

EESTI ELEKTRI- VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE

TALLINN 2023



EESTI ELEKTRI- VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE

Tallinn 2023

Elering on sõltumatu ja iseseisev elektri ja gaasi ühendsüsteemihaldur, mille peamiseks ülesandeks on tagada Eesti tarbijatele kvaliteetne energiavarustus. Selleks juhib, haldab ja arendab ettevõtte siseriiklikku ja ülepiirilist energiataristut. Oma tegevusega tagab Elering tingimused energiaturu toimimiseks ning majanduse arenguks.

Nende ülesannete täitmiseks esitab Elering vastavalt elektrituruseadusele (l 39 lg 7 ja lg 8; l 66 lg 2, lg 3, lg 4) varustuskindluse aruande. Süsteemi piisavuse varu hinnang on teostatud vastavalt elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja l 14 ja l 14, toodule.



EESSÕNA	8
1 KOKKUVÕTE	11
1.1 JUHTIMISE VÕIMEKUS	12
1.2 VÕRGU VÕIMEKUS	14
1.3 SÜSTEEMI VÕIMEKUS	15
1.4 DIGITAALNE VÕIMEKUS	16
2 JUHTIMISE VÕIMEKUS	19
2.1 ELEKTRISÜSTEEMI TÖÖKINDLUSE TAGAMINE JA ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS	20
2.1.1 Eesti elektrisüsteemi juhtimise korraldamine	20
2.1.2 Elektrisüsteemi töökindluse tagamine tavaolukorras	21
2.1.3 Elektrisüsteemi töökindluse tagamine avariilukorras	22
2.1.3.1 Tarbimise piiramine	22
2.1.3.2 Balti elektrisüsteemi saartalitlus	23
2.1.3.3 Eesti elektrisüsteemi saartalitlus	23
2.1.3.4 Eesti elektrisüsteemi taaspingestamine	24
2.1.3.5 Inertsit tagamine	24
2.1.4 Olulised tehnilised vahendid Eesti elektrisüsteemi töökindluse tagamiseks	25
2.1.4.1 Avariireservelektrijaamad	25
2.1.4.2 Sünkroonkompensaatorid	25
2.2 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA	26
2.2.1 Mandri-Euroopa sünkroonala ühinemise põhimõtted	26
2.2.2 Sagedusejuhtimise ümberkorraldamine Balti elektrisüsteemis	27
2.2.2.1 Kuidas toimub sagedusjuhtimine Mandri-Euroopa sünkroonalas	27
2.2.2.2 Balti sagedusejuhtimise plokki (LFC plokki)	29
2.2.2.3 Üleeuroopalised MARI ja PICASSO energiaplatvormid	30
2.2.2.4 Balti sagedusjuhtimise reservide võimsusturg	31
2.2.2.5 Eesti aFRR turu edendamine	31
2.2.2.6 Eesti FCR turu edendamine	32
2.2.2.7 Sagedusejuhtimise reservide eelkvalifitseerimine	32
2.2.3 Elektrisüsteemi operatiivse planeerimise ja juhtimise tehniliste vahendite uuendamine	32
2.2.3.1 Reaalaja seire- ja juhtimissüsteemi (SCADA/EMS) uuendamine	32
2.2.3.2 Sageduse taastamise kontrollid aFRR reservide juhtimiseks	33
2.2.3.3 Laiseiresüsteemi WAMS uuendamine	33
2.2.3.4 Sagedusautomaatika uuendamine	34
2.3 ERAKORRALINE SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA	35
2.3.1 Erakorraline desünkroniseerimine	35
2.3.2 Erakorraline sünkroniseerimine	36
2.3.3 1000 MW juhitava võimsuse vajadus Eestis	36
2.4 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA LÄHTUVALT ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMISEST	37
2.5 BALTI RCC	38
2.5.1 Mis on Balti RCC	38
2.5.2 Balti RCC ülesanded	38
2.5.3 Balti RCC elektrisüsteemi regionaalse toimimise seisukohalt	39
2.6 ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE	40
2.6.1 2022/2023 talveperiood (november-veebruar)	40
2.6.2 2022/2023. suveperiood (mai-august)	41
2.6.3 2022/2023 talveperioodi piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused ja võimsusvood	42
2.7 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS	44
2.7.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia	47
2.7.2 Suuremad häiringuid põhjustanud sündmused 2022-2023 (esimene pool) aastal	50
2.7.2.1 Ülepiirised ühendused:	50
2.7.2.2 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus:	52
2.7.3 Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	53
3 VÕRGU VÕIMEKUS	55
3.1 TAASTUVENERGIA EESMÄRKIDE TÄITMISEKS VAJALIK VÕRK	56
3.2 INVESTEERINGUD ÜLEKANDEVÕRKU	58
3.2.1 Sünkroniseerimisega kaasnevad investeeringud	59
3.2.1.1 Teostatavad investeeringud	59
3.2.1.2 EstLink 1 juhtimisüsteemi uuendamine	59
3.2.2 Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud	60
3.2.3 Välisühendused Soome ja Lätiga	62
3.2.3.1 Eesti-Soome kolmas ühendus	62
3.2.3.2 Eesti-Läti neljas liin	63

3.2.3.3	Euroopa Liidu ühishuviprojektid.....	64
3.3	VÕRGU PIKAAJALINE TULEVIKUVISIOON	64
3.4	MERE- JA MAISMAATUULEPARGID.....	65
3.4.1	Euroopa Liidu rohe-eesmärgid	65
3.4.2	Läänemere ja Eesti meretuule potentsiaal	66
3.4.3	Tuuleparkidest toodetud energia kasutusvõimalused Eestis	67
3.4.4	Kohalikud arendajad	68
3.5	SISEVÕRGU PIIRKONDADE INVESTEERINGUD	69
3.5.1	Tallinn ja selle ümbrus	69
3.5.2	Kirde-Eesti.....	70
3.5.3	Tartu piirkond	72
3.5.4	Lahutuskohad	73
3.5.5	Tarbimise prognoos.....	73
3.5.6	Koormuskeskuste arengud ja investeeringud	74
3.5.6.1	Tallinna piirkonna koormuse kasv	76
3.5.6.2	Tartu piirkonna koormuse kasv	78
3.5.6.3	Pärnu piirkonna koormuse kasv	80
3.6	VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	82
3.6.1	Liitumistega kaasnevad investeeringud.....	82
3.6.2	Ülevaade liitumiste seisust	82
3.6.3	Vabad liitumisvõimsused	84
3.6.4	Paindlik liitumine	86
3.6.5	Salvestusseadmete liitumine.....	87
3.7	VÕIMALUSED TEISTE RIIKIDEGA KAUPLEMISEKS.....	88
3.8	ELEKTRIVÕRGU FÜÜSILINE TURVE	91
4	ELEKTRISÜSTEEMI VÕIMEKUS.....	93
4.1	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA SELLE TAGAMINE	94
4.2	EESTI VARUSTUSKINDLUSE NORM.....	96
4.3	STRATEEGILISE RESERVI KONTSEPTSIOON.....	97
4.4	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS.....	98
4.4.1	Olulisimad eeldused süsteemi võimekuse analüüsid	99
4.4.2	Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs.....	100
4.4.3	Eesti riiklik süsteemivõimekuse analüüs	102
4.4.3.1	Tundlikkuse analüüs	103
4.4.4	Regiooni süsteemivõimekuse deterministlik analüüs.....	104
4.4.5	Eesti süsteemivõimekuse deterministlik analüüs.....	107
4.4.6	Eeloleva talve süsteemivõimekuse hinnang	108
4.4.7	Erakorralised stsenaariumid	110
4.4.7.1	Balti saartalitluse stsenaarium	110
4.4.7.2	Erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga.....	112
4.4.7.3	Baltikum hädalokorra toimepidevuse stsenaarium	113
4.4.7.4	Eesti hädalokorra toimepidevuse stsenaarium	114
4.5	TARBIMISE PROGNOOS	115
4.6	TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEoses TOOTMISVÕIMSUSTEGA EESTIS.....	120
4.7	HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE	122
5	DIGITAALNE VÕIMEKUS.....	125
5.1	DIGITAALNE VÕIMEKUS	126
5.1.1	Digitaaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv	126
5.1.1.1	Digitaaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv	126
5.1.1.2	Andmemahtude pidev kasv ja selle haldamine.....	126
5.1.1.3	Inimeste ja äriprotsesside digitaalse võimekuse suurendamine	127
5.1.2	Olulisemad digiiniitsiatiivid 2024-2028.....	127
5.1.2.1	Sünkroniseerimine Mandri Euroopaga ja uute juhtimissüsteemide juurutamine	127
5.1.2.2	Andmevahetusplatvorm Estfeed.....	128
5.1.2.3	Riski- ja seisundipõhine varahaldus.....	128
5.1.2.4	Taastuvenergia.....	129
5.1.2.5	IT-taristu kaasajastamine.....	129
5.2	KÜBERTURVALISUSE MÕJU VARUSTUSKINDLUSELE.....	130
5.2.1	Üldine ohupilt Eestis aastal 2022	130
5.2.2	Ülevaade küberrünnakute mõjust Ukraina sõjas	130
5.2.3	Ülevaade sellest, millistesse tegevussuundadesse Elering panustab	131
5.2.4	Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele	131
6	LISAD.....	133
	LISA 1 - LÜHENDITE LOETELU	134
	LISA 2 - EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED	136
	LISA 3 - 2023-2027 KINNITATUD INVESTEERINGUD.....	140

