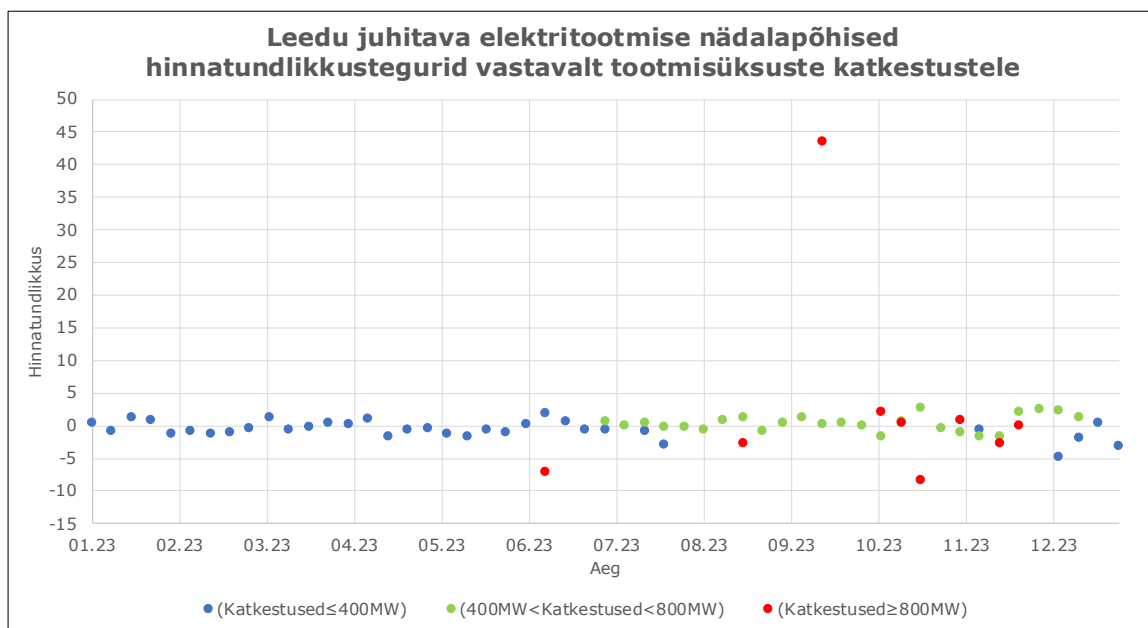
Leedu juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid vastavalt tootmisüksuste katkestuste mahule olid 2023. aastal vahemikus -8,4 kuni 43,4. Kõige suurem nädalane tõus 43,4 esines septembris kui katkestused olid kokku üle 800 MW. Kõige väiksem nädalane tõus -8,4 esines oktoobris mil katkestused olid samuti suuremad kui 800 MW. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 51,8, mis oli suurem kui katkestuste järgi filtreerimata andmestiku puhul leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (6,5). Osade nädalate kohta leiti mitu tõusu, sest nädala jooksul varieerusid katkestuste suurused ning seetõttu esineb sellise lähenemise puhul Joonis 4.15 rohkem müra kui Joonis 4.12. Arvestades suuremat erinevust minimaalse ja maksimaalse väärtuse vahel ning joonisele lisandunud müra, siis ei muutnud katkestuste järgi andmete filtreerimine Leedu hinnatundlikkustegurite analüüsimist selgemaks.



Joonis 4.13: Eesti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt katkestuste kogusuurusele juhitivates tootmisüksustes



Joonis 4.14: Läti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt katkestuste kogusuurusele juhitavates tootmisüksustes



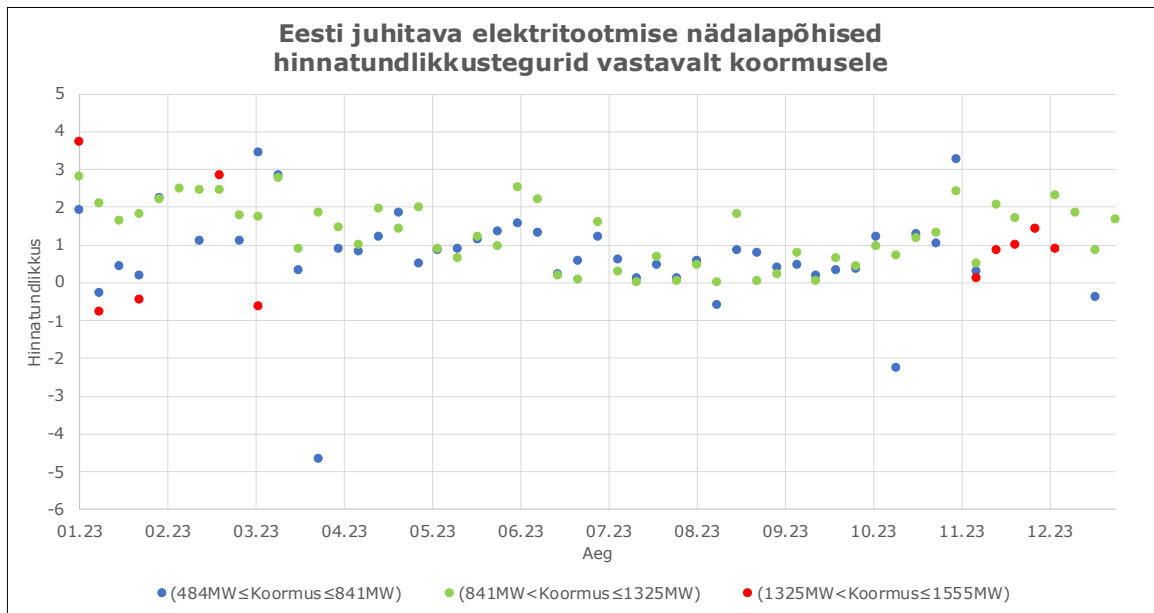
Joonis 4.15: Leedu juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt katkestuste kogusuurusele juhitavates tootmisüksustes

Eesti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid vastavalt kogu riigi elektrienergia lõpptarbimise mahule olid 2023. aastal vahemikus -4,7 kuni 3,7. Kõige suurem nädalane tõus 3,7 esines jaanuaris kui tarbimine ehk koormus oli vahemikus 1325 kuni 1555 MW. Kõige väiksem nädalane tõus -4,7 esines märtsis mil koormus oli vahemikus 484 kuni 841 MW. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 8,4, mis oli suurem kui koormuse järgi filtreerimata andmestiku puhul leitud maksimaalse ja

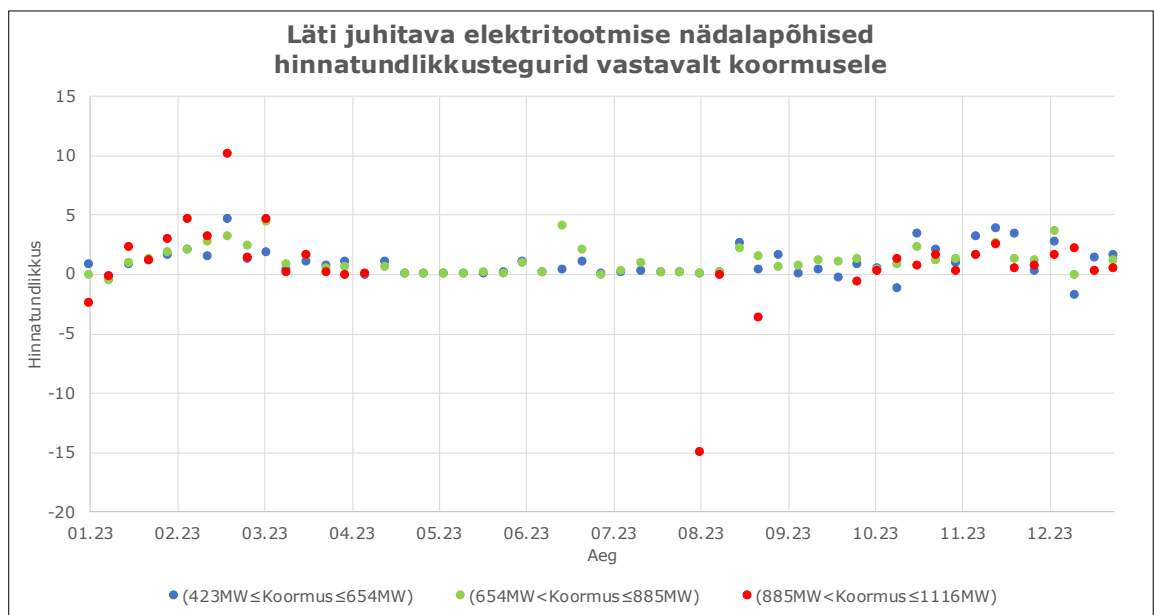
minimaalse tõusu vahe (3,1). Osade nädalate kohta leiti mitu tõusu, sest nädala jooksul varieerus koormuse suurus ning seetõttu esineb sellise lähenemise puhul Joonis 4.16 rohkem müra kui Joonis 4.12. Arvestades suuremat erinevust minimaalse ja maksimaalse väärtuse vahel ning joonisele lisandunud müra, siis ei muutnud katkestuste järgi andmete filtreerimine Eesti hinnatundlikkustegurite analüüsimist selgemaks.

Läti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid vastavalt kogu riigi elektrienergia lõpptarbimise mahule olid 2023. aastal vahemikus -15,1 kuni 10,1. Kõige suurem nädalane tõus 10,1 esines veebruaris kui tarbimine ehk koormus oli vahemikus 885 kuni 1116 MW. Kõige väiksem nädalane tõus -15,1 esines augusti algul mil koormus oli samas vahemikus. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 25,2, mis oli suurem kui koormuse järgi filtreerimata andmestiku puhul leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (6,1). Osade nädalate kohta leiti mitu tõusu, sest nädala jooksul varieerus koormuse suurus ning seetõttu esineb sellise lähenemise puhul Joonis 4.17 rohkem müra kui Joonis 4.12. Arvestades suuremat erinevust minimaalse ja maksimaalse väärtuse vahel ning joonisele lisandunud müra, siis ei muutnud katkestuste järgi andmete filtreerimine Läti hinnatundlikkustegurite analüüsimist selgemaks.

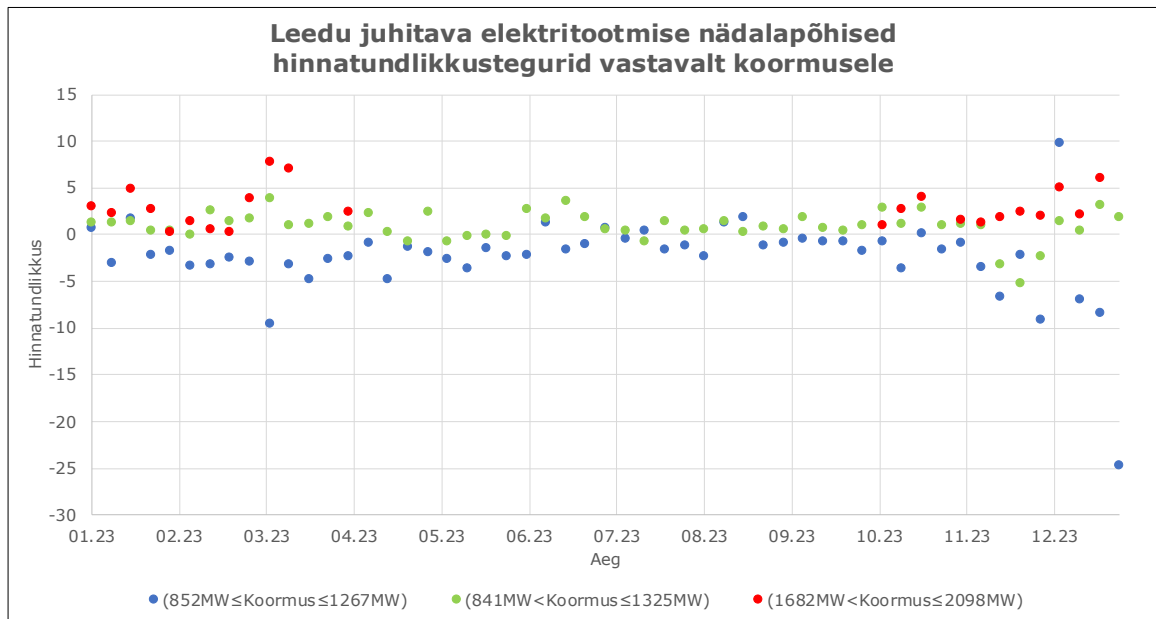
Leedu juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid vastavalt kogu riigi elektrienergia lõpptarbimise mahule olid 2023. aastal vahemikus -24,8 kuni 9,7. Kõige suurem nädalane tõus 9,7 esines detsembris kui tarbimine ehk koormus oli vahemikus 1682 kuni 2098 MW. Kõige väiksem nädalane tõus -24,8 esines samuti detsembris mil koormus oli ka samas vahemikus. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 34,5, mis oli suurem kui koormuse järgi filtreerimata andmestiku puhul leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (6,5). Osade nädalate kohta leiti mitu tõusu, sest nädala jooksul varieerus koormuse suurus ning seetõttu esineb sellise lähenemise puhul Joonis 4.18 rohkem müra kui Joonis 4.12. Arvestades suuremat erinevust minimaalse ja maksimaalse väärtuse vahel ning joonisele lisandunud müra, siis ei muutnud katkestuste järgi andmete filtreerimine Leedu hinnatundlikkustegurite analüüsimist selgemaks.



Joonis 4.16: Eesti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele



Joonis 4.17: Läti juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele



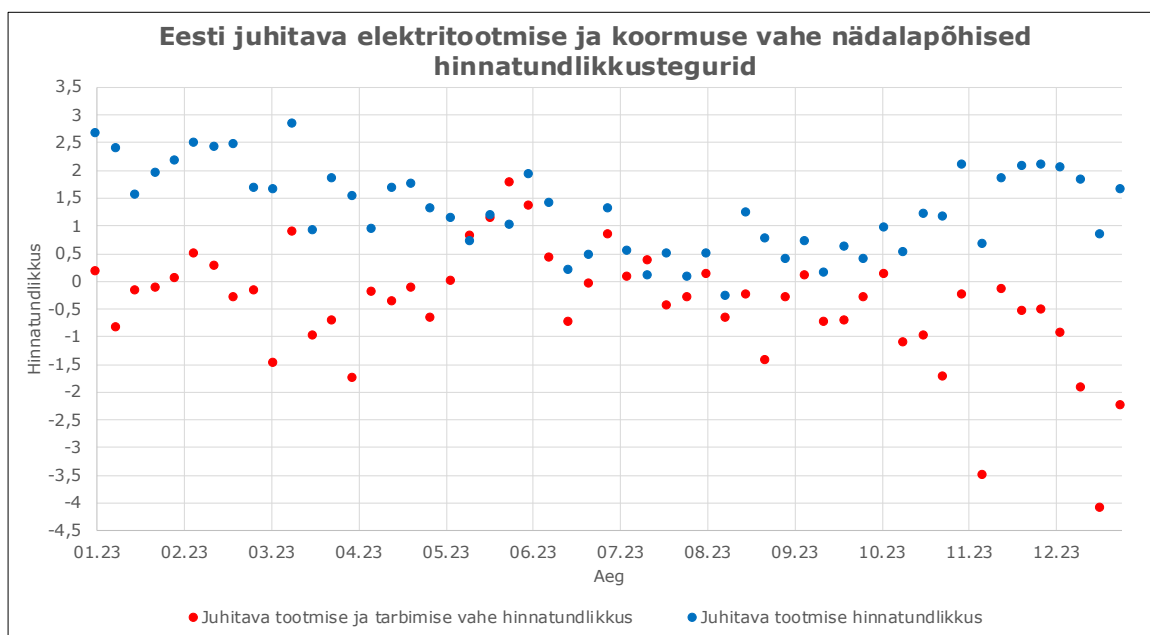
Joonis 4.18: Leedu juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele

Eesti juhitava elektritootmise ja lõpptarbimise ehk koormuse vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid (Joonis 4.19) olid 2023. aastal vahemikus -4,1 kuni 1,8. Kõige suurem nädalane tõus 1,8 esines mais ning väikseim nädalane tõus -4,1 esines detsembris. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 5,9, mis oli suurem kui ainult juhitava tootmise kaudu leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (3,1). Samuti esines sellise lähenemise puhul joonisel punasega märgitud väärtuste hulgas rohkem negatiivseid väärtuseid kui ainult tootmise kaudu leitud ehk sinisega märgitud väärtuste seas. Järeldus, et tootmise ja tarbimise vahe hinnatundlikkustegurid ei muuda hinnatundlikkuse analüüsimist Eesti puhul selgemaks.