Varustuskindluse plaan

Eesti elektri varustuskindluse tagamiseks on olemas plaan. Sellel plaanil on ka varuplaan ja varuplaanil omakorda varuplaan.

Aastate 2021-2022 energiakriis ja geopoliitiliselt pingeliseks muutunud olukord on pannud paljud muretsema nii eelseisva talve kui ka järgmiste aastate vaates selle pärast, kas meil ikka jätkub elektrit ja kas see on taskukohase hinnaga. Närviline ümbritsev keskkond on ühiskondlikku arutellu lisanud tuntava koguse emotsioone ning subjektiivset tunnetust, mis teeb keerulisemaks argumenteeritud hinnangute andmise ja järelduste selgitamise. Sellest on ka ilmselt tingitud siamaani tõstatatud kahtlused, et äkki on Eestis suurte ja oluliste energeetikaalaste otsustega hiljaks jäädud ning seetõttu ka lähemas tulevikus varustuskindlusega lood kehvad.

Taskukohase hinnaga elekter jõuab igal ajahetkel tarbijani seeläbi, et süsteemi ühendatakse aina enam soodsatest taastuvatest allikatest elektrit tootvaid elektrijaamu. Aastaks 2030 peaks Eestis olema juba sellises koguses taastuvelektrit, mis aasta lõikes suudab kohaliku tarbimise katta. Kuid kindlasti saab olema palju ka neid tunde, kui kohalikud tuule- ja päikeseelektrijaamad parasjagu ei suuda elektrit piisavalt toota. Sel ajal saab suurtes kogustes elektrit importida teistes riikides asuvatest elektrijaamadest. Eestil on juba täna välisühenduste võimsus suurem kui meie enda tiputarbimine ning oleme ette valmis- tamas ka täiendavaid ühendusi nii Soome kui Läti suunas.

Kui ka ülejäänud regioonis parasjagu soodsat elektritootmisressurssi piisavalt pole või on riikidevaheliste ühenduste võimsust ebapiisavalt, peab olema varuks ka piisav kogus kohaliku juhitavat elektritootmise võimekust. Mida rohkem on süsteemis taastuvelektrijaamasid, seda vähematel tundidel on juhitavaid jaamasid vaja käima panna, kuid nende kasutamiskõlblik võimsus peab Eesti jaoks jääma ikkagi suurus- järku 1000 megavatti või ka mõnevõrra rohkem, juhul kui tulevikus tarbimine oluliselt suureneb.

Süsteemihaldurid lähtuvad varustuskindluse hindamisel teaduspõhistest analüüsidesid ja kehtivatest regulatsioonidest. Seejuures on süsteemihaldurid keskmisest konservatiivsema lähenemisega kõikvõim- malike tulevikueelduste ja prognooside juures ning seda just nimelt selleks, et ennast tulevikus mitte avastada olukorras, kus loodetud positiivne tulevikutrend või sündmus tegelikkuses ei realiseerunud ning seetõttu on tekkinud varustuskindlusega probleem. Varustuskindluse hindamisel arvestatakse elektri- süsteemis esineda võivate suuremate avariidega, kliimaatilise varieeruvusega kaasneva elektritootmise võimekuse kõikumisega, külmalainetega kaasnevate tavalisest suuremate elektritarbimistega ja teiste juhuslike faktorite koosmõjus tekkida võivate keeruliste olukordadega. Sellisel teostatud analüüs võiks anda piisavalt suure kindluse, et tegelikkus kujuneb vähem keeruliseks kui analüüsi järgi tehtud prog- noos.

Lühiajalises vaates on varustuskindluse pilt küllalt selge – käesoleva aasta talveperioodile läheme vastu märksa kindlamalt kui aasta tagasi. Regiooni vaates on lisandunud uusi tootmisvõimsusi, hüdroenergia reservid on selgelt suuremad ning võib-olla kõige kriitilisema tegurina on märgatavalt alanenud risk, et Euroopas olulise energiaallika positsioonis olevat maagaasi võiks talvel puudu jääda.

Eesti elektrivõrk töötab eeskujulikult – klientideni jõuab jätkuvalt üle 99,99 protsendi energiast. Oleme keerulistest oludest hoolimata suutnud Venemaa elektrivõrgust eraldamiseks ja Mandri-Euroopa võr- guga ühinemiseks vajalikud võrgu arendamise projektid hoida algselt plaanitud või isegi kiirendatud aja- kavas. Eesti taastuvenergia 2030. aasta ambitsioonikat eesmärki arvestades teeme ettevalmistusi Eesti elektri ülekandevõrgu tugevdamiseks ennaktempo, et võrku vastu võtta uued elektrijaamad, mille lisan- dumine alles kogub hoogu ja saavutab haripunkti ilmselt vaid mõned napid aastad enne 2030. aasta saa- bumist. Nii väldime ohtu, et aja- ja ressursimahukas elektrijaamade liitmise protsess ei saaks selle küm- nendi lõpul uute tootmisvõimsuste käivitamisel takistuseks.