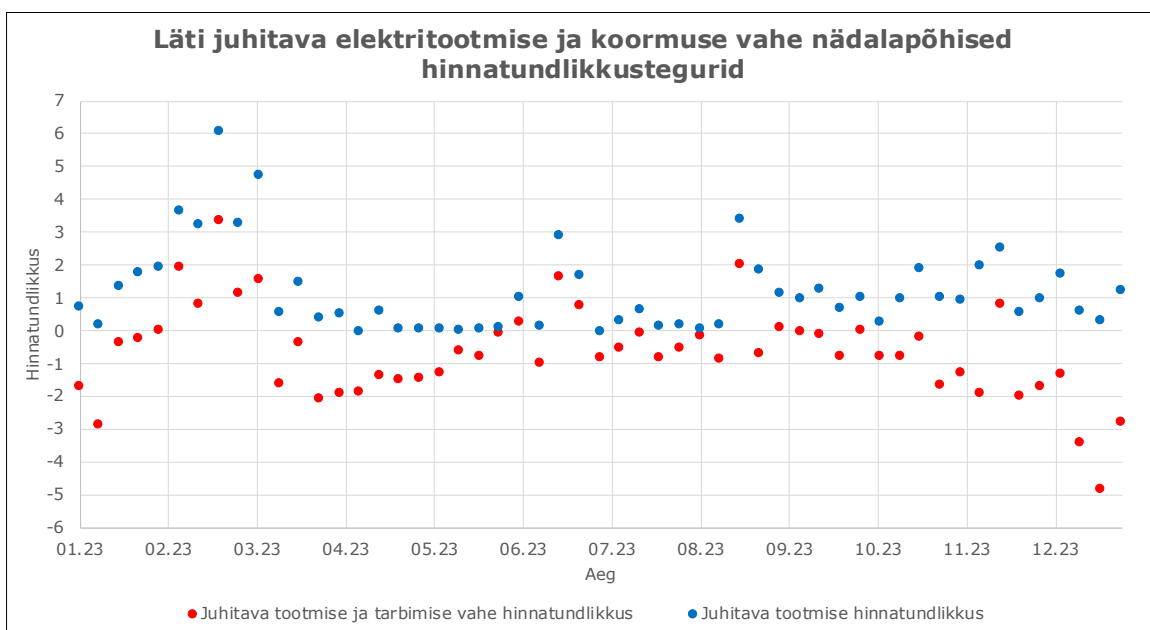
Läti juhitava elektritootmise ja koormuse vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid (Joonis 4.20) olid 2023. aastal vahemikus -4,8 kuni 3,4. Kõige suurem nädalane tõus 3,4 esines veebruaris ning väikseim nädalane tõus -4,8 esines detsembris. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 8,2, mis oli suurem kui ainult juhitava tootmise kaudu leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (6,1). Samuti esines sellise lähenemise puhul joonisel punasega märgitud väärtuste hulgas rohkem negatiivseid väärtuseid kui ainult tootmise kaudu leitud ehk sinisega märgitud väärtuste seas. Järeldus, et tootmise ja tarbimise vahe hinnatundlikkustegurid ei muuda hinnatundlikkuse analüüsimist Läti puhul selgemaks.

Leedu juhitava elektritootmise ja koormuse vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid (Joonis 4.21) olid 2023. aastal vahemikus -10,3 kuni 0,2. Kõige suurem nädalane tõus 0,2 esines juunis ning väikseim nädalane tõus -10,3 esines detsembris. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel oli 10,5, mis oli suurem kui ainult juhitava tootmise kaudu

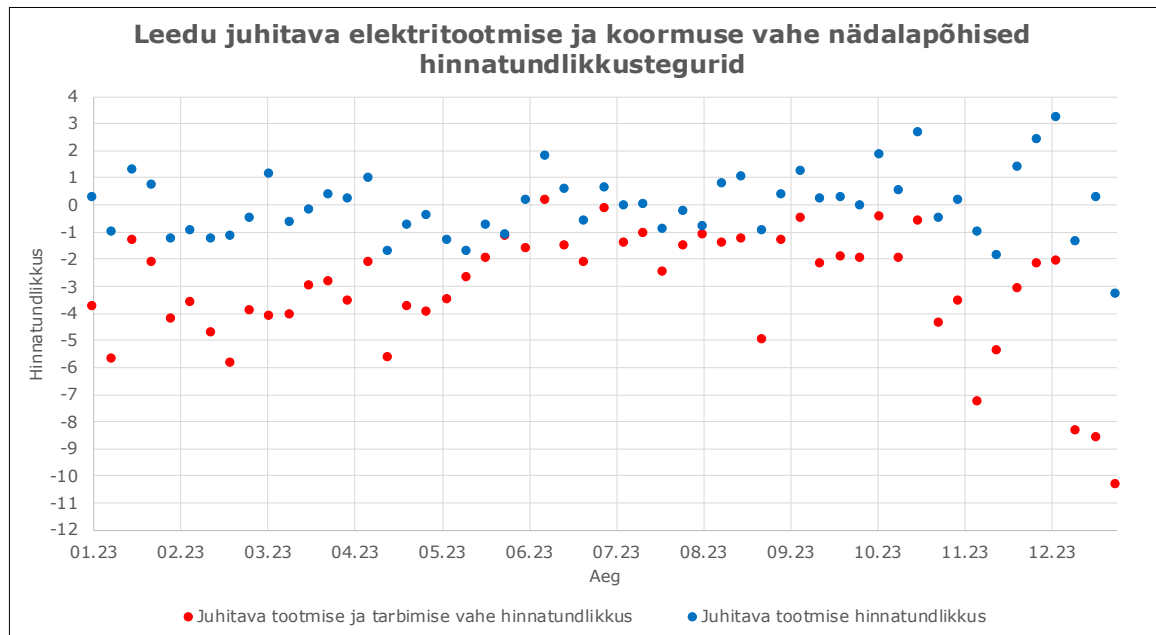
leitud maksimaalse ja minimaalse tõusu vahe (6,5). Samuti esines sellise lähenemise puhul joonisel punasega märgitud väärtuste hulgas rohkem negatiivseid väärtuseid kui ainult tootmise kaudu leitud ehk sinisega märgitud väärtuste seas. Järeldus, et tootmise ja tarbimise vahe hinnatundlikkustegurid ei muuda hinnatundlikkuse analüüsimist Leedu puhul selgemaks.



Joonis 4.19: Eesti juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal



Joonis 4.20: Läti juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

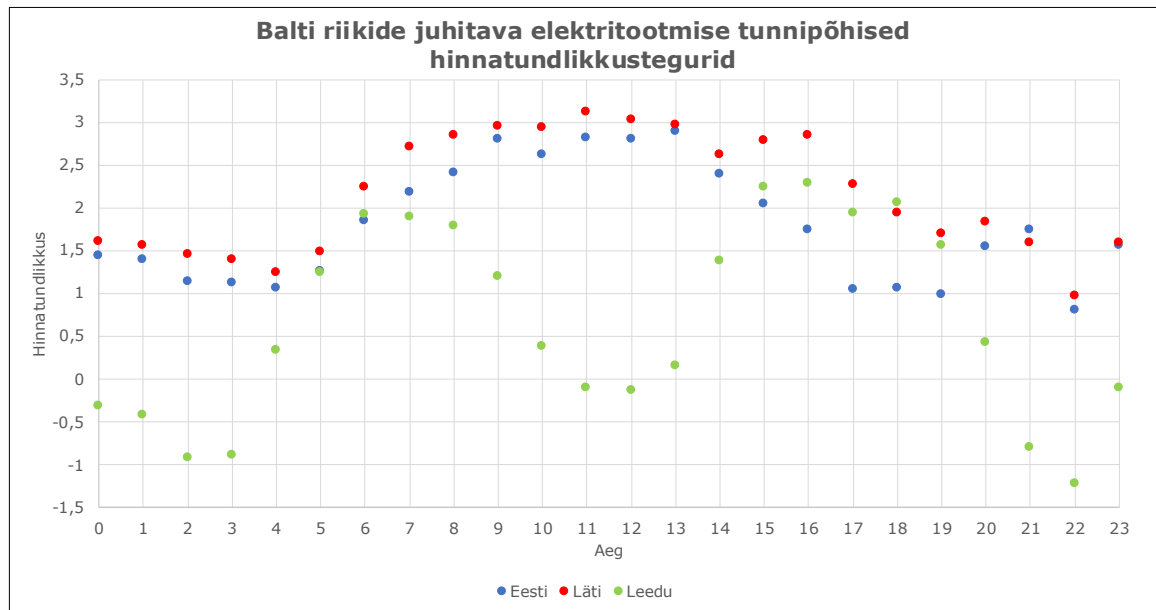


Joonis 4.21: Leedu juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

4.3.3 Tunnipõhised tõusud

Jätkati tõusude määramist tunnipõhiselt ehk leiti eraldi tõusud 2023. aasta andmete põhjal iga 24-tunni kohta. Valimisse kaasati ainult need tunnid, mil elektrienergia hind oli vahemikus 0-300 €/MWh. Balti riikide tunnipõhised tõusud on esitatud Joonis 4.22. Soome, Rootsi ja Poola kohta leiti samuti tunnipõhised tõusud (vt. Lisa 11). Kuna andmete filtreerimine tarbimise ja katkestuste järgi ei lisanud tulemustesse selgust, siis tunnipõhiste tõusude leidmisel filtreerimist ei rakendatud. Joonised tehti MS Exceli tarkvaraga.

Balti riikide kohta leitud tõusude jooniselt (Joonis 4.22) selgus, et Eesti ja Läti tõusude väärtused on tundide lõikes harmoonilised, kuid Leedu tõusude väärtused mitte. Läti väikseim tõus väärtusega 1, Eesti väikseim tõus väärtusega 0,8 ja Leedu väikseim tõus väärtusega -1,2 esinevad kõik kell 22. Läti suurim tõus väärtusega 3,1 esineb kell 11, Eesti suurim tõus väärtusega 2,9 esineb kell 13 ning Leedu suurim tõus väärtusega 2,3 esineb kell 16. Vahe suurima ja väikseima tõusu vahel on Lätil 2,1, Eestil 2,1 ja Leedul 3,5.



Joonis 4.22: Balti riikide juhitava elektritootmise tunnipõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

4.4 Prognooside täiendamine

Töö autor pakkus peatükis 4.3. kirjeldatud andmeanalüüsile tuginedes välja tõusude väärtused mida koostöös Elering AS esindaja ja töö kaasjuhendaja Hardi Koduverega katsetati prognoosimudel. Töö autor valis mudelis katsetamiseks viie riigi jaoks aastapõhistest tõusudest 2023. aasta väärtused, 2023. aasta nädalapõhiste tõusude keskmised ja tunnipõhised tõusud. Töös ei katsetatud prognoosimudelisse tõusude väärtuseid mis olid leitud vastavalt katkestuste või koormuse suurusele. Samuti ei katsetatud töös juhitava tootmise ja koormuse vahe hinnatundlikkustegureid. Katsetamise käigus leiti prognoosimudeli ja autori välja pakutud tõusude kaudu prognoositud päev-ette elektrienergia hinnad Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi ja Poola kohta. Võrdlema hakati Balti riikide hinnaerinevusi ehk Eesti-Läti ja Läti-Leedu omavahelisi hinnaerinevusi 2023. aasta igal tunnil. Prognoositud hindadest moodustunud hinnaerinevusi võrreldi reaalse 2023. aasta tundide hinnaerinevustega ning leiti prognoosi viga ehk prognoosi ja reaalse hinnaerinevuse vahe absoluutväärtused. Tunnipõhiste tõusude analüüsimisel leiti samade tundide kohta prognoositud hinnad ka naiivse prognoosimeetodi ehk referentspäeva meetodil ning võrreldi mõlemate prognooside piirkondade vahelisi hinnaerinevusi reaalse hinnaerinevustega. Vigade absoluutväärtuste järgi oli võimalik hinnata prognoosimudeli

täpsust ning tõusude väärtuste muutmise mõju mudeli täpsusele. Aastapõhiste tõusudega modelleeriti kolm, nädalate keskmiste kaudu leitud tõusudega neli ning tunnipõhiste tõusudega viisteist korda. Peale iga modelleerimist muudeti tõusude väärtusi käsitsi ning võrreldi muutuse mõju prognoosi täpsusele.

Matemaatiline prognoosimudel, mida katsetamisel kasutati, on ehitatud optimeerimismudelina mille sihtfunktsioonina rakendati valemit (3.16), kuid mudelist jäeti välja reservide turu osa. Mudelist jäi välja reservide turu reaalsest pakkumistest moodustuv osa ehk valem (3.15). Mudeli sihtfunktsiooniks on seega valem (4.1) ehk ainult päev-ette prognoosi osa:

$$\sum_a \left[\frac{\Delta V_{da,a} * (2MCP_{0,a} + \alpha_a * \Delta V_{da,a})}{2} \right] \quad (4.1)$$

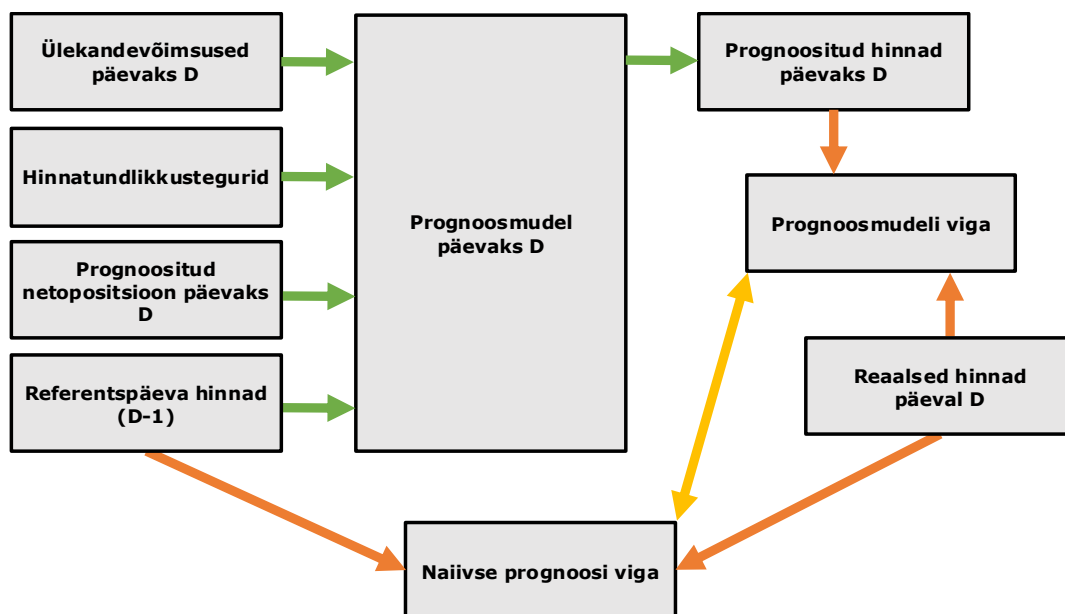
Kus:

- $\Delta V_{da,a}$ – pakkumispiirkonna a prognoositava netopositsiooni muutus;
- $MCP_{0,a}$ – pakkumispiirkonna a prognoositud päev-ette turuhind;
- α_a – pakkumispiirkonna a päev-ette tootmise hinnatundlikkustegur;

Prognoosimudelile anti sisendiks tõusude pöördväärtused ehk α_a väärtuseid. Mudel optimeeris netopositsiooni muutust ise ning prognoositud päev-ette turuhind oli leitud referentspäeva meetodil. Seega muudab mudel hinnapiirkondade netopositsioone muutes iga päeva prognoositud päev-ette marginaalhinda, võttes arvesse referentspäeva hinda, hinnapiirkonna prognoositud netopositsiooni (impordi-ekspordi tasakaalu) ning mudeli otsust netopositsiooni muutuse kohta. Lihtsustatud prognoosimudel kattis geograafilise piirkonna kus olid elektrituru hinnapiirkonnad: Eesti, Läti, Leedu, Soome, Rootsi 4 ja Poola. Sisendina kasutati reaalseid 2023. statistilisi ja tunnipõhiseid päev-ette turu hindasid, ülekandevõimsuste väärtuseid ja netopositsioone. Analüüsi lihtsustatud skeem on esitatud joonisel (Joonis 4.23). Lihtsustatud prognoosimudeli piirangutena on seatud mudeli realistlikust tagavad matemaatilised valemid:

- mudelisse kaasatud hinnapiirkondade netopositsioonide summa peab olema võrdne nulliga;
- hinnapiirkondade vaheline elektrienergia voog on väiksem või võrdne ülekandevõimsusega.

Töö autori modelleerimiseks pakutud tõusude väärtused on esitatud tabelis (Tabel 4.1).



Joonis 4.23: Analüüsi lihtsustatud skeem

Tabel 4.1: Katsetamiseks pakutud tõusude väärtused

Tõusu määramise loogika	EE	LV	LT	FI	PL	SWE
2023. aasta (4.3.1)	1,77	1,48	0,61	4,03	29,25	64,87
2023. aasta nädalapõhiste keskmine (4.3.2)	1,28	1,18	-0,04	10,25	39,14	70
Tunnipõhised vastavalt 2023. aastale (4.3.3)	EE	LV	LT	FI	PL	SWE
00	1,45	1,61	-0,30	10	50	50
01	1,40	1,56	-0,40	10	50	50
02	1,14	1,46	-0,90	10	50	50
03	1,12	1,40	-0,85	10	50	50
04	1,07	1,25	0,33	10	50	50
05	1,25	1,48	1,24	10	50	50

Tabel 4.1 järg

Tunnipõhised vastavalt 2023. aastale (4.3.3)	EE	LV	LT	FI	PL	SWE
06	1,84	2,24	1,92	10	50	50
07	2,18	2,71	1,89	10	50	50
08	2,40	2,85	1,79	10	50	50
09	2,80	2,96	1,19	10	50	50
10	2,61	2,94	0,38	10	50	50
11	2,82	3,12	-0,10	10	50	50
12	2,80	3,04	-0,12	10	50	50
13	2,90	2,97	0,15	10	50	50
14	2,39	2,62	1,37	10	50	50
15	2,05	2,79	2,24	10	50	50
16	1,75	2,85	2,29	10	50	50
17	1,05	2,28	1,94	10	50	50
18	1,06	1,95	2,06	10	50	50
19	0,99	1,69	1,56	10	50	50
20	1,54	1,84	0,42	10	50	50
21	1,74	1,60	-0,70	10	50	50
22	0,80	0,98	-1,24	10	50	50
23	1,57	1,59	-0,10	10	50	50

Kuna katsetamise hetkeks ei olnud leitud tunnipõhiseid väärtuseid Soome, Rootsi ja Poola kohta, siis määrati igaks tunniks samad väärtused. Iga modelleerimise järel muudeti teatud tõusude väärtuseid, et näha nende muutmise mõju prognoosi täpsusele, et seeläbi tuvastada milliseid tõusude väärtusi saab pidada headeks. Väärtusi muudeti katseeksitusmeetodil.

4.5 Katsete tulemused ja järeldused

4.5.1 Aastapõhiste tõusude modelleerimine

Modelleerides mudelisse sisestatud aastapõhiste tõusudega, leiti, et prognoos tegi 2023. aasta baasil keskmise vea suurusega 8,64 €/MWh Eesti ja Läti tunnipõhiste hinnaerinevuste leidmisel ning Läti ja Leedu hinnaerinevuste puhul oli keskmiseks veaks 6,38 €/MWh. Kuna suurem viga oli Eesti ja Läti vahel, siis otsustati muuta Eestiga ühenduses oleva Soome tõusu väärtus suuremaks ning uueks väärtuseks pakuti Soome jaoks 10, mis oli 5,97 võrra suurem esimesest väärtusest. Keskmine prognoosviga kasvas, Eesti ja Läti vahel oli teisel katsel keskmine viga 8,82€/MWh ning Läti ja Leedu vahel 7,06€/MWh. Otsustati Soome tõusu väärtust langetada ning uueks väärtuseks pakuti 0,2, mis oli esialgsest pakutud väärtusest 3,83 võrra väiksem. Keskmine prognoosviga Eesti ja Läti vahel langes 8,61 €/MWh-ni, kuid Läti ja Leedu vaheline keskmine viga 6,41€/MWh oli endiselt suurem kui esialgu pakutud väärtustega leitud. Tulemused on esitatud tabelis (Tabel 4.2).

Tabel 4.2: Aastapõhiste tõusude modelleerimise tulemused

	Tõusude väärtused ja keskmised prognoosvead		
EE	1,77	1,77	1,77
LV	1,48	1,48	1,48
LT	0,61	0,61	0,61
FI	4,03	10	0,20
PL	64,87	64,87	64,87
SWE	29,25	29,25	29,25
Eesti ja Läti vahel keskmine prognoosviga [€/MWh]	8,64	8,82	8,61
Läti ja Leedu vahel keskmine prognoosviga [€/MWh]	6,38	7,06	6,41

4.5.2 Nädalapõhiste keskmiste tõusude modelleerimine

Nädalapõhiste keskmiste väärtuste seas oli üks negatiivne tõus Leedul väärtusega -0,04. Kuna mudel ei tule toime negatiivsete tõusudega, siis asendati -0,04 0,01-ga. Modelleerides mudelisse sisestatud nädalapõhiste keskmiste tõusudega, leiti, et prognoos tegi 2023. aasta baasil keskmise vea suurusega 13,43 €/MWh Eesti ja Läti tunnipõhiste hinnaerinevuste leidmisel ning Läti ja Leedu hinnaerinevuste puhul oli keskmiseks veaks 49,05 €/MWh. Otsustati muuta Leedu tõusu väärtust 0,01 võrra suuremaks ehk uus väärtus oli 0,02 ning muude riikide väärtused jäid samaks. Keskmine prognoosviga langes, Eesti ja Läti vahel oli teisel katsel keskmine viga 12,75€/MWh ning Läti ja Leedu vahel 23,70€/MWh. Otsustati veelgi tõsta Leedu tõusu väärtust ning uueks väärtuseks valiti 1. Keskmine viga langes veelgi, Eesti ja Läti vahel oli kolmandal katsel keskmine viga 9,78€/MWh ning Läti ja Leedu vahel 4,02 €/MWh. Kuna tõusude tõstmisel mudelis kasutatud pöördväärtused langesid, siis otsustati katsetada Leedu sisendina nulli mille pöördväärtus ehk tõus oli 0. Sellisel juhul langes keskmine viga veel, Eesti ja Läti vaheline keskmine viga oli 6,73€/MWh ning Läti ja Leedu vaheline keskmine viga 1,00€/MWh. Katseeksitusmeetodil muutes ainult ühe riigi etteantud väärtust õnnestus peale neljandat katset vähendada Eesti ja Läti vahelist keskmist viga 6,70€/MWh ning Läti ja Leedu vahelist keskmist viga 48,05 €/MWh võrra. Tulemused on esitatud tabelis (Tabel 4.3).

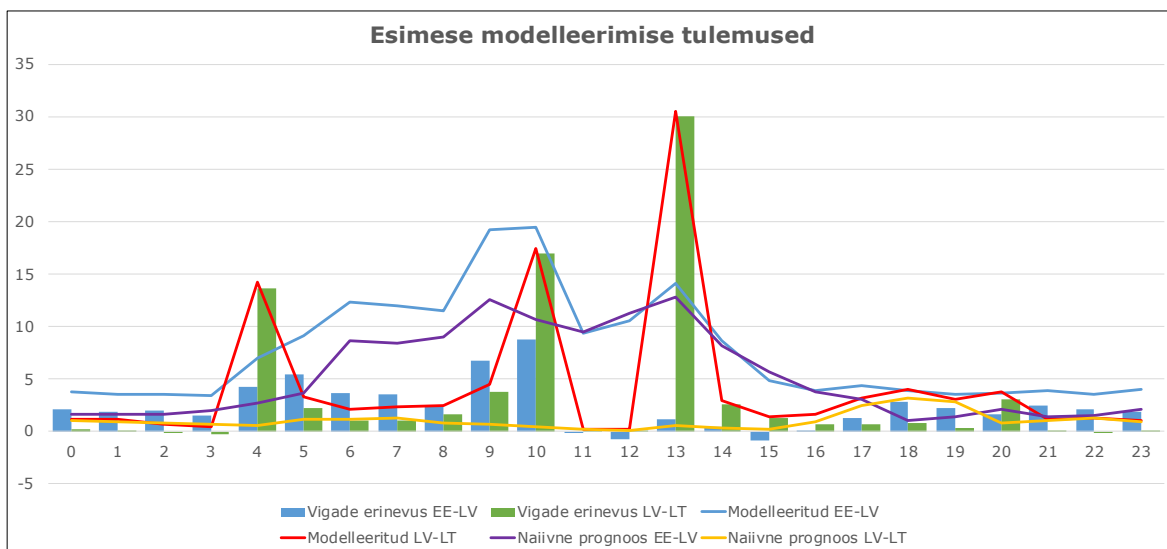
Tabel 4.3: Tunnipõhiste tõusude modelleerimise tulemused

	Tõusude väärtused ja keskmised prognoosvead			
EE	1,28	1,28	1,28	1,28
LV	1,18	1,18	1,18	1,18
LT	0,01	0,02	0,1	0
FI	10,25	10,25	10,25	10,25
PL	70	70	70	70
SWE	39,14	39,14	39,14	39,14
Eesti ja Läti vahel keskmine prognoosviga [€/MWh]	13,43	12,75	9,78	6,73
Läti ja Leedu vahel keskmine prognoosviga [€/MWh]	49,05	23,70	4,01	1,00

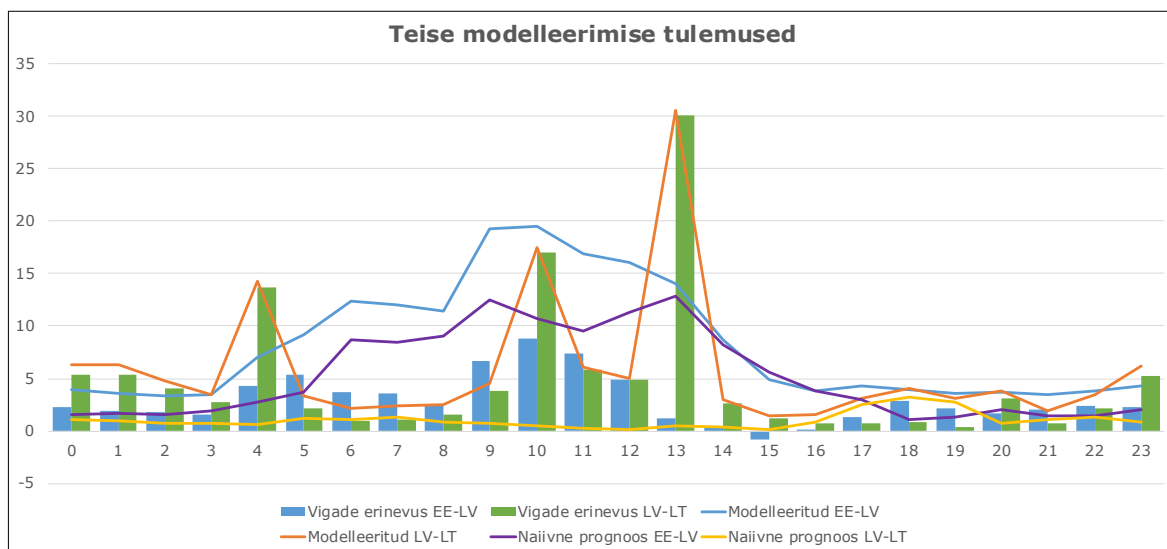
4.5.3 Tunnipõhiste tõusude modelleerimine

Tunnipõhiste tõusude väärtuste seas oli Leedu kohta pakutud üheksa negatiivset väärtust. Kuna mudel ei tule toime negatiivsete tõusudega, siis asendati need esialgu nullidega. Modelleerides mudelisse sisestatud tunnipõhiste tõusudega, leiti, et prognoos tegi 2023. aasta baasil keskmise vea suurusega 7,64 €/MWh Eesti ja Läti tunnipõhiste hinnaerinevuste leidmisel ning Läti ja Leedu hinnaerinevuste puhul oli keskmiseks veaks 4,37 €/MWh. Seejärel asendati Leedu negatiivsed väärtused ühega, kuid vigade keskmised väärtused kasvasid, Eesti ja Läti hinnaerinevuste keskmine viga oli 8,18 €/MWh ning Läti ja Leedu hinnaerinevuste keskmine viga oli 5,86 €/MWh. Samal ajal kui naiivse prognoosiga leitud hinnaerinevuste keskmine viga oli vastavalt 5,27 €/MWh ja 1,02 €/MWh. Tunnipõhiste tõusude modelleerimisel seati eesmärgiks jõuda tõusude väärtuseni, mille puhul prognoosmudeli keskmised vead jäävad alla naiivse meetodi keskmiste vigade. Esimese ja teise katsetuse tulemused on esitatud joonistel (Joonis 4.24, Joonis 4.25). Joonistele lisati ka modelleeritava ja naiivse prognoosi vigade vahe ehk vigade erinevused. Vigade erinevused Y-telje positiivsel poolel näitavad, et sellel tunnil olid modelleeritud prognoosi tulemuste vead suuremad kui naiivse prognoosi tulemuste vead. Vigade erinevused Y-telje negatiivsel poolel näitavad, et sellel tunnil olid modelleeritud prognoosi tulemuste vead väiksemad kui naiivse prognoosi tulemuste vead. Kuna eesmärk oli teha modelleeritava prognoosiga keskmiselt väiksem viga kui

naiivse prognoosiga, siis eesmärgi täitmiseks pidi suurem osa ajast vigade vahe olema negatiivse väärtusega. Vähem vigu tehti modelleerimisel võrreldes naiivse prognoosiga esimesel katsel nii Eesti ja Läti kui ka Läti ja Leedu hinnaerinevuse prognoosis kolmel tunnil.