Võrgu juhtimisega seotud riskidest oleme maandanud ühe suurema, milleks on tekkida võib vajadus saada võrgu töös hoidmisega hakkama olukorras, kus agressiivne idanaaber võib püüda energeetikat kasutada relvana meie vastu. Meil on olemas kindlus, et kui Venemaa peaks Balti riigid seni ühisena toimivast elektrisüsteemist ühepoolset eraldama, siis suudame tagada oma süsteemi stabiilsuse ja liituda pikema viivitusega Mandri-Euroopa süsteemiga. Seda hoolimata sellest, et kõik korralise ühinemise puhuks kavandatud investeeringud ja tegevused pole veel lõpetatud. Ühtlasi oleme jõudnud Läti ja Leedu partneritega kokkuleppele tuua korraline ühinemine Euroopa elektrivõrguga pea aasta võrra ettepoole, et agressiivsest Venemaast tulenevaid geopoliitilisi riske veelgi vähendada.

Elektrisüsteemi iseseisva juhtimise kindlustamiseks ehk eelkõige tootmise ja tarbimise tasakaalu hoidmiseks Venemaa süsteemist eraldumise järel on loomisel kiirete reservide turg, et olla loetud sekunditega valmis süsteemis toimivate muutuste juhtimiseks. Selleks vajalikke reserve on koos Läti ja Leedu uute akujaamade ja Eleringi käsutuses olevate avariireservelektrijaamadega piisavalt. Reservid on olulised veel teisestki aspektist – suuremat paindlikkust on elektrisüsteemi juhtimiseks vaja ka kasvavat taastuenergia osakaalu arvestades, sest ettearvamatus ja prognoosiviga süsteemis suureneb. Balti riikide eesmärk on saada Euroopa Liidu õiguse raames võimalus kiirete reservide hankimiseks aastateks ette, mis annaks potentsiaalsetele investoritele suurema kindluse uute ja paindlike elektrijaamade rajamiseks.

Kuigi sellel talvel ei paista elektri puudujäägi riski, siis muutused elektrisüsteemis, sealhulgas tarbimise eeldatav kasv ja amortiseerunud elektrijaamade eeldatav sulgemine pingestavad olukorda selle kümnenendi teises pooles, eelkõige aastatel 2027-2030. Süsteemivõimekuse ehk tarbimise katmiseks vajalike elektrijaamade olemasolu kindlustamiseks tuleb valmis olla võimsusmehhanismide rakendamiseks. Eestis on küllalt tõenäoline stsenaarium, kus turul tegutsevate juhitavate võimsuste tase langeb alla 1000 megavati. Elering on viimase viie aasta jooksul teinud ettevalmistusi strateegilise reservi rakendamiseks, mis võimaldab tagada piisava juhitava võimsuse olemasolu ka eriti külmal talvapäeval, kui taastuenergiat põhinevat energiat peaks tiputarbimise katmiseks nappima. Kui tarbimise kasvu eeldus peab paika ja kasvav tarbimismaht kaetakse valdavalt osas taastuvelektriga, vajab Eesti elektrisüsteem stabiilse sageduse kindlustamiseks uut juhitavat elektrijaama, mis suudab pakkuda kiirelt käivitavat reservvõimsust.

Pärast Balticconnector'i kahjustumist 8. oktoobril on teravama tähelepanu alla tulnud ka küsimus, kas meie taristu on ikka piisavalt kaitstud. Kas äkki peaks eelkõige mere all olevate kaablite ja torude kaitsmiseks midagi oluliselt tõhusamat ette võtma, kui me seni oleme teinud? Tegelikult aga on selline, et taristu võimalike kahjustumiste ja riketega arvestame me kogu aeg ja süsteem ongi üles ehitatud selliselt, et mõne olulisema elemendi ootamatu kaotuse korral sellest varustuskindlus häiritud ei oleks. Kuid sealjuures tuleb endale ka selgelt aru anda, et taristu asub hajutatult üle suure territooriumi nii meres kui ka maa peal, lõpuni seda kaitsta pole realistlik ning samaaegsete sihitud rünnetega paljudes erinevates kohtades on võimalik taristule nii palju viga teha, et see häirib ka terviklikku toimimist. Siin on meil kasutada Ukraina sõjandril ennast tõestanud taktika olla aina paremini valmistunud selleks, et tekkinud tahtlik või juhuslik rike võimalikult kiiresti kõrvaldada. Pärast Venemaa sissetungi Ukrainasse oleme taristu füüsilise turbe riskid põhjalikult üle hinnanud ja oluliselt suurendanud nii reservide kogust kui ka kasutusele võtnud uut tüüpi varulahendusi, mille abil on võimalik kahjustatud taristut kiiremini tagasi töösse viia.

Keeruline geopoliitiline keskkond, aga ka orgaanilised muutused energeetikas – hajatootmise ja taastuenergia võidukäik ning keerukate äriprotsesside kiire lisandumine koos andmemahdade plahvatusliku kasvuga – nõuavad järjest suuremat digitaalset „musklit“. Digimuskel peab olema treenitud ja ründekindel ehk suurem hulk elutähtsaid andmeid, süsteeme ja protsesse seab kõrged nõudmised küberturbele. Riskide süsteemne hindamine, kaitselahenduste täiustamine, koordineeritud koostöö ja töötajate digitaalsete oskuste arendamine on kasvavalt kriitilised tegevussuunad tänapäevase süsteemihalduri igapäevases töös.

Nii kirjeldatud teemadest kui veel paljudest teistest annab põhjaliku ülevaate järgnev aruanne. Täna aruande koostamisel osalenud Eleringi kolleege ja koostööpartnereid ning soovin energeetikahuvilistele head lugemist!

Kalle Kilik

Eleringi juhatuse esimees

1 Kokkuvõte

1.1	JUHTIMISE VÕIMEKUS.....	12
1.2	VÕRGU VÕIMEKUS.....	14
1.3	SÜSTEEMI VÕIMEKUS.....	15
1.4	DIGITAALNE VÕIMEKUS.....	16



1 KOKKUVÕTE

1.1 Juhtimise võimekus

- *Balti elektrisüsteemid on valmis erakorraliseks sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopaga, kui Venemaa meid ühepoolset oma elektrisüsteemist välja lülitab.*
- *Praeguste plaanide järgi on kõik elektrisüsteemi varustuskindlaks juhtimiseks vajalik veebruaris 2025 toimuvaks sünkroniseerimiseks valmis.*
- *Taastuvenergia lisandumine Eesti ja Balti elektrisüsteemides suurendab vajadust kiirete sagedusreservide järgi ja uued investeeringud paindlikesse ressursidesse on vajalikud.*
- *Kindlustamaks Eestile piisavas koguses sagedusreservide olemasolu, taotleb Eesti Euroopa komisjoni erandi reservide pikaajaliseks hankimiseks.*