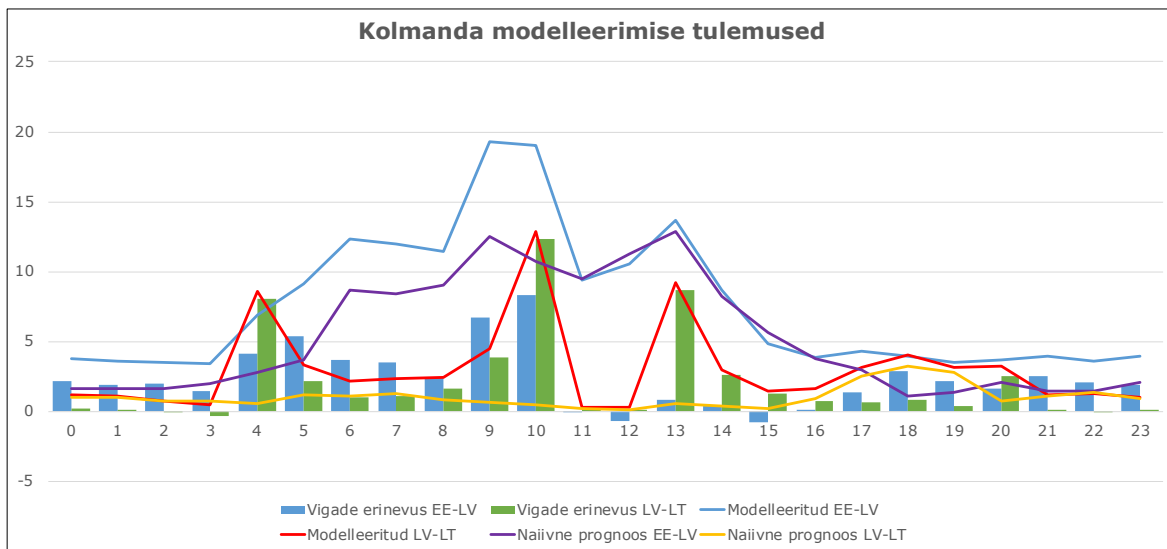
Joonis 4.24: Tunnipõhiste tõusude esimese modelleerimise tulemused



Joonis 4.25: Tunnipõhiste tõusude teise modelleerimise tulemused

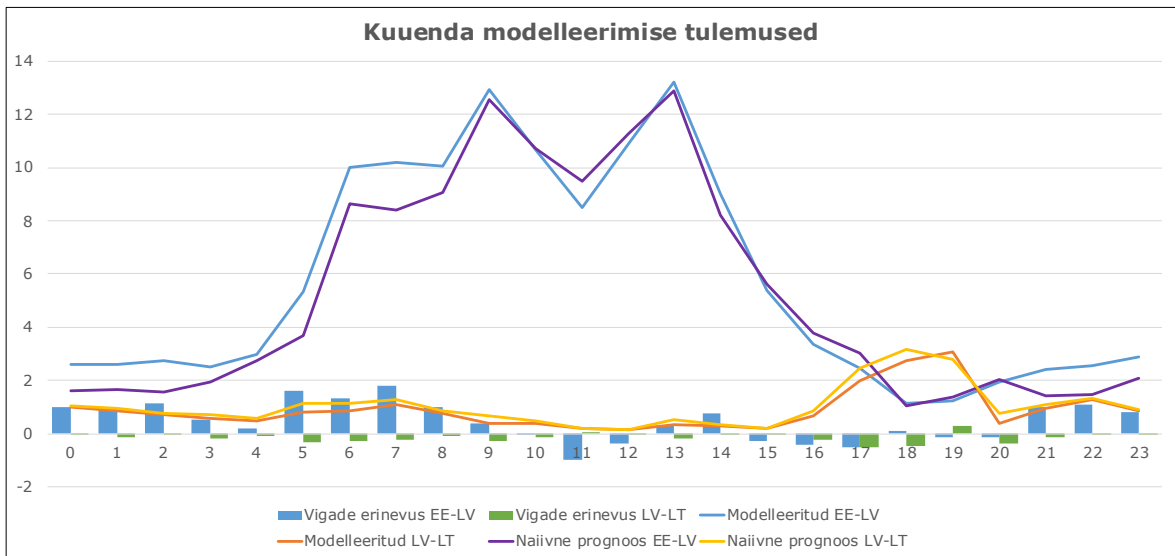
Kuna teisel katsel tulemused halvenesid ehk modelleeritava prognoosi keskmised vead kasvasid ning vigade erinevused muutusid suuremaks, siis otsustati muuta Leedu negatiivsed tõusud taas nulliks ning otsustati piirata Leedu tõusude väärtuste alumine piir 0,5-ga. Seega mudelis rakendatavate pöördväärtuste ülemine piir piirati 2-ga. Kolmanda katse tulemusel leiti, et prognoos tegi 2023. aasta baasil keskmise vea suurusega 7,59 €/MWh Eesti ja Läti tunnipõhiste hinnaerinevuste leidmisel ning Läti ja Leedu hinnaerinevuste puhul oli keskmiseks veaks 3,02 €/MWh. Kolmanda katse

tulemusel oli keskmine viga võrreldes esimese katsega Eesti ja Läti hinnaerinevuse puhul 0,05 €/MWh võrra väiksem ning Läti ja Leedu hinnaerinevuse puhul 1,35 €/MWh võrra väiksem. Kolmanda modelleerimiskorra tulemused on esitatud joonisel (Joonis 4.26).



Joonis 4.26: Tunnipõhiste tõusude kolmanda modelleerimise tulemused

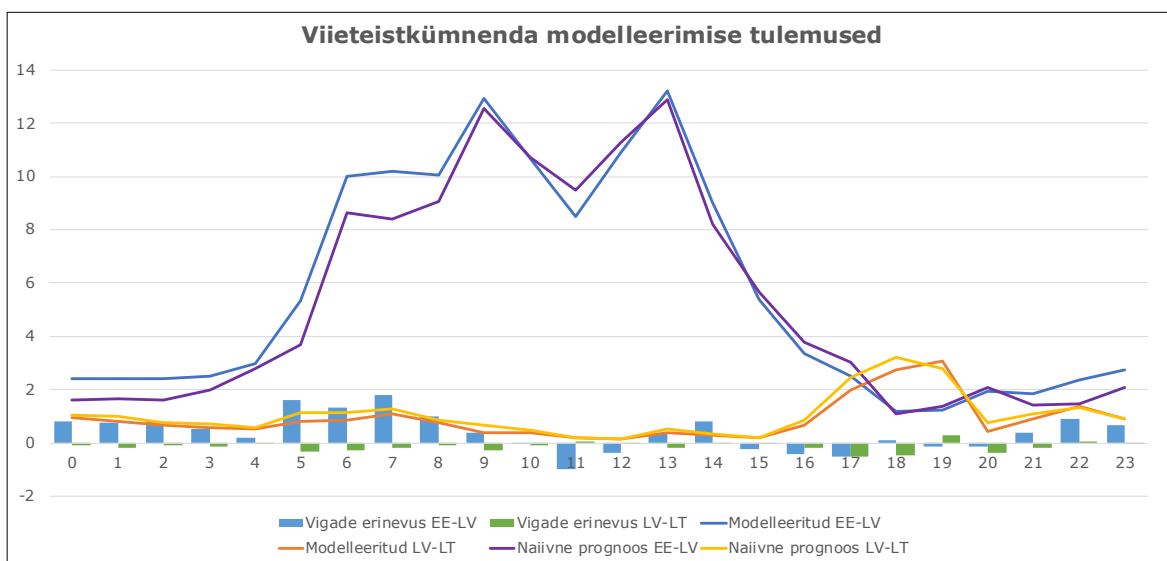
Jätkati katseeksitusmeetodil tõusude piiramist. Näiteks piirati kuuendal katsel Lisaks Leedule ka Eesti, Soome ja Läti tõusude väärtusi. Sama tehti ka kuuendal katsel, kus Eesti tõusude pöördväärtuste ülemiseks piiriks oli määratud 0,2, Soomel ja Lätil 0,5 ning Leedul 0,1. Sellisel juhul oli keskmine viga Eesti ja Läti hinnaerinevuse puhul 5,74 €/MWh ning Läti ja Leedu puhul 0,88 €/MWh. Läti ja Leedu hinnaerinevuste puhul oli kuuendal katsel modelleeritud prognoos täpsem kui naiivne prognoos, sest Läti ja Leedu keskmine viga oli modelleeritud variandi puhul 0,14 €/MWh võrra väiksem naiivse prognoosi keskmisest veast. Kuuenda modelleerimise tulemused on esitatud joonisel (Joonis 4.27). Joonisel olevate sinise ja lilla joone kui ka negatiivsete siniste tulpade järgi on näha, et modelleeritud Eesti ja Läti hinnaerinevuse leidmisel on mudel parem naiivsest prognoosist vahemikus kell 10.00-12.00 ja kell 15.00-17.00 ning kell 19.00-20.00 ehk kokku kaheksal tunnil kahekümne neljast. Joonisel olevate kollase ja oranži joone kui ka negatiivsete roheliste tulpade järgi on näha, et modelleeritud prognoos Läti ja Leedu hinnaerinevuste leidmisel on täpsem naiivsest prognoosist kell 01.00, kell 03.00-10.00, kell 13.00 ning kell 16.00-18.00, kell 20.00-21.00 ehk kokku viieteistkümnel tunnil kahekümne neljast.



Joonis 4.27: Tunnipõhiste tõusude kuuenda modelleerimise tulemused

Modelleerimisel jätkati erinevate tõusupiirangute katsetamisega, kuid testimise käigus ei õnnestunud leida tõusude väärtusi, mille puhul mõlemate nii Eesti ja Läti kui Läti ja Leedu hinnaerinevuste prognoosimisel oleks mudel olnud täpsem kui naiivne prognoos. Mudel oli täpsem ainult Läti ja Leedu hinnaerinevuste prognoosimisel. Viieteistkümnenenda modelleerimiskorra puhul oli rakendatud erinevatel tundidel erinevaid piiranguid. Eesti puhul olid tõusude pöördväärtused 0,10 tundidel 0-2 ning 21-23. Vahepealsetel tundidel olid Eesti tõusude pöördväärtused 0,20. Läti puhul oli tõusude pöördväärtuste ülemiseks piiriks määratud 0,50. Leedu puhul olid tõusude pöördväärtused 0,00 tundidel 0-3, 11-12, 21-23 ning ülejäänud tundidel olid tõusude pöördväärtused 0,10. Soome tõusude pöördväärtused olid 0,80 vahemikus 21-23 ning ülejäänud tundidel 0,50. Rootsi ja Poola tõusude pöördväärtused olid kõikidel tundidel 0,02 ehk samad mis esimesel katsel. Viieteistkümnenenda modelleerimise puhul oli keskmine viga Eesti ja Läti hinnaerinevuse prognoosimisel 5,67 €/MWh ning Läti ja Leedu hinnaerinevuse prognoosimisel 0,87 €/MWh. Eesti ja Läti hinnaerinevuse keskmine viga oli modelleerimisel 0,40 €/MWh võrra suurem kui naiivse prognoosi puhul Läti ja Leedu hinnaerinevuse keskmine viga oli modelleerimisel 0,15 €/MWh võrra väiksem kui naiivse prognoosi puhul. Viieteistkümnes modelleerimiskord oli kõige väiksemate keskmiste vigadega ehk kõige parem modelleerimistulemus. Viieteistkümnenenda modelleerimise tulemused on esitatud joonisel (Joonis 4.28). Joonisel olevate sinise ja lilla joone kui ka negatiivsete siniste tulpade järgi on näha, et modelleeritud Eesti ja Läti hinnaerinevuse leidmisel on mudel parem naiivsest prognoosist vahemikus kell 10.00-12.00 ja kell 15.00-17.00 ning kell 19.00-20.00 ehk kokku kaheksal tunnil kahekümne neljast. Joonisel olevate kollase ja oranži joone kui ka negatiivsete roheliste tulpade järgi on näha, et modelleeritud prognoos Läti ja Leedu hinnaerinevuste leidmisel on täpsem naiivsest prognoosist kell 00.00-10.00, kell 12.00-

18.00, kell 20.00-21.00 ja kell 23.00-00.00 ehk kokku kahekümne ühel tunnil kahekümne neljast. Viieteistkümnenenda modelleerimiskorra tõusude väärtused on esitatud tabelis (Tabel 4.4).