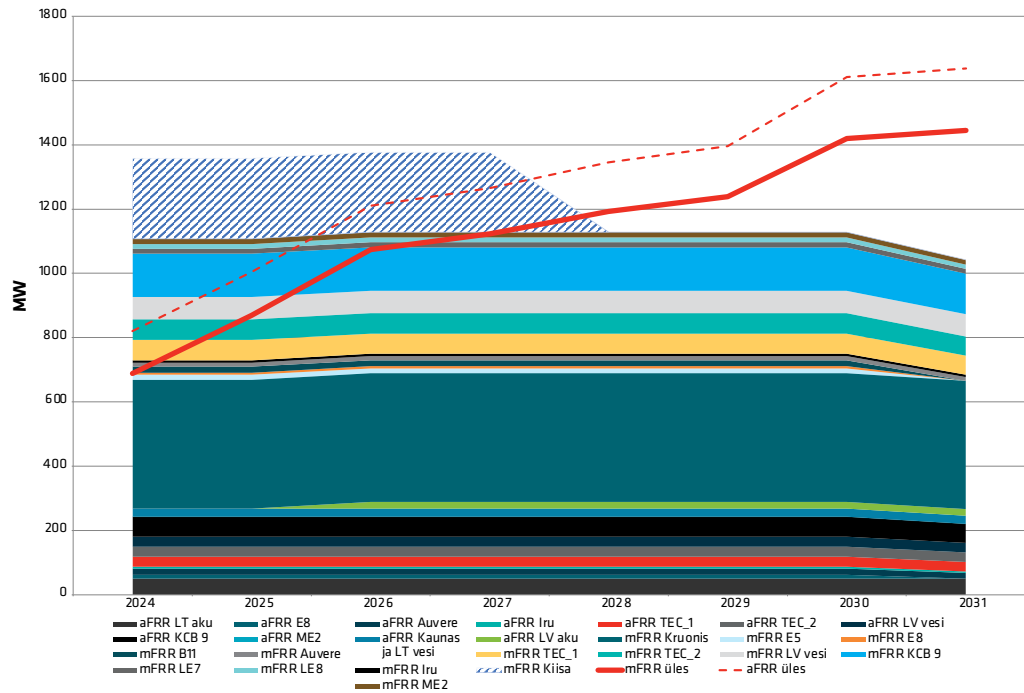
Elektrisüsteemi juhtimise võimekuse olemasolu tähendab seda, et elektrisüsteem peab vastu võimalikele häiretele, süsteemi toimimine on järgmiseks päevaks detailselt planeeritud, toimib reaajas juhtimise protsess ning on olemas piisaval hulgal reservvõimsuseid. Eesti elektrisüsteemi juhtimise võimekus on seni olnud väga hea ning juhtimise võimekusest tingitud katkestusi tarbijatele ei ole toimunud.

Oluline muutus elektrisüsteemi juhtimises on seotud Balti riikide liitumisega Mandri-Euroopa sünkroonlaga. Hetkel on Eesti koos teiste Balti riikidega osa Venemaa juhitavast sagedusalast ning sagedus 50Hz on elektrisüsteemi võtmevõimeväärtus. Venemaa mõju vähendamiseks on oluline õigeaegne liitumine Mandri-Euroopa sünkroonlaga, mille plaani kiirendasid Balti riigid veebruaris 2025.

Venemaa sõjalise agressiooniga on kasvanud tõenäosus Baltikumi elektrisüsteemi ühepoolseks eraldamiseks Venemaa elektrisüsteemist. Elering koos Baltikumi süsteemihalduritega on antud riski maandamisega tegelenud ning sõlmitud on kokkulepe Mandri-Euroopa süsteemihalduritega, mis võimaldab erakorraliselt Mandri-Euroopa süsteemiga ühineda, isegi kui kõik investeeringud pole veel valmis. See tagab varustuskindluse ka Venemaa ühepoolse Balti riikide lahtiühendamise korral, kuid tähendab tänasest oluliselt suuremaid kulusid süsteemi juhtimiseks.

Pärast ühinemist Mandri-Euroopa sagedusalaga kasutab Elering sageduse hoidmiseks inertsi ning auto- maatselt ja käsitsi käivitavaid reservvõimsusi ehk kiireid reserve. Siinsed elektrijaamad peavad suutma tootmist sekunditega muuta, et tootmine ja tarbimine püsiks süsteemis tasakaalus. Selleks luuakse kiirete reservide turg, kus turuosalisel saavad süsteemihalduritele teenuseid pakkuda. Analüüside järgi on vajalikke reserve pakkuvaid seadmeid Balti elektrisüsteemis piisavalt, kui arvestada Läti ja Leedu uute akupaigaldistega ja Eleringi Kiisa avariireservelektrijaamaga. Reservide hankimisega seotud kulud lülitatakse plaanide järgi bilansiteenuse hinda.

Joonis 1.1
Baltikumi üles
reguleerimise
vajadus ja
olemasolevate
ressursside võimekus



Taastuenergia tootmise kasv toob endaga kaasa kiirete reservide nõudluse kasvu (Joonis 1.1). Selle põhjuseks on oodatav tootmise prognoosivigade kasvamine. Kuna samal ajal suletakse regioonis vanu juhitavaid elektrijaamu, siis tähendab see vajadust sagedusreserve pakkuvate paindlike ressursside investeerimiseks. Tagamaks vajalikud investeeringud sagedusreserve pakkuvatesse ressurssidesse, mis pikema perioodil suudaksid avarisiid katta, on Balti riigid taotlemas Euroopa komisjonilt erandit, mis annaks võimaluse hankida kiireid reserve pikaajaliselt. Selline lahendus võimaldaks anda investoritele suurema investeerimiskindluse ja tagada sagedusreservide olemasolu ka tulevikus. Balti riikidele sellise võimaluse andmine on arutelul Euroopa Liidu elektriturureformi raames. Esialgsete hinnangute järgi on vaja pikaajaliselt hankida sagedusreserve (aFRR ja mFRR kokku) üles suunas 250-400 MW ulatuses.

1.2 Võrgu võimekus

- **Eesti elektrivõrgu töökindlus on väga kõrge tasemel – üle 99,99%.**
- **Mandri-Euroopaga sünkroniseerimiseks vajalikud võrguinvesteeringute projektid on ajakavas.**
- **Eesti 2030 taastuvelektri tootmise eesmärgi täitmiseks on vaja liita palju uut tootmist. Investeeringute õigeaegseks elluviimiseks on Elering teinud ettepaneku muuta võrgu arendamise põhimõtteid selliselt, et need lubaks Eleringil investeeringuid ette teha. Uute arendamisühenduste rakendamine eeldab muudatusi elektrituruseaduses.**
- **Elering koostöös naabersüsteemihalduritega hindab uute välisühenduste Estlink 3 ja Eesti-Läti neljas liin rajamisvõimalusi. Mõlema ühenduse varajasem valmimistähtaeg on 2035. aasta.**

Varustuskindluse tagamiseks on oluline, et ülekandevõrgu võimsus ja töökindlus oleks piisav energia jõudmiseks piirkonna alajaamadesse. Eesti ülekandevõrk on disainitud selliselt, et ühe liini väljalülitumisel jääb Eesti piirkondlike tootmis- ja tarbimiskeskuste elektrivarustus siiski toimima teiste liinide toel.

Eleringi võrgu töökindlus on olnud väga hea, mis on võimaldanud elektrienergiat tõrgeteta tarbijateni jõuda.

Eleringi lähiaastatel tehtavad suuremad võrguinvesteeringud on seotud Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise programmi ja täiendavatele tootjatele liitumisvõimekuste tagamisega ning samuti on alustatud täiendavate ühenduste eelplaneerimist Soome ja Lätiga. Mandri-Euroopaga sünkroniseerimiseks vajalikud suuremad võrguinvesteeringud on Balti-Tartu-Valmiera ja Viru-Tsireguliina 330kV kõrgepingeliini rekonstrueerimised, võrgu strateegilistesse punktidesse rajatavad sünkroonkompensaatorid, mis on vajalikud elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks, ning paigaldatavad šuntreaktorid, mis aitavad elektrisüsteemi pinget hoida lubatud parameetrites.

Sünkroniseerimise järgselt läheb Eleringi suurim fookus võrguinvesteeringuteks, mis võimaldavad Eesti 2030 taastuvelektri tootmise eesmärgi täita. Eesti riik on võtnud eesmärgiks toota taastuvatest energiaallikatest elektrienergiat kogu Eesti tarbimise ulatuses. Selle eesmärgi täitmiseks lisandub Eesti elektrivõrku mitutuhat megavatti taastuvenergia tootmisvõimsusi ning Eleringi hinnangul peaks koos juhitava tootmisvõimsusega elektrivõrku olema liidetud kokku ca 5500 MW tootmisvõimsusi.

Ülekandevõrgu investeeringute õigeaegseks ja kulutõhusaks valmimiseks on Eleringi ettepanek muuta tänast liitumiste kontseptsiooni. Uue kontseptsiooni järgi ei teeks Elering võrguinvesteeringuid tootjate jaoks ainult liitumistaotluse põhiseiselt, vaid teeks osa investeeringuid ettevaatavalt nn arenduskohustuse raames. Lisaks on ettepanek fikseerida ülekandevõrguga liitumise tasu, mis täna põhineb liitumisega seotud otsestel kuludel. Uus kontseptsioon võimaldaks võrguinvesteeringutel õigeaegselt valmida, kuna võrguinvesteeringute realiseerimise aeg võib olla oluliselt pikem kui taastuvenergia tootmisvõimsuste investeeringute realiseerimise aeg. Fikseeritud liitumistasu tagab, et ühegi liituja jaoks ei lähe võrguga liitumise kulu liiga suureks ning annab investeeringut planeerides selguse antud kulukomponendi suuruse osas. Siinkohal on oluline täpsustada, et Elering kasutakse arenduskohustuse täitmisel elektritarbija raha ja arenduskohustus peab olema sätestatud elektrituruseaduses. Kuni seadusemuudatuse jõustumiseni ei arvesta Elering Eesti elektriülekandevõrgu arengukava 2024-2033 koostamisel arenduskohustusega.

Elering ja Soome süsteemihaldur Fingrid on algatanud ühise tööprotsessi Eesti-Soome kolmanda elektrihenduse (EstLink 3) rajamiseks ning Elering koos Läti süsteemihalduriga AST on algatanud neljanda Eesti-Läti vahelise liini rajamise uurimise. Kokkulepete kohaselt hõlmavad ühised tegevused nii tehnilisi küsimusi, vajalikke investeeringuid kui asjakohast ajagraafikut. Nii EstLink 3 kui ka Eesti-Läti neljanda liini eelduslik varajasem valmimisaasta on 2035.

1.3 Süsteemi võimekus

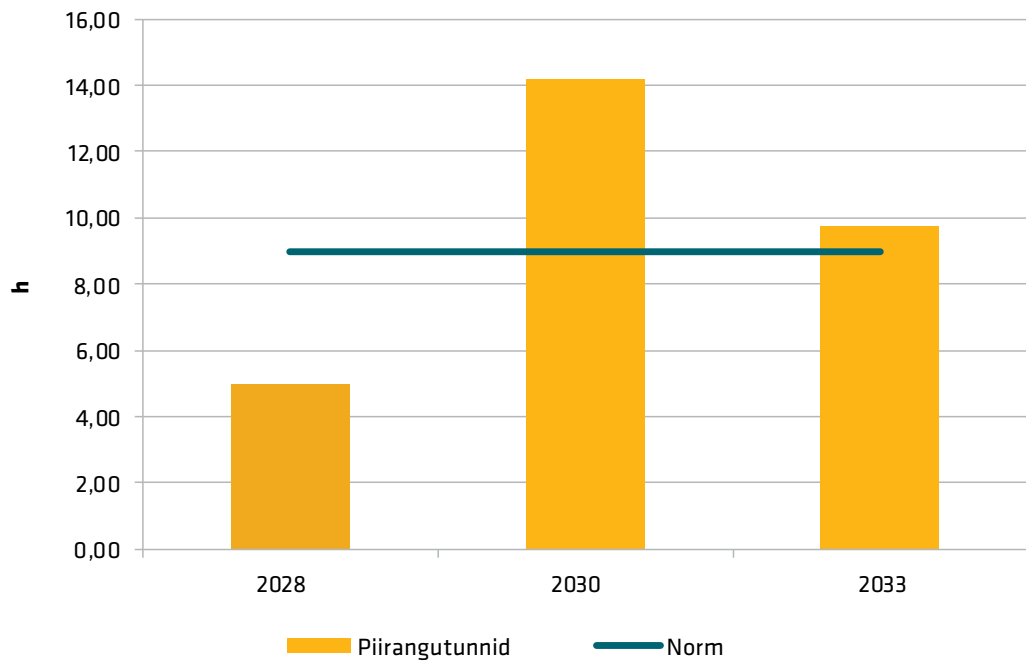
- *Eeloleva talve varustuskindluse seis on oluliselt parem kui eelmisel talvel, kuna mitmed riskid on õnnestunud maandada.*
- *Erinevate sektorite elektrifitseerimine on kaasa toomas elektritarbimise kasvu nii Eestis kui kogu Euroopas. Järgneva 10 aastaga suureneb Eesti aastane elektri tarbimine ligi 2 TWh võrra ning tiputarbimine kasvab ligi 450 MW võrra.*
- *Keskpikas perioodis võib regioonis süsteemi võimekuse tagamiseks olla vaja luua võimsusmehhanisme. Eriti kriitiline on regiooni jaoks vahemik 2027-2030, mil tarbimine ja reservide nõudlus kasvab kiiresti, kuid vanad elektrijaamad väljuvad turult.*
- *Eesti varustuskindluse norm on tagatud kuni 2027. aastani Narvas hoitavate 1000 MW põlevkivi plokkide abil. Analüüside hinnangul on aastatel 2027-2030 majanduslikult jätkusuutlik hoida turul neli põlevkivi plokki. Aastal 2030 ainult neljast plokist enam ei piisa ja on juurde vaja võimsusmehhanismi strateegilist reservi. Aastal 2033 ületatakse varustuskindluse norm, sest põlevkivi plokkidest on alles ainult Auvere ja eelkõige tuleb puudu kiireid sagedusreserve (aFRR) pakkuvates võimsustest*
- *Kui Eestis langeb juhitava võimsuse tase oluliselt alla 1000 MW, siis rakendatakse strateegiline reserv. 2030. aastast on vaja kiiresti käivituvaid võimsusi, mis suudaksid pakkuda ülesreguleerimis reserve (aFRR).*

Elektrisüsteemi võimekusena käsitleme olukorda, kus oodatav elektritarbimine on kaetud kohaliku tootmisvõimsuse, impordivõimaluste ning tarbimise juhtimise võimalustega.