Joonis 4.28: Tunnipõhiste tõusude viieteistkümnenenda modelleerimise tulemused

Tabel 4.4: Tunnipõhiste tõusude väärtused viieteistkümnenenda modelleerimiskorral

Tund	EE	LV	LT	FI	PL	SWE
00	10	2	0	2	50	50
01	10	2	0	2	50	50
02	10	2	0	2	50	50
03	5	2	0	2	50	50
04	5	2	10	2	50	50
05	5	2	10	2	50	50
06	5	2,24	10	2	50	50
07	5	2,71	10	2	50	50
08	5	2,85	10	2	50	50
09	5	2,96	10	2	50	50

Tabel 4.4 järg

Tund	EE	LV	LT	FI	PL	SWE
10	5	2,94	10	2	50	50
11	5	3,12	0	2	50	50
12	5	3,04	0	2	50	50
13	5	2,97	10	2	50	50
14	5	2,62	10	2	50	50
15	5	2,79	10	2	50	50
16	5	2,85	10	2	50	50
17	5	2,28	10	2	50	50
18	5	2	10	2	50	50
19	5	2	10	2	50	50
20	5	2	10	2	50	50
21	10	2	10	1,25	50	50
22	10	2	0	1,25	50	50
23	10	2	0	1,25	50	50

4.5.4 Modelleerimise järeldused

Töös katsetati mitmeid erinevaid tõusude väärtusi ning leitud tulemusi 22-modelleerimiskorra kohta oli palju. Esimesed katsetused näitasid, et madalad tõusude väärtused ehk mudelisse sisestatavad kõrged pöördväärtused muutsid vead väga suureks ning suuremad tõusud ehk nullile lähedal olevad pöördväärtused tõid paremad

tulemused ehk väiksemad vead prognoosis. Näiteks tabelis 4.3 Leedu madal tõus 0,01 tingis suuremad prognoosvead (Eesti-Läti vahel 13,43 €/MWh ning Läti-Leedu vahel 49,05 €/MWh) kui suurem tõus 0,1 (Eesti-Läti vahel prognoosviga 9,78 €/MWh ning Läti-Leedu vahel 4,01 €/MWh). Seepärast hakati katsetamise käigus mudelisse sisestatavaid tõusude pöördväärtusi piirama. Kõige parema tulemuse puhul lähtuti tunnipõhistest tõusudest, mille väärtused on esitatud Tabel 4.4. Kõige parema tulemuse puhul oli Eesti ja Läti prognoositud hinnaerinevuse keskmise vea absoluutväärtus 5,67 €/MWh, mis on naiivse prognoosi keskmisest veast (5,27 €/MWh) 0,4 €/MWh võrra suurem. Kõige parema tulemuse puhul oli Läti ja Leedu prognoositud hinnaerinevuse keskmise vea absoluutväärtus 0,87 €/MWh, mis on naiivse prognoosi keskmisest veast (1,02 €/MWh) 0,15 €/MWh võrra väiksem. Parima tulemuse puhul oli prognoosimudel naiivsest prognoosist täpsem Eesti ja Läti hinnaerinevuse prognoosimisel kokku kaheksal tunnil ning Läti ja Leedu hinnaerinevuse prognoosimisel kokku kahekümne ühel tunnil kahekümne neljast.

Tõusude modelleerimisest järeldati, et prognoosimudeli aluseks on oluline võtta tunnipõhised tõusud ning neid on vaja kalibreerida. Selgus, et analüütiline lähenemine statistika uurimisel ei anna häid tulemusi tõusuväärtuste sisenditeks ning mõistlikum on läheneda katseeksitusmeetodil erinevaid tõusude väärtusi katsetades. Järeldati, et analüütiline lähenemine tõusude määramisel ei andnud ootustele vastavaid ehk paremaid tulemusi kui naiivne prognoos. Selgus, et naiivsest prognoosist ainult ühe lisateguri poolest erinev prognoosimeetod on rakendamisel oluliselt keerulisem kui naiivne meetod. Modelleerimisest järeldati, et õige tõusu leidmine pole lihtne ning on vaja katsetada läbi väga palju erinevaid väärtusi, et jõuda heade tulemusteni. Seejuures järeldati, et kuue hinnapiirkonnaga on tõuse keeruline määrata, sest piirkonnad on omavahel seotud ning kombinatsioone on palju.

Töö autor soovib analüütilist osa korrata siis kui reservide võimsusturg Baltikumis on tööle hakanud ning hinnaerinevused piirkondade vahel on suuremad. 2023. aastal olid hinnaerinevused Eesti, Läti ja Leedu piiridel võrdlemisi väikesed ning on võimalus, et suuremate hinnaerinevuste puhul analüütiline lähenemine annab tõusude väärtused, mille abil on võimalik prognoosi täpsemaks muuta. Lisaks soovib töö autor tulevikus arendada algoritmi, mille abil on võimalik soovitud tingimustele vastavalt tõusude väärtusi määrata arvuti abil. See on küll mahukas protsess, kuid muudaks tulevikus tõusude määramise lihtsamaks ja ajasäästlikumaks ning mis peamine, on võimalik saavutada soovitud tulemusi ehk muuta prognoosimudel naiivsest prognoosist täpsemaks.

KOKKUVÕTE

Antud magistritöö keskendus Baltimaade enrgiajulgeolekuga seotud olulisele sammule ehk Baltimaade elektrisüsteemide Venemaa elektrisüsteemist desünkroniseerimisele ja Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumisele. Desünkroniseerimine Venemaast peab plaani järgi toimuma 2025. aasta algul ning liitumine CESA-ga peab olema tehtud aastaks 2026. Sellega seoses muutuvad Balti riikide elektrisüsteemid Venemaast sõltumatuks, sest peale desünkroniseerimist ei mõjuta enam Venemaa Balti riikide elektrisüsteemide sageduse reguleerimist vaid moodustatakse Balti riikidest koosnev sagedusala ehk Balti LFC blokk. Balti riikide eesmärk on iseseisvalt juhtida Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemide sagedust igal ajahetkel. Seejuures on vaja kinni pidada Euroopas sageduse juhtimist reguleerivast EBGL määrusest, mis sätestab normid ja tegevused elektrisüsteemi tasakaalu tagamiseks. Sageduse hoidmine normaaltalitluse piirides on oluline elektrisüsteemi kvaliteedinäitaja, mille tagamiseks planeeritakse sünkroniseerimise ajaks toimiva sagedusreservide turu rakendamist Baltikumis.

Baltikumi sagedusreservide turu kaudu on Balti riikidel plaanis ühiselt hankida sageduse juhtimise reserve ning tagada piisavas koguses sagedusreservide jagamiseks vajalikke piiriüleseid ülekandevõimsuseid. Töös kirjeldati Euroopas kasutatavaid sageduse reguleerimise tooteid ning toodi välja vajadus Baltikumis FCR ja FRR võimsuste hankimise järele. Töös kirjeldati Euroopa Liidus kehtivaid määrusi, mis moodustavad õigusraamistiku reservide hankimiseks. Balti riikide vahel toimib 2018. aastast ühine reguleerimisturg elektrienergia tootmise ja tarbimise vahelise tasakaalu hoidmiseks (Baltic CoBA), mille peamine funktsioon on mFRR võimsuste vahendamine. Töös selgitati konkreetselt, millised kohustused Balti TSO-del alates 2025. aastast lasuvad. Baltikumi ja Poola jaoks 1,6 miljardit maksma minev sünkroniseerimise projekt toob endaga kaasa kõrgepingeliinide, juhtimiskeskuste ja seiresüsteemide rekonstrueerimised ning Püssi, Kiisa ja Viru sünkroonkompensaatorite ehitamise. Need on olulised eeltööd iseseisvaks sageduse juhtimiseks, kuid tähtsal kohal on ka Baltikumis aFRR ja FCR toodete kasutuselevõtmine ning nende hankimiseks ja jagamiseks loodavate turgude arendamine. Töös käsitleti põhjalikult arendatava sagedusreservide turu disaini ja turu kaudu hangitavate mFRR, aFRR ning FCR toodete hankimise põhimõtteid ning sagedusreservide võimsuse pakkujale esitatavaid tingimusi. Oluline on silmas pidada, et 2025. aasta alguseks viiakse elektriturud Balti riikides 15-minutilise kauplemisperioodi peale ning Balti riigid liituvad 2024. aasta neljandas kvartalis Euroopa aFRR teenuste platvormiga PICASSO ja mFRR teenuste platvormiga MARI.

Sagedusreservide jaoks on oluline tagada ka nende jagamiseks vajalike ülekandevõimsuste kättesaadavus igal ajahetkel ning selleks on vajalik ülekandevõimsusi broneerida sagedusreservide jaoks. Euroopa Liidus on vaja reserve on hankida päev ette ning EBGL määrus kirjeldab kolme võimalikku meetodit ülekandevõimsuste broneerimiseks. Töös selgitati meetodite erinevuseid ning kirjeldati, kuidas Balti riigid plaanivad rakendada EBGL määruse Artikkel 41-le vastavat meetodit. Oluline on arvestada ACER-i kirjeldatud meetodi tingimusega, et normaalolukorras on võimalik allokeerida kuni 20% ja puudujäägi olukorras kuni 50% ülekandevõimsusi. Kuna Balti TSO-de tellitud uuring tuvastas, et alla 50% piirmääraga allokeerides esineb Balti riikides võimsuse puudujäägi olukordi tihti ning seetõttu pakkusid Balti TSO-d välja, et tavaolukorras oleks piirmääraks 50% ning puudujäägi korral 70% ülekandevõimsustest. Balti TSO-d plaanivad aga tulevikus muuta allokeerimise meetodikat selliselt, et oleks võimalik allokeerida rohkem kui 70% ülekandevõimsustest sagedusreservide jaoks.

Põhjalikult selgitati töös, kuidas ülekandevõimsuste allokeerimise algoritm toimib. Lisaks kirjeldati töös täpselt, kuidas hakatakse prognoosima Balti riikides päev-ette ülekandevõimsuste turuhindu. Balti riigid plaanivad rakendada Põhjamaades kasutatavat referentspäeva meetodit, täiendades seda hinnatundlikkusteguriga. Kuna Elering AS nägi vajadust uurida lähemalt hinnatundlikkusteguri määramist ning Balti prognoosmetoodika täpsust, siis oli töö eesmärk hinnatundlikkusteguri kaudu täpsustada prognoosmetoodikat. Autor selgitas, kuidas juhitava elektritootmise hinnatundlikkustegurit α_a^{DAM} ajalooliste tootmismahdade ja elektrienergia hindade kaudu määrata. Töös tehtud analüüsi eesmärk oli anda soovitusel millise perioodi kohta hinnatundlikkustegureid määrata ning milliseid andmeid teguri määramiseks arvesse võtta. Analüüsimiseks kasutati MS Exceli ja Python tarkvarasid.

Analüüsi alustati piiriüleste voogude prognoosimise täpsuse analüüsiga, mille käigus tuvastati, et Eesti ja Läti ülekande prognoositud vood olid reaalistest voogudest pidevalt rohkem kaldu Läti-Eesti suunalise ülekande poole. Seevastu Läti ja Leedu ülekandevõimsuste prognoosvea puhul sellist seaduspära ei tuvastatud. Leiti keskmised vead ja vigade piirmäärad vastavalt prognoosi suunale ja suurusele ning selgitati, et negatiivne viga on prognoositud vooga vastupidises suunas ning positiivne viga prognoositud vooga samas suunas. Kogu andmestikku arvestades tuvastati, et Eesti-Läti suunalise ülekandevõimsuste prognoosimisel 18% ajast esineb negatiivne ja 82% ajast positiivne viga. Läti-Eesti suunalise ülekandevõimsuste prognoosimisel 70% ajast esineb negatiivne ja 30% ajast positiivne viga. Läti-Leedu ja Leedu-Läti suunaliste ülekandevõimsuste prognoosimisel 67% ajast esineb negatiivne ja 33% ajast positiivne viga.

Analüüsi jätkati hinnatundlikkustegurite määramisega Balti riikide jaoks erinevate meetoditega. Hinnatundlikkustegurite analüüsimise eesmärk oli tuvastada erinevate väärtuste mõju prognoosmetoodika täpsusele ning välja pakkuda prognoosimetoodika täpsustamiseks parim tegurite määramise meetod. Hinnatundlikkustegureid määrati aastapõhiselt vastavalt aastatele 2020-2023, nädalapõhiselt vastavalt aastale 2023 ning tunnipõhiselt vastavalt aastale 2023. Töös leiti lisaks juhitava elektritootmise mahtude ja elektrienergia hinna kaudu hinnatundlikkustegureid ka vastavalt tootmisüksuste katkestuste ja tarbimise mahtudele. Lisaks leiti ka nädalapõhised juhitava tootmise ja tarbimise vahe hinnatundlikkustegurid. Analüüsist järeldus, et prognoosmetoodika modelleerimiseks on mõistlik kasutada juhitava tootmise hinnatundlikkust. Juhitava tootmise ja elektrienergia hinna kaudu 2023. aasta põhjal leitud aastapõhiseid, nädalapõhiste keskmisi ja tunnipõhiseid väärtuseid hakati katsetama prognoosmudelid, et analüüsida nende mõju prognoosi täpsusele. Tõusude väärtused leiti ja modelleeriti Rootsi, Soome, Poola, Eesti, Läti ja Leedu kohta.

Modelleerimise käigus prognoositi 2023. aasta põhjal Eesti-Läti ning Läti-Leedu piirkondade vahelisi elektrienergia erinevusi, mida võrreldi 2023. aasta reaalse hinnaerinevuste ning naiivse ehk referentspäeva meetodil leitud 2023. aasta hinnaerinevustega. Kahe prognoosi vead leiti reaalse hinnaerinevuste suhtes ning vigade absoluutväärtuste järgi oli võimalik hinnata prognooside täpsust. Eesmärk oli modelleerimise käigus leida Balti prognoosmetoodika jaoks sellised hinnatundlikkustegurid, millega 2023. aasta prognoos oluks täpsem kui referentspäeva meetodil tehtud prognoos. Modelleerimistulemuste hindamise aluseks võeti referentspäeva meetodi prognoosviga kahel piiril (Eesti-Läti ning Läti-Leedu). Modelleerimise käigus selgus, et täpsemaid tulemusi ehk väiksemaid prognoosvigu esineb tunnipõhiste tõusudega. Katseeksitusmeetodil muudeti tunnipõhiste tõusude väärtuseid enne iga modelleerimist, kuid töö käigus ei jõutud selliste väärtusteni, mis oleksid korruga mõlema piiri hinnaerinevuste prognoosi muutnud referentspäeva meetodist täpsemaks. Märkimisväärne ehk täpsem prognoos modelleeriti tõusuväärtustega, mis on esitatud Tabelis 4.4 ning modelleerimise tulemusel Eesti ja Läti hinnaerinevuse leidmisel oli mudel naiivsest prognoosist täpsem kaheksal tunnil kahekümne neljast ning Läti ja Leedu hinnaerinevuste leidmisel kahekümne ühel tunnil kahekümne neljast. Eesti ja Läti hinnaerinevuse prognoosimise keskmise vea absoluutväärtus oli naiivsest prognoosist 0,4 €/MWh võrra suurem, seevastu Läti ja Leedu hinnaerinevuse prognoosimisel 0,15 €/MWh võrra väiksem. Järelikult prognoosi täpsustamisel suudeti prognoosimeetodit muuta Läti ja Leedu piiril täpsemaks naiivsest prognoosist, kuid Eesti ja Läti piiril prognoos ei olnud naiivsest meetodist täpsem.

Prognoosmetoodika täpsuse analüüsimisest järeldati, et madalad hinnatundlikkustegurid muutsid vead suuremaks ning täpsema prognoosi saavutamiseks oli oluline mudelisse sisestada suuremaid tõusude väärtuseid. Lisaks järeldati, et oluline on prognoosmudeli aluseks võtta tunnipõhised tõusud ning neid katseeksitusmeetodil kalibreerida, sest analüütiline lähenemine statistika uurimisel ei toonud oodatud tulemusi. Selgus, et referentspäeva meetodist vaid ühe teguri poolest erinevat prognoosmeetodit on oluliselt keerulisem rakendada. Järeldati, et prognoosmeetodi täpsusele head mõju avaldavate tõusude väärtuste leidmine ei ole lihtne töö ning vaja on katsetada palju erinevaid väärtuseid. Keerukuse põhjus seisneb suures muutujate arvus, sest modelleerimisi viiakse läbi mudelis, kus on kuus erinevat hinnapiirkonda, mille jaoks on vaja määrata sobivad hinnatundlikkustegurid.

Autori hinnangul tehti töö käigus ära põhjalik ja mahukas analüüs teemal, mida Elering AS peab oluliseks ning mida varem ei ole põhjalikult uuritud. Töö lõpuks andis autor konkreetseid soovitusi, mida Elering AS tulevikus prognoosmetoodikat rakendades arvesse võtab. Näiteks selgus, et tõusud on mõistlik määrata tunnipõhiselt eelneva aasta andmete järgi ning vajalik on teha hulgaliselt modelleerimisi, et leida prognoosi täpsusele head mõju avaldavad väärtused. Autor soovitas analüütilist osa korrata siis kui Balti sagedusreservide turg on tööle hakanud. Töö autor tõestas, et pealtnäha lihtne ülesanne võib osutada suureks väljakutseks ning prognoosi täpsuse saavutamiseks on vaja tegeleda ajamahuka modelleerimisega. Selleks, et tulevikus modelleerimisprotsessi ja heade hinnatundlikkustegurite leidmist kiirendada soovitab töö autor arendada algoritmi, mille abil on võimalik tõusude väärtuseid määrata vastavalt soovitud tingimustele ajasäästlikumalt. Algoritmi arendamine on keeruline ja ajamahukas töö, kuid säästab aega tulevikus tõusude määramisel ning annaks märkimisväärse panuse prognoosi täpsemaks muutmisel.

Töös ei suudetud küll leida hinnatundlikkustegureid, mis oleksid muutnud Balti prognoosmeetodi referentspäeva meetodist täpsemaks kahel piiril korraga, kuid autori hinnangul täitis töö enda eesmärgi, sest tänu mahukale analüüsile sai Elering AS prognoosmetoodika täpsuse tagamiseks vajalikud suunised millega edaspidi arvestada.

SUMMARY

This master's thesis focused on a significant step related to Baltic energy security, namely the desynchronization of the Baltic electricity systems from the Russian electricity system and connecting them to the Continental European Synchronous Area (CESA). According to the plan, desynchronization from Russia is scheduled to take place in the beginning of 2025, and integration with CESA must be completed by year 2026. As a result, the Baltic states' electricity systems will become independent of Russia, as after desynchronization, Russia will no longer influence the frequency regulation of the Baltic states' electricity systems. Instead, a load and frequency control area consisting of the Baltic states, known as the Baltic LFC block, will be formed. The goal of the Baltic states is to autonomously manage the frequency of the Estonian, Latvian, and Lithuanian electricity systems at all times. Maintaining frequency within normal operating limits is an important indicator of the quality of the electricity, and to ensure this, the implementation of a functional reserve capacity market in the Baltic region is planned by the time of synchronization.

Through the Baltic reserve capacity market, the Baltic states plan to collectively procure load frequency control (LFC) reserves and ensure sufficient cross-border transmission capacities required for sharing reserves. The thesis described the LFC products used in Europe and highlighted the need for procuring FCR (Frequency Containment Reserve) and FRR (Frequency Restoration Reserve) capacities in the Baltic region. The thesis also described the EU regulations, which form the legal framework for procuring reserves. Since 2018, there has been a common market between the Baltic states for balancing electricity production and consumption (Baltic CoBA), whose main function is the sharing of mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve) capacities. The specific obligations imposed on the Baltic TSOs (Transmission System Operators) from 2025 onwards were explained in the thesis.

The synchronization project, costing 1.6 billion for the Baltic states and Poland, entails the reconstruction of high-voltage lines, control centers, and monitoring systems, as well as the construction of synchronous compensators in Püssi, Kiisa, and Viru. These are essential preparations for independent LFC management. However, the introduction of aFRR and FCR products and the development of markets for their procurement and allocation are also crucial in the Baltic region. The thesis extensively addressed the design of the developing frequency reserve market and the principles of procuring mFRR, aFRR, and FCR products through the market, as well as the conditions imposed on providers of LFC reserve capacity.

It is essential to ensure the availability of cross zonal transmission capacities (CZC) required for sharing LFC reserves at all times, for which CZC need to be reserved for LFC reserves. In the European Union, reserves need to be procured day ahead, and the EBGL regulation describes three possible methods for allocating CZC. The differences between the methods were explained in the thesis, along with how the Baltic states plan to implement a method corresponding to Article 41 of the EBGL regulation. It is important to consider the condition described by ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) that, under normal conditions, up to 20% of CZC can be allocated, and in deficit situations, up to 50%. As the study commissioned by the Baltic TSOs identified frequent situations of power shortage when allocating less than 50% of the limit, the Baltic TSOs proposed that the limit should be 50% under normal conditions and 70% in deficit situations. However, the Baltic TSOs plan to change the allocation methodology in the future so that more than 70% of transmission capacities can be allocated for frequency reserves.

The thesis thoroughly explained how the CZC allocation algorithm works. In addition, it precisely described how the market prices for CZC will be forecasted day ahead in the Baltic states. The Baltic states plan to adopt the reference day method used in the Nordic countries, complementing it with a price sensitivity factor α_a^{DAM} . As Elering AS (Estonian electricity and gas transmission system operator) saw the need to further investigate the determination of the price sensitivity factor and the accuracy of the Baltic forecasting methodology, the aim of the thesis was to refine the forecasting methodology through the price sensitivity factor. The author explained how to determine the price sensitivity factor through historical production volumes and electricity prices. The analysis aimed to provide recommendations on which period to use for determining the price sensitivity factors and which data to consider for determining the factors. MS Excel and Python software were used for the analysis.

The analysis began with an assessment of the accuracy of cross-border flow forecasting, during which it was identified that the forecasted flows between Estonia and Latvia consistently skewed towards the Latvia-Estonia direction compared to actual flows. However, such a pattern was not identified for the forecast errors of flows between Latvia and Lithuania. Average errors and error thresholds were determined according to the direction and magnitude of the forecast, and it was explained that negative error indicates an error in the opposite direction, while positive error indicates an error in the same direction as forecasted flow. Considering the entire dataset, it was found that 18% of the time, there is a negative error in forecasting the Estonia-Latvia flow, and 82% of the time, there is a positive error. For forecasting the Latvia-Estonia flow, there is a negative error 70% of the time and a positive error 30% of the time. For forecasting

flows between Latvia and Lithuania, and Lithuania and Latvia, there is a negative error 67% of the time and a positive error 33% of the time.

The analysis continued with the determination of price sensitivity factors for the Baltic states using various methods. The purpose of analyzing the price sensitivity factors was to identify the impact of different values on the accuracy of the forecasting methodology and to propose the best method for determining the factors to improve the accuracy of the forecasting methodology. Price sensitivity factors were determined annually for the years 2020-2023, weekly for the year 2023, and hourly for the year 2023. In addition to determining price sensitivity factors based on controllable production volumes and electricity prices, price sensitivity factors were also determined based on production unit outages and consumption volumes. Difference between controllable production and consumption were also considered for determining price sensitivity factors. The analysis concluded that it is reasonable to use price sensitivity factors based on controllable production for modeling the forecasting methodology. Annual, weekly average, and hourly values based on controllable production and electricity prices from 2023 were tested in the forecast model to analyze their impact on the accuracy of the forecast. Values were determined and modeled for Sweden, Finland, Poland, Estonia, Latvia, and Lithuania.

During the modeling process, differences in electricity prices between the Estonia-Latvia and Latvia-Lithuania regions were forecasted based on 2023 data, which were compared to actual price differences in 2023 and the naive or reference day method-based 2023 price differences. Errors in two forecasts were determined relative to actual price differences, and the accuracy of the forecasts could be assessed based on the absolute values of the errors. The aim was to find price sensitivity factors for the Baltic forecasting methodology that would result in a more accurate forecast for 2023 than the forecast based on the reference day method. The evaluation of modeling results was based on the forecast error of the reference day method at two borders (Estonia-Latvia and Latvia-Lithuania). It was found that more accurate results, i.e., smaller forecast errors, were obtained with hourly price sensitivity factors. Before each modeling iteration, the values of hourly price sensitivity factors were modified using a trial and error method, but during the study, values were not found that would have simultaneously made the forecasts more accurate than those made with the reference day method at both borders. The most accurate forecast, was modeled with values presented in Table 4.4 and as a result of the modeling, the model was more accurate than the naive forecast in finding the price difference between Estonia and Latvia in eight out of twenty-four hours and the price difference between Latvia and Lithuania in twenty-one out of twenty-four hours. The absolute value of the average error in forecasting the price

difference between Estonia and Latvia was 0,4 €/MWh higher than the naive forecast, while in forecasting the price difference between Latvia and Lithuania, it was 0,15 €/MWh lower. Therefore, refining the forecast improved the accuracy of the forecast method at the Latvia-Lithuania border compared to the naive method, but the forecast at the Estonia-Latvia border was not more accurate than the naive method.

From the analysis of the accuracy of the forecasting methodology, it was concluded that low price sensitivity factors increased errors, and to achieve a more accurate forecast, it was important to input higher price sensitivity values into the model. Additionally, it was concluded that it is important to base the forecast model on hourly values and calibrate them using a trial and error method because an analytical approach to statistical research did not yield the expected results. It was found that applying a forecast method that differs from the reference day method in only one factor is significantly more challenging. It was concluded that finding price sensitivity values that improve the accuracy of the forecast method is not an easy task, and many different values need to be tested. The complexity arises from the large number of variables because modeling is carried out in a model with six different price regions for which suitable price sensitivity factors need to be determined.

In the author's opinion, a thorough and extensive analysis was carried out on a topic that Elering AS considers important and has not been thoroughly researched before. By the end of the thesis, the author provided specific recommendations for Elering AS to consider when applying forecasting methodology in the future. For example, it was found that it is reasonable to determine price sensitivity values on an hourly basis based on data from the previous year, and extensive modeling is necessary to find values that have a positive impact on the accuracy of the forecast. The author suggested repeating the analytical part when the Baltic reserve capacity market is operating. The author demonstrated that what appears to be a simple task can pose a significant challenge, and achieving forecast accuracy requires time-consuming modeling. To expedite the modeling process and finding good price sensitivity factors in the future, the author recommended developing an algorithm that would allow for determining price sensitivity values more efficiently according to desired conditions. Developing such an algorithm is a complex and time-consuming task, but it would save time in the future when determining price sensitivity values and would significantly contribute to improving the accuracy of the forecast. Although price sensitivity factors were not found that made the Baltic forecast method more accurate than the reference day method at both borders simultaneously, the author believes that the thesis fulfilled its purpose because the extensive analysis provided Elering AS with guidance for ensuring the accuracy of the forecasting methodology.

KASUTATUD KIRJANDUSE LOETELU

- [1] V. Šakele ja Z. Broka, „BBEMA: Dashboard for Baltic Balancing Energy Market Analysis“, *Proceedings of ACM e-Energy conference (e-Energy'21)*, New York, NY, USA: ACM, 2021
- [2] Mati Meldorf ja Jako Kilter, *Elektrisüsteemi stabiilsus*. Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2011.
- [3] Mati Meldorf, Heiki Tammoja, Ülo Treufeldt, ja Jako Kilter, *Jaotusvõrgud*. Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2007.
- [4] Elering AS, *Elektrituru käsiraamat*. Tallinn, 2022.
- [5] Euroopa Komisjon, „Komisjoni määrus (EL) 2017/1485, 2. august 2017, millega kehtestatakse elektri ülekandesüsteemi käidueeskiri (EMPs kohaldatav tekst)“, *Euroopa Liidu Teataja*, kd L 220, 2017.
- [6] Euroopa Liit, „Komisjoni määrus (EL) 2017/2195, 23. november 2017, millega kehtestatakse elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri“, *Euroopa Liidu Teataja*, kd 60, nr 312, 2017.
- [7] European Commission - Eurostat, „Eurostat Energy Balances“. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_peh_custom_10805780/default/table?lang=en
- [8] Elering, Litgrid, ja AST, „Augustprieguma tikls, Elering and Litgrid proposal for the Baltic balancing capacity market in accordance with Article 33(1) and Article 38(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing“, 2024. <https://www.elering.ee/sites/default/files/2024-02/Baltic%20proposal%20for%20the%20Baltic%20balancing%20capacity%20market%20rules%20in%20accordance%20with%20EBGL%20Articles%2033%2081%29%20and%2038%281%29%20approved.pdf>
- [9] ENTSO-E, „TERRE“, https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/

- [10] Euroopa Komisjon, „Komisjoni määrus (EL) 2017/2196, 24. november 2017, millega kehtestatakse elektrivõrgu hädaolukorra ja taastamise eeskiri“, *Euroopa Liidu Teataja*, kd 60, nr 312, 2017.
- [11] Elering Augstsprieguma tikls LITGRID, „The Concept of Baltic CoBA“. juuni 2016.
- [12] Litgrid, Elering AS, ja AST, „Balti sagedusreservide turu teekaart“, https://www.elering.ee/sites/default/files/2023-08/Baltic_balancing_Roadmap%2021.08.2023.pdf
- [13] Riigikogu, *Elektrituruseadus*. RT I, 30.06.2023, 6. <https://www.riigiteataja.ee/akt/130062023006>
- [14] Euroopa Parlament ja Euroopa Liidu Nõukogu, „EUROOPA PARLAMENDI JA NÕUKOGU MÄÄRUS (EL) 2019/943“. 2019. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>
- [15] Transmission System Operators (TSOs), „Explanatory document to all TSOs' proposal for a methodology for a co-optimised allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves in accordance with Article 40(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing“, dets 2019.
- [16] ENTSO-E, „About Core CCR“ <https://www.entsoe.eu/bites/ccr-core/about/>
- [17] Elering, AST, ja Litgrid, „Baltic Reserve Capacity Market Study“, juuni 2021.
- [18] Elering, Litgrid, ja AST, „Explanatory document to Augstsprieguma tikls, Elering and Litgrid proposal for Baltic balancing capacity market in accordance with Article 33(1) and Article 38(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing“, 2023.
- [19] Elering AS, „Strateegilise reservi kontseptsioon“, 2022. <https://elering.ee/sites/default/files/public/varustuskindluse%20konverentsid/2022/Strateegilise%20reservi%20kontseptsioon.pdf>
- [20] E. AS, „Elering Eestis kvalifitseeris esimesena Utilitase manuaalse sagedusreservi pakkujaks“.

<https://www.elering.ee/elering-eelkvalifitseeris-esimesena-utilitase-manuaalse-sagedusreservi-pakkujaks>

- [21] Elering AS, AST, ja Litgrid, „Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Baltic CCR in accordance with Article 41(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing“, 2023.
- [22] Elering, AST, Fingrid, Litgrid, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, ja Svenska kraftnät, „Explanatory document to Baltic CCR TSOs proposal in accordance with Article 41(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing“, 2023.
- [23] ENTSO-E, „ Explanatory document to the all TSOs’ of CCR Nordic proposal for a methodology for a market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing December 2019“, 2019.