Eelmise talve eel oli elektrisüsteemi varustuskindluse seisukohalt üleval hulk riske, millest mitmed on selle talve vaates tunduvalt madalamad. See lubab eelolevale talvele vastu minna tunduvalt kindlamalt. Eelmisel aastal olid suurimate riskidena õhus Euroopa ja regiooni gaasivarustus, tuumajaamade töökindlus (sh Olkiluoto 3 valmimine), hüdroenergia olud kogu Euroopas ja energiataristu tahtliku kahjustamise võimalus. Sel aastal on gaasivarustuse osas Euroopa gaasihoidlad talve eel peaaegu maksimaalselt täidetud, sama kehtib ka meie regioonis Läti Incukalnsi gaasihoidla kohta. Balticconnector'i rike on küll vähendanud tarnekanalite arvu, kuid võimaldab siiski nii Balti riikides kui ka Soomes tarbimise katta. Tuumajaamad on kogu Euroopas paremas töökorras kui eelmisel aastal. Meie regiooni jaoks väga olulise elemendina on töös uus Olkiluoto 3 tuumajaam. Põuase eelmise aastaga võrreldes on hüdroreservuaaride täituvus selle talve eel parem. Näiteks Põhjamaades on reservuaaride tase ca 10% parem, mis on koguliselt enam kui Eesti aastane tarbimine. Üldisest varustuskindluse varu paremast olukorrast tulenevalt oleme paremini valmis ka erinevateks võimalikeks energia infrastruktuuri kahjustamise sündmusteks.

Sarnaselt eelmisele aastale näitavad Eleringi pikaajalised elektrisüsteemi piisavuse analüüsid, et alates 2027. aastast on risk Eesti varustuskindluse normi (LOLE) mitte täita. See tähendab, et pärast omaniku ootuse lõppemist 2026. aastal, Narva põlevkiviplokkide täiendaval sulgemisel, võib tekkida tootmisvõimsuste või sagedusreservide puudujääk. Selle riski maandamiseks tuleb lõpule viia Eesti strateegilise reservi loomine, mille riigiabi loa taotluse osas eelmise aasta aruande põhjal algust tehti. Joonis 1.2 kirjeldab Eesti piirangutundide arvu olukorras, mil Baltikumis on suletud majanduslikult mitte tasuvad võimsused ja on lisandunud investeringuid paindlikusse tarbimisse. Analüüside järgi aastatel 2028 ja 2030 püsivad Eestis turul Narva põlevkivi plokkid- Eesti 5, Eesti 8, Balti 11 ja Auvere, tagades varustuskindluse 2028 aastal. Ka 2030. aastal ületatakse praeguste turupõhiste ressurssidega Eesti varustuskindluse norm ning on vaja strateegilist reservi. 2030+ perspektiivis, kui Narva põlevkiviplokkide tehniline eluiga lõpeb, on oluline täiendavate kindlate tootmisvõimsuste lisandumine, mis suudavad pakkuda kiireid ülesreguleerimis reserve. Nimelt hoolimata Leedu ja Poola piiril kaubanduse avamisele 2032. aastal, jääb Eesti süsteemi võimekuse tase alla normi. Juhul, kui selliste võimsuste lisandumine ei toimu turupõhiselt, tuleb uute võimsuste loomisele kaasa aidata riigiabi meetmetega. Sellisel juhul on oluline tagada ka võimsuste tulevikukindlus ehk kindlad võimsused peavad olema valmis kasutama kliimaneutraalseid kütuseid.

Joonis 1.2
Eesti
varustuskindluse
piisavuse analüüs
2028, 2030 ja 2033.
aastal



1.4 Digitaalne võimekus

- *Digitaliseerimine on võtmeteguriks energiasüsteemide pideva kasvava keerukuse ja hajutatud tootmise keskkonnas, nõudes reaajas elutähtsate süsteemide juhtimist ja kasvavas mahus andmeanalüütikat.*
- *Küberturvalisus on kriitilise tähtsusega, eriti arvestades meie keerulist geopoliitilist keskkonda. Küberriskide hindamine, kaitsemeetmete pidev arendamine ja koordineeritud koostöö on lahutamatu osa meie lahendustest ja tegevustest, mis tagavad süsteemide tõrgeteta töö ja vastupidavuse välistele ohtudele.*
- *Digitaalsed ja turvalised lahendused on tõhusad vaid siis, kui neid toetavad võimekad inimesed ja sujuvalt toimivad äriprotsessid. Seetõttu on meie meeskonna digitaalsete oskuste arendamine ja äriprotsesside optimeerimine oluline energiasüsteemi efektiivsuse ja varustuskindluse tagamiseks.*

Digitaalse võimekusena mõistetakse ettevõtte ressursse, mis võimaldavad automatiseerida äriprotsesse ja tagada igapäevane süsteemijuhtimine ja varustuskindlus. Selle võimekuse suurenemise vajadus on seotud elektrifitseerimise ja taastuvenergia osakaalu kasvuga, mis muudavad energiasüsteemi juhtimise keerukamaks ja suurendavad andmemahтусid.

Kasvavad andmemahтусed nõudmised on tinginud vajaduse kohandada Eleringi võtmesüsteeme ja tehnoloogiat, samal ajal rõhutades küberturvalisuse tähtsust. Elering on reageerinud sellele väljakutsele, viies sisse muudatusi oma võtmesüsteemides, tehnilises arhitektuuris ja andmemudelites. Samuti on päevakorral pilvepõhiste tehnoloogiate kasutuselevõtt, et toetada kasvavat digitaalset ökosüsteemi.

Küberturvalisusesse investeerimine on vajalik nii varustuskindluse tagamiseks kui ka Euroopa Liidu küberturvalisuse võrgueeskirja ja Eesti küberturvalisuse seaduse muudatuste rakendamiseks.

Lisaks keskendub Elering oma meeskonna digitaalsete oskuste arendamisele ning äriprotsesside optimeerimisele, et suurendada digitaalset võimekust ja tagada organisatsiooni sujuv toimimine ja kvaliteetsed teenused.





2 Juhtimise võimekus

2.1	ELEKTRISÜSTEEMI TÖÖKINDLUSE TAGAMINE JA ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS	20
2.1.1	Eesti elektrisüsteemi juhtimise korraldamine	20
2.1.2	Elektrisüsteemi töökindluse tagamine tavaolukorras	21
2.1.3	Elektrisüsteemi töökindluse tagamine avariolukorras	22
2.1.3.1	Tarbimise piiramine	22
2.1.3.2	Balti elektrisüsteemi saartalitlus	23
2.1.3.3	Eesti elektrisüsteemi saartalitlus	23
2.1.3.4	Eesti elektrisüsteemi taaspingestamine	24
2.1.3.5	Inertsit tagamine	24
2.1.4	Olulised tehnilised vahendid Eesti elektrisüsteemi töökindluse tagamiseks	25
2.1.4.1	Avariireservelektrijaamad	25
2.1.4.2	Sünkroonkompensaatorid	25
2.2	SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA	26
2.2.1	Mandri-Euroopa sünkroonlaga ühinemise põhimõtted	26
2.2.2	Sagedusejuhtimise ümberkorraldamine Balti elektrisüsteemis	27
2.2.2.1	Kuidas toimub sagedusjuhtimine Mandri-Euroopa sünkroonlaga	27
2.2.2.2	Balti sagedusejuhtimise plokk (LFC plokk)	29
2.2.2.3	Üleeuroopalised MARI ja PICASSO energiaplatformid	30
2.2.2.4	Balti sagedusjuhtimise reservide võimsusturg	31
2.2.2.5	Eesti aFRR turu edendamine	31
2.2.2.6	Eesti FCR turu edendamine	32
2.2.2.7	Sagedusejuhtimise reservide eelkvalifitseerimine	32
2.2.3	Elektrisüsteemi operatiivse planeerimise ja juhtimise tehniliste vahendite uuendamine	32
2.2.3.1	Reaalaja seire- ja juhtimissüsteemi (SCADA/EMS) uuendamine	32
2.2.3.2	Sageduse taastamise kontrollid aFRR reservide juhtimiseks	33
2.2.3.3	Laiseiresüsteemi WAMS uuendamine	33
2.2.3.4	Sagedusautomaatika uuendamine	34
2.3	ERAKORRALINE SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA	35
2.3.1	Erakorraline desünkroniseerimine	35
2.3.2	Erakorraline sünkroniseerimine	36
2.3.3	1000 MW juhitava võimsuse vajadus Eestis	36
2.4	SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA LÄHTUVALT ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMISEST	37
2.5	BALTI RCC	38
2.5.1	Mis on Balti RCC	38
2.5.2	Balti RCC ülesanded	38
2.5.3	Balti RCC elektrisüsteemi regionaalse toimimise seisukohalt	39
2.6	ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE	40
2.6.1	2022/2023 talveperiood (november-veebruar)	40
2.6.2	2022/2023. suveperiood (mai-august)	41
2.6.3	2022/2023 talveperioodi piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused ja võimsusvood	42
2.7	ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS	44
2.7.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia	47
2.7.2	Suuremad häiringuid põhjustanud sündmused 2022-2023 (esimene pool) aastal	50
2.7.2.1	Ülepiirised ühendused:	50
2.7.2.2	Valik suurematest sündmustest sisevõrgus:	52
2.7.3	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	53