LISAD

Lisa 1 Soome juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023

Lisa 2 Rootsi juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023

Lisa 3 Poola juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023

Lisa 4 Soome, Rootsi ja Poola juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

Lisa 5 Soome juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele

Lisa 6 Rootsi juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele

Lisa 7 Poola juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele

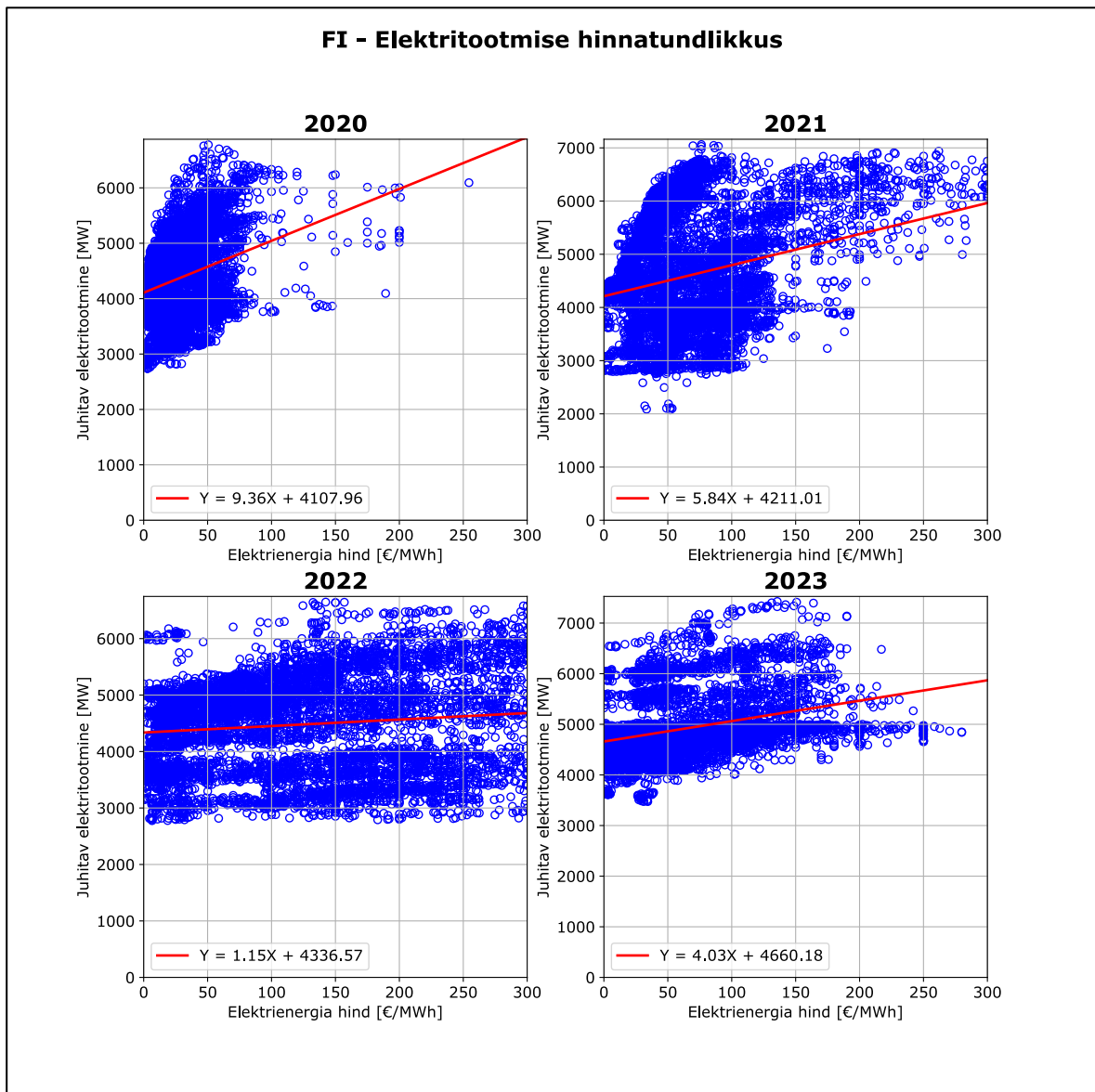
Lisa 8 Soome juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

Lisa 9 Rootsi juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

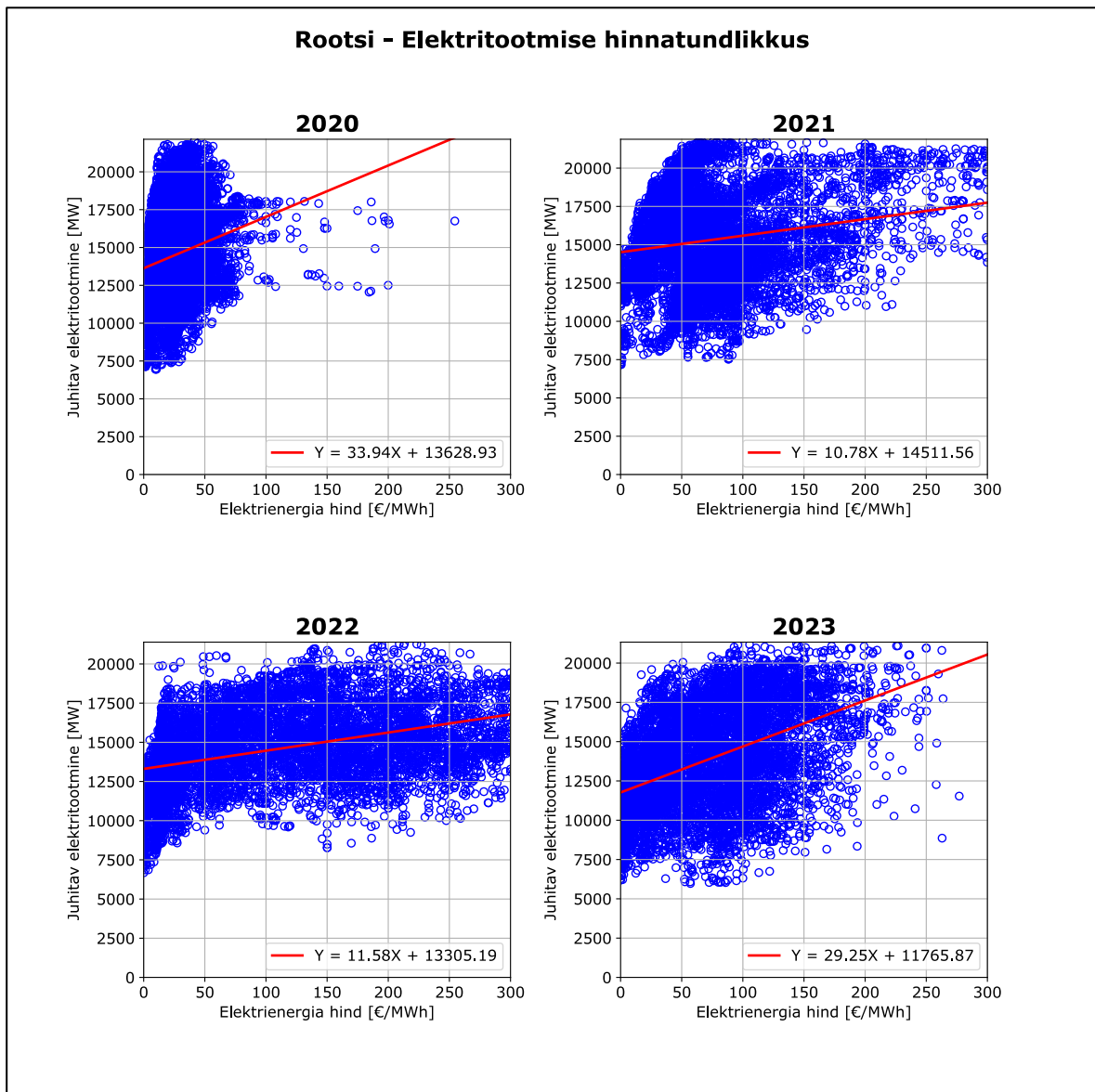
Lisa 10 Poola juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

Lisa 11 Soome, Rootsi ja Poola juhitava elektritootmise tunnipõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

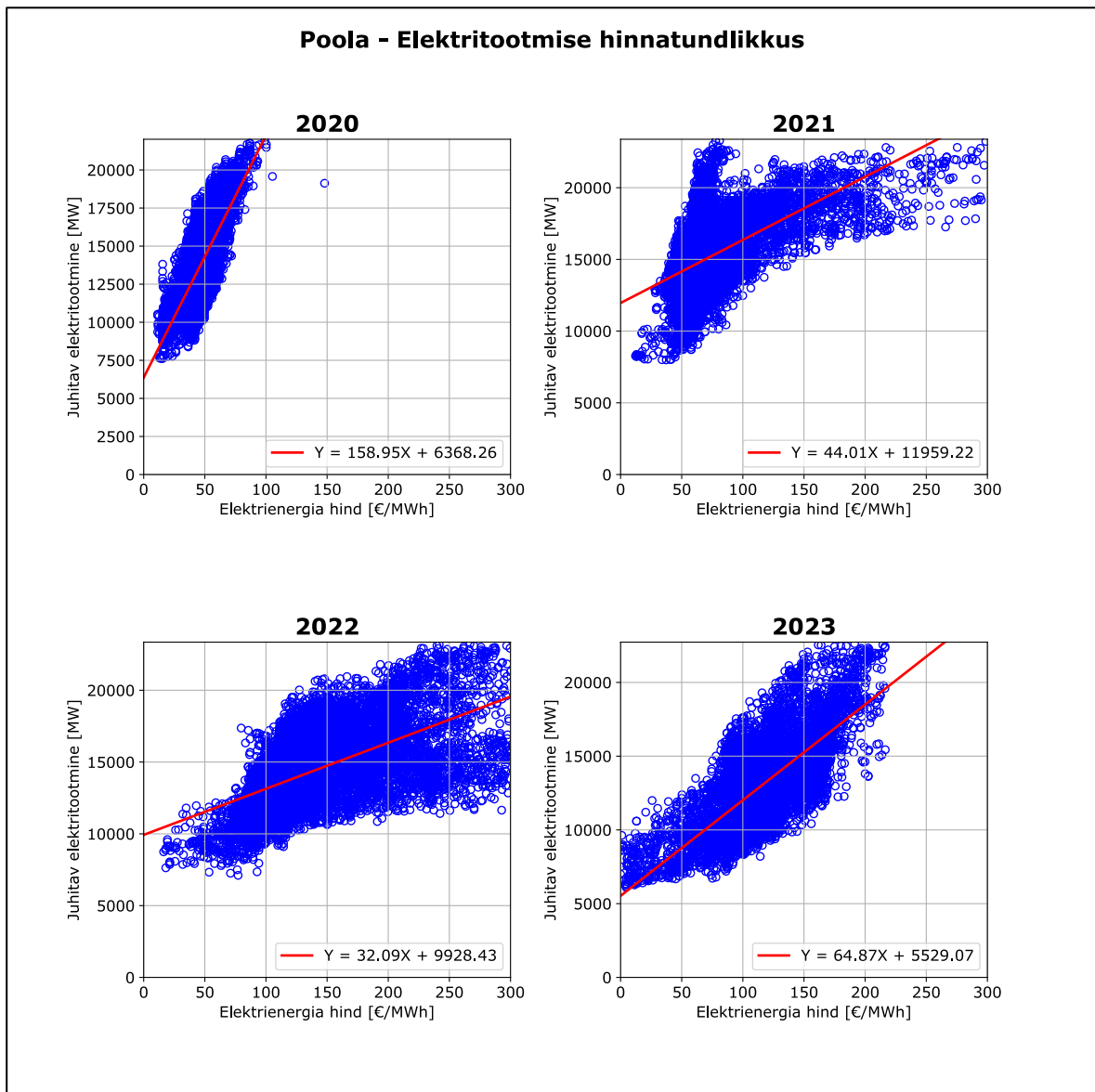
Lisa 1 Soome juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023



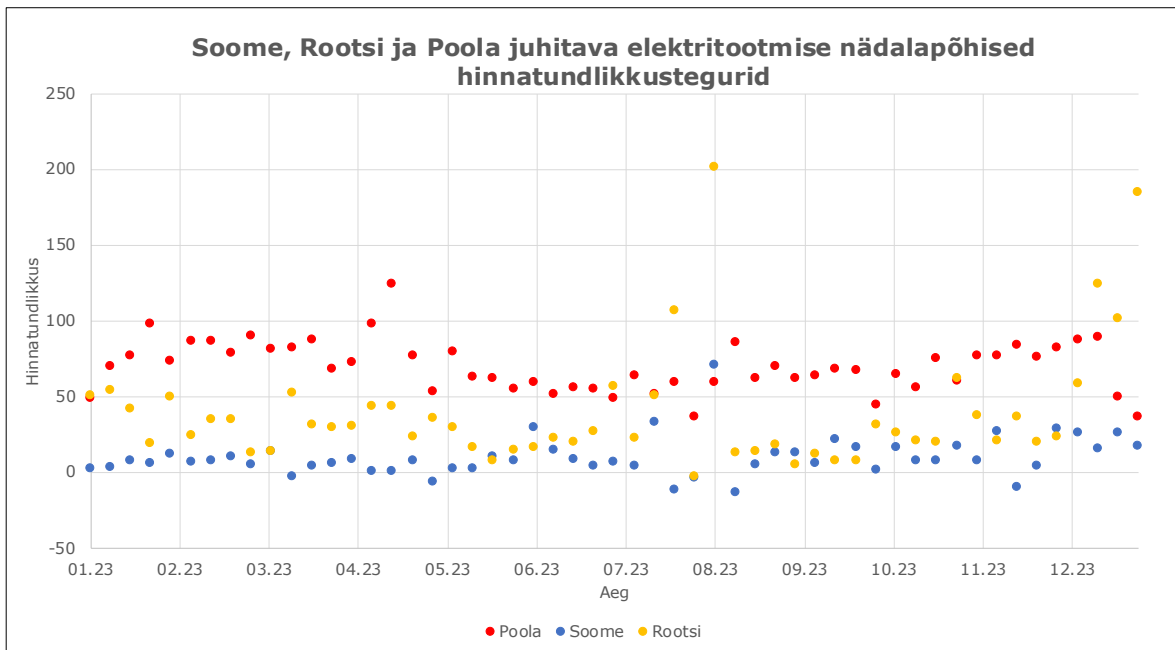
Lisa 2 Rootsi juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023