2.1 ELEKTRISÜSTEEMI TÕOKINDLUSE TAGAMINE JA ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMINE REAALAJAS

2.1.1 Eesti elektrisüsteemi juhtimise korraldamine

Eesti elektrisüsteemi reaalaja talitluse juhtimist korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringelt. Talitluse planeerimise ülesandeks on viia läbi elektrisüsteemi talitluse lubatavuse koordineeritud kontroll ehk talitluskindluse analüüs ja vajadusel planeeritud talitluse viimine lubatud piiridesse ning koostada plaanid ja prognoosid talitluse juhtimise faasi jaoks. Talitluse planeerimisel lähtutakse Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirjast ja Komisjoni määruses (EL) 2017/1485¹ toodud nõuetest ning selle käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama kehtestatud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalse võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse.

Elektrisüsteemi juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud energiasüsteemi juhtijad, kelle teadmisi kontrollitakse perioodiliselt ja kaasajastatakse avariitreeningutel ning koolitustel. Energiasüsteemi juhtijate ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansiplaanist, tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus, juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist, häiritud ja avariitalitluse tuvastamine ning likvideerimine, koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ning turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest.

Süsteemi reaalajaliseks juhtimiseks on kasutusel reaalaja seire- ja juhtimissüsteem (SCADA). Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab energiasüsteemi juhtijatel jälgida põhivõrgu seadmete asendi, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Ka partnerite ning klientide andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks, jõuavad sellesse juhtimissüsteemi. Olulisemad talitluse reaalajas juhtimise protsessid, mis nõuavad mitme osapooli koordineeritud tegutsemist, kooskõlastatakse lisaks ka telefoni teel.

Elektrienergia ülekande kui elutähtsa teenuse olulisuse tõttu on äärmiselt oluline minimeerida tõenäosust, et põhivõrgus toimub ulatuslik elektrivarustuse katkestus. Seetõttu on juhtimiskeskuses tagatud kõigi olulisemate töövahendite ning töötajate dubleeritus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisega tegelevad energiasüsteemi juhtijad peavad olema võimelised asendama vajadusel ka teisi samas vahetuses töötavaid energiasüsteemi juhtijaid, kasutusel on SCADA varuserver, üles on seatud reservsidekanalid ning juhtimiskeskuste tehnilised funktsioonid on dubleeritud.

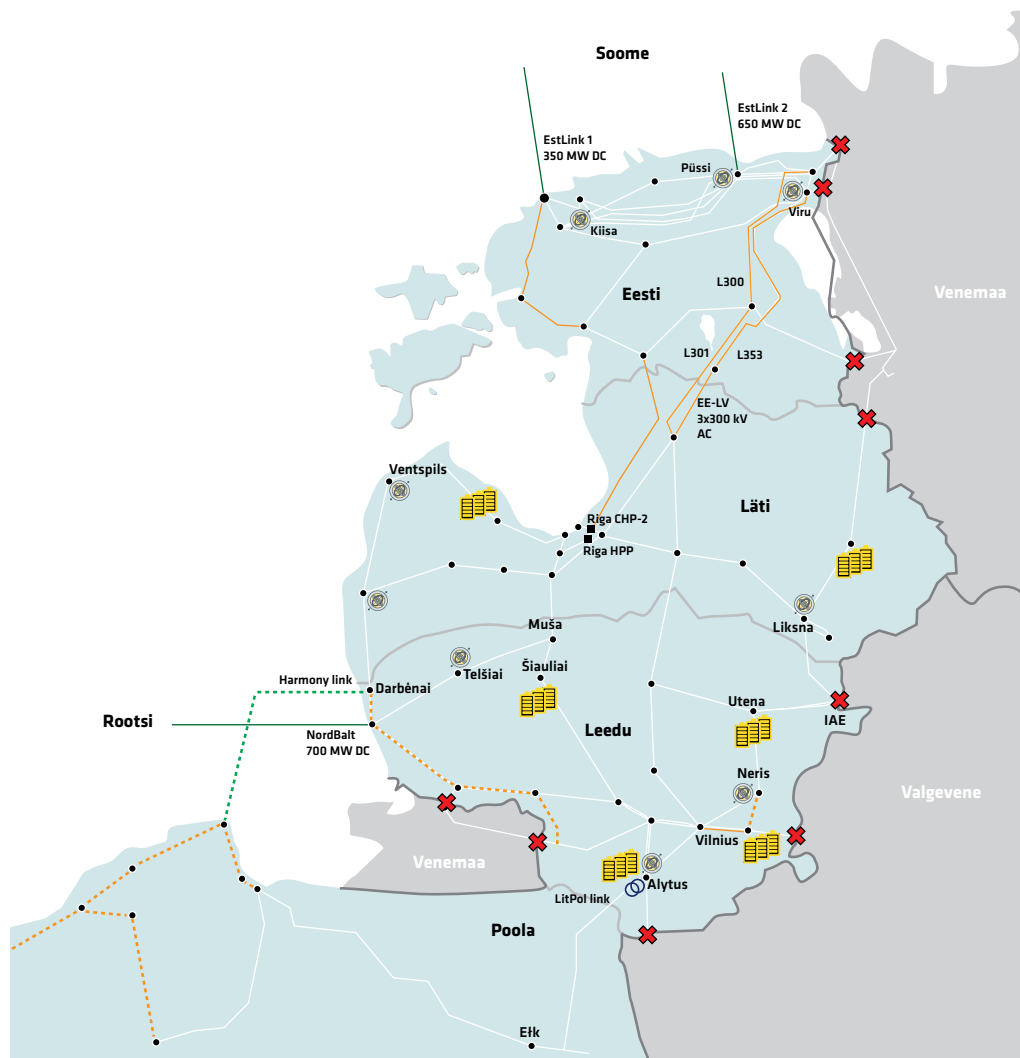
Juhtimiskeskus teeb tihedat rahvusvahelist koostööd Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komiteega ja komitee juurde moodustatud Balti regionaalse töögrupiga. Kuna Eesti elektrisüsteem kuulub kuni sünkroniseerimiseni Mandri-Euroopa sünkroonala IPS/UPS sünkroonalasse, siis on vaja teha juhtimisalast koostööd Venemaa ja Valgevene põhivõrguettevõtjatega ning see koostöö on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähedest) koostööorganisatsiooni raames.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ET/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485>

2.1.2 Elektrisüsteemi töökindluse tagamine tavaolukorras

Eesti elektrisüsteem kuulub hetkel sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kolm 330 kV elektrivõrkeliini ja Venemaaga kolm 330 kV elektrivõrkeliini (Joonis 2.1).