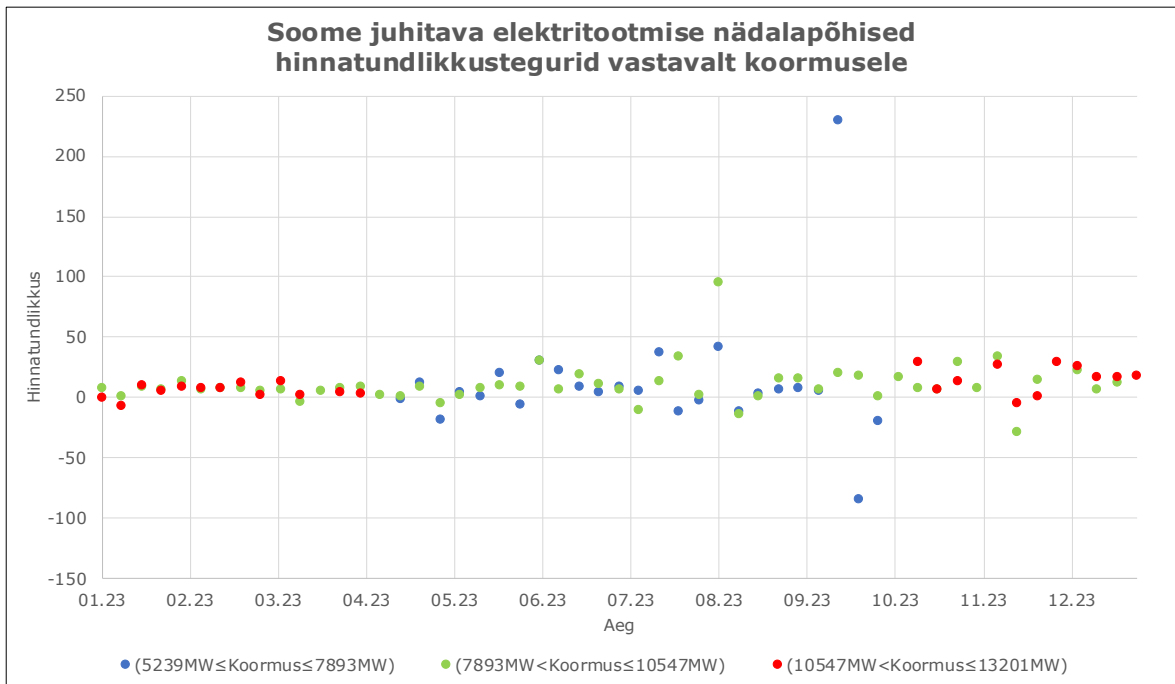
Lisa 3 Poola juhitava elektritootmise hinnatundlikkus aastatel 2020-2023



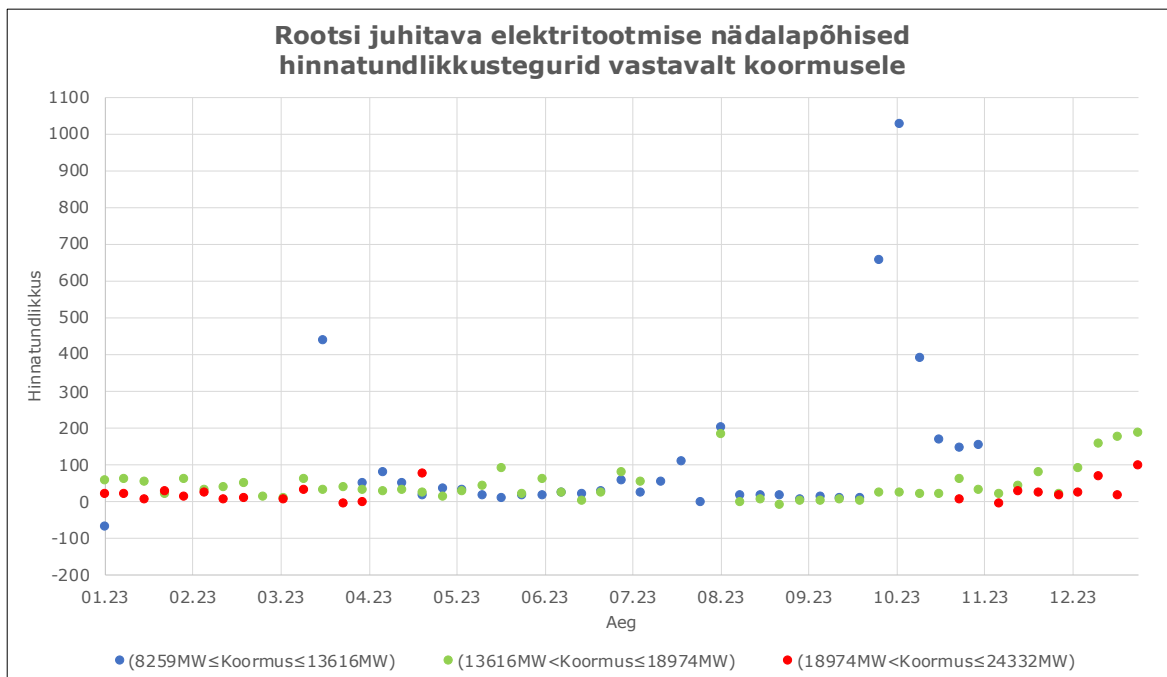
Lisa 4 Soome, Rootsi ja Poola juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal



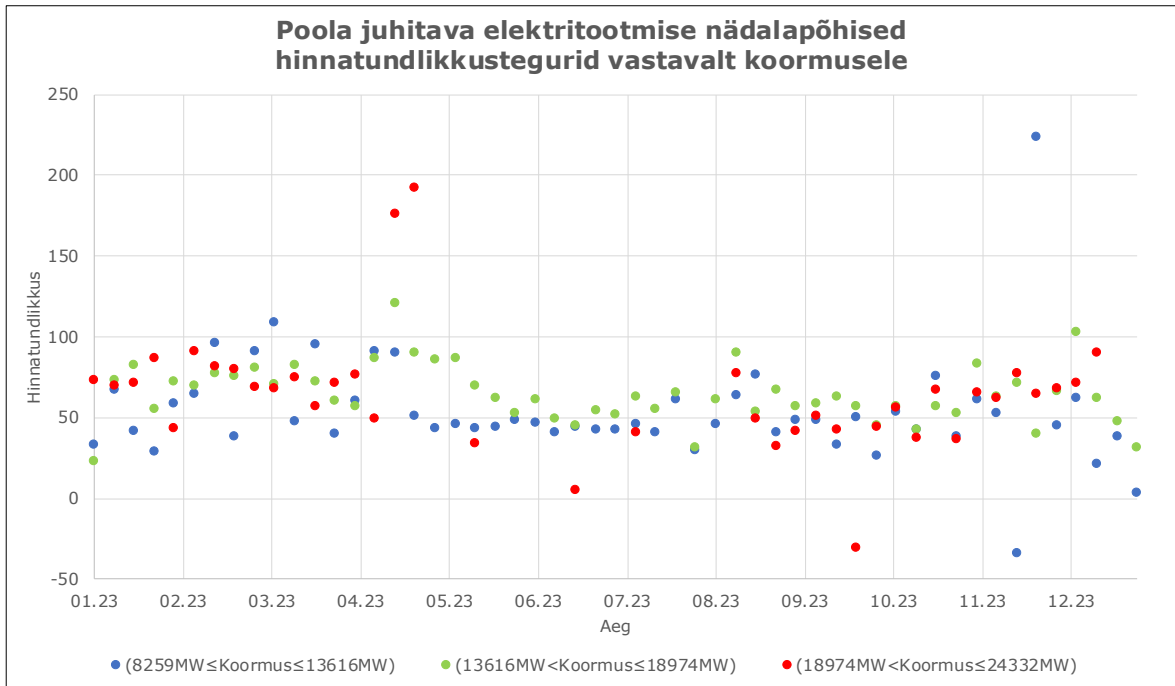
Lisa 5 Soome juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele



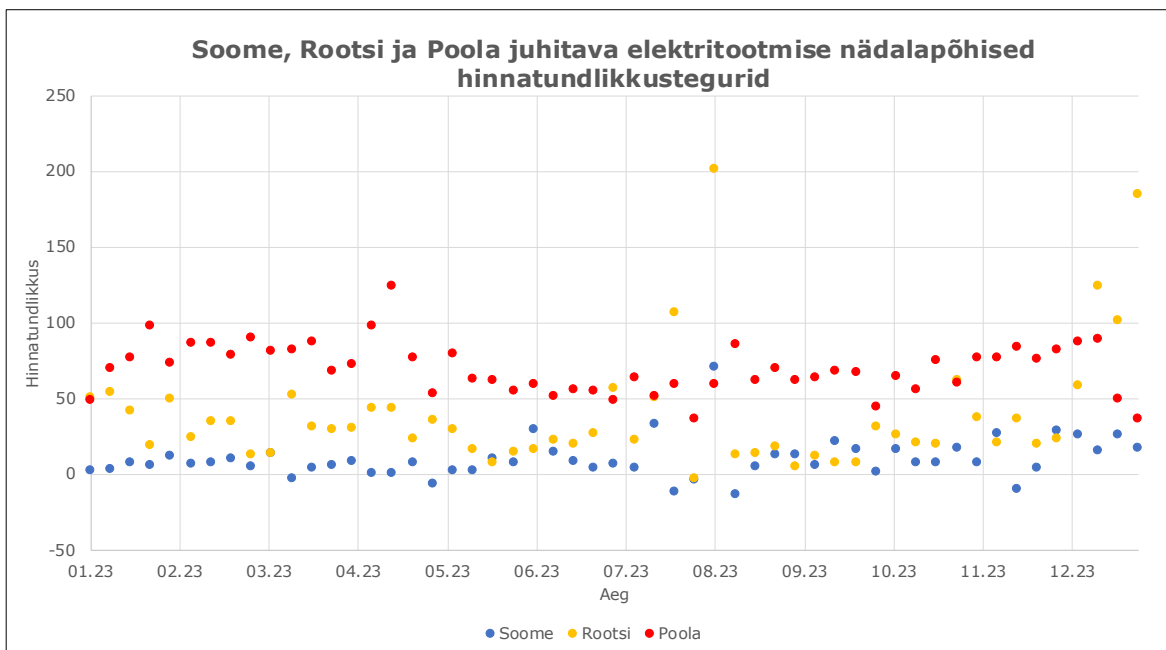
Lisa 6 Rootsi juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele



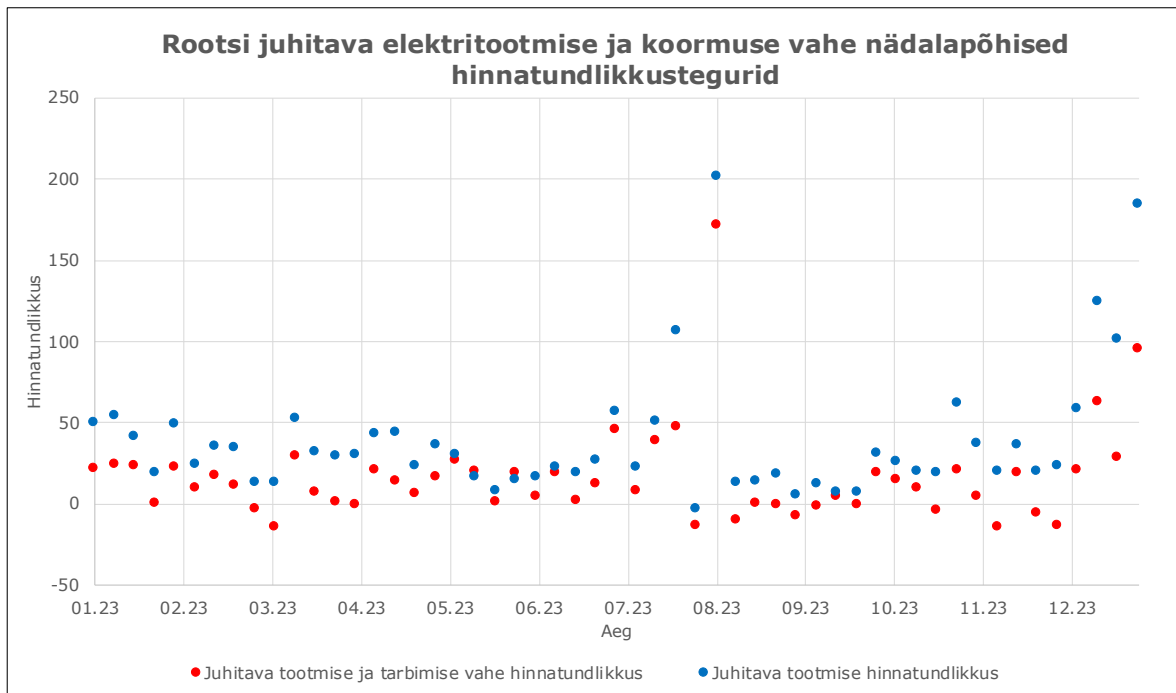
Lisa 7 Poola juhitava elektritootmise nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal vastavalt riigi tarbimise suurusele



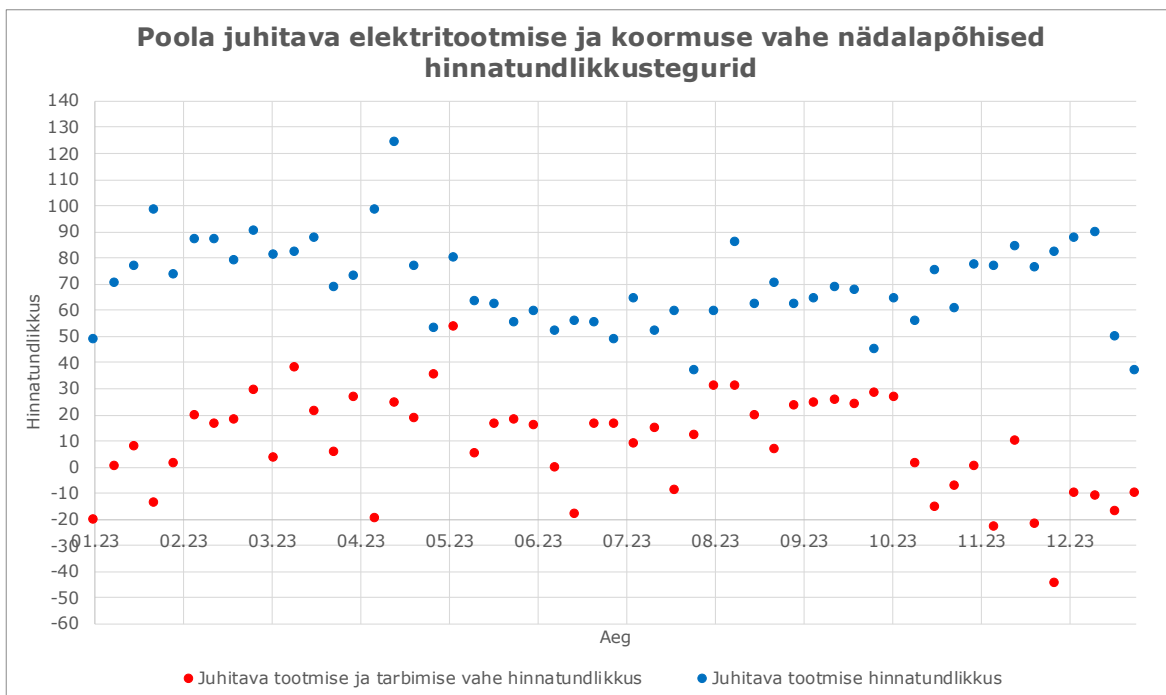
Lisa 8 Soome juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal



Lisa 9 Rootsi juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal



Lisa 10 Poola juhitava elektritootmise ja tarbimise vahe nädalapõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal



Lisa 11 Soome, Rootsi ja Poola juhitava elektritootmise tunnipõhised hinnatundlikkustegurid 2023. aastal