Joonis 2.1
Baltikumi
põhivõrk koos
välisühendustega



Automaatse sageduse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolusaldo (ehk vahelduvvooluliinide kaudu planeeritud elektrienergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides koostöös Läti ja Leedu süsteemihalduritega. Baltikumi vahelduvvoolu saldot juhitakse energiapõhiselt operatiivtunni vaates kasutades Baltikumi reguleerimisturult manuaalselt käivitataivate sageduse taastamise reserve (*manual frequency restoration reserve – mFRR*) käivitamist. Balti süsteemihalduritel on sõlmitud reguleerimisreservide vahetamise kokkulepped ka Soome ja Rootsi süsteemihalduritega, mis võimaldab Baltikumi bilansi tasakaalustamiseks lisaks Baltikumi pakkumistele kasutada reguleerimisreserve ka Põhjamaadest. Andmeid Baltikumi reguleerimisturgudel aktiveeritud kogustest ja Baltikumi vahelduvvoolu saldo tasakaalust leiab Baltic Transparency Dashboard veebilehelt².

Elektrisüsteemi toimimisel on lisaks oluline ka hinnata süsteemi võimet jätkata normaalteed pärast süsteemihäiringuid ehk säilitada süsteemistabiilsus. Stabiilsuse võib jagada kolmeks:

1. Pingestabiilsus – Pingestabiilsus on tagatud, kui süsteemihäiringu tulemusena säilib lubatud pingnivoo ja ei esine pinge võnkumisi. Pinge sõltub reaktiivvõimsust tootvate või tarbivate seadmete tööst.

² <https://baltic.transparency-dashboard.eu/>

2. Nurgastabiilsus – Nurgastabiilsus tähendab generaatorite sünkroonset tööd. Nurga mittestabiilsuse korral hakkab osa generaatoreid pöörlema teiste generaatorite suhtes erineva kiirusega. Täiendavalt võib nurgastabiilsuse kadu tekitada sagedusstabiilsuse kadumise.
3. Sagedusstabiilsus – Sageduse stabiilsus esineb süsteemis märkimisväärse genereerimise ja tarbimise eabilansi tekkimisel. Häiringute järgselt ei tohi süsteemisagedus tõusta ega langeda kiiremini kui lubatud vahemikus.

Elektrisüsteemi stabiilsuse hindamisel eristatakse veel staatilist stabiilsust ja dünaamilist stabiilsust, mis uurivad vastavalt väikeste ja suurte häiringute mõju elektrisüsteemi toimimisele. Väikeste häiringute korral võib esineda süsteemiparameetrite sujuvaid aperiodilisi kui ka periodilisi muutusi. Suured häiringud võivad mõjutada süsteemis töötavate generaatorite sumbuvaid ja mitte-sumbuvaid võnkumisi³.

Eesti elektrisüsteemis tagatakse pingestabiilsus reaajas juhtimise faasis, kus reguleeritakse süsteemi reaktiivenergia tasakaalu vastavalt, et pärast süsteemihäiringuid ei oleks ületatud pingestabiilsuse piire. Kõik pöörlevad generaatorid toetavad nurgastabiilsust sellega, et peavad taluma raskemaid häiringuid kui süsteemis normaalselt esinevad häiringud, seejuures nurgastabiilsust kaotamata. Sagedusstabiilsus tagatakse regionaalselt süsteemis piisava inertsi ja lühisvõimsuse olemasoluga.

2.1.3 Elektrisüsteemi töökindluse tagamine avariiolukorras

Elektrisüsteemi talitlust kavandades tuleb arvestada, et sagedamini esinevad häiringud N-1 ja N-1-1 ei põhjustaks pinge või sageduse või muude suuruste kõrvalekaldeid sätestatud piiridest, ulatuslikke toitekatekestusi või süsteemi stabiilsuse kadumist. Häiringu ajal ja häiringu tõttu tekkinud olukorras võivad elektrisüsteem ja selle osad talitleda tavalisest väiksema töö- ja varustuskindlusega, kui see on vajalik häiringu lokaliseerimiseks või kõrvaldamiseks või tarbijate elektrivarustuse taastamiseks.

Avariitalitluse korral võivad üks või mitu elektrisüsteemi talitlust iseloomustavat parameetrit olla väljaspool lubatud piire, on avariitõrje automaatika töötamise oht või see automaatika on töötanud, kogu vajalik tarbimisvõimsus ei pruugi olla tagatud. Avariitalitluseni võib viia ka tõsine tõrge arvutisüsteemidega, millest sõltub elektrisüsteemi tehniline juhtimine.

Avariitalitluse juhtimine sõltub konkreetsest häiringust või olukorrast, mis avariitalitluseni viisid. Erinevatel juhtudel kasutatakse avariitalitluse juhtimiseks erinevaid vahendeid ja tegevusi. Põhilised reeglid avariitalitluse juhtimisel on järgmised: viivitamatult tuleb kõrvalda oht inimestele ja avariist puutumata jäänud seadmetele, vigastatud seade või elektrivõrgu osa tuleb eraldada ülejäänud elektrivõrgust, peab vältima avarii laienemist, lühema ajaga tuleb taastada tarbijate elektrivarustus ja viia elektrisüsteemi parameetrid sätestatud piiridesse.

Avariitalitluse juhtimise korraldamise eest vastutavad juhtimiskeskuses valvevahetuses olevad energiasüsteemi juhtijad. Avariitalitluse juhtimiseks vajaliku oskusteabe tagamiseks peavad kõik energiasüsteemi juhtijad osalema avariitreeningutes. Eleringis on avariitreeningud korraldatud mitmetasandiliselt. Korraldatakse nii individuaalseid avariitreeninguid kui ka avariitreeninguid, mis hõlmavad mitut osapoolt, näiteks teenuseosutajaid või jaotusvõrguettevõtjaid. Lisaks viiakse läbi ühiseid avariitreeninguid naabersüsteemihaldurite juhtimiskeskustega. Igal aastal toimuvad kolme Balti süsteemihalduri ühised avariitreeningud Saksamaal asuvas vastavas treeningkeskuses, mis võimaldab treeninguid läbi viia võimalikult sarnaselt tegelikule olukorrale, samuti toimuvad Balti süsteemihaldurite ja Poola süsteemihalduri ühised avariitreeningud.

2.1.3.1 Tarbimise piiramine

Tarbimist piiratakse vaid elektrisüsteemi väga tõsiste avariide korral. Seda võimalust kasutatakse siis, kui on oht elektrisüsteemi toimimisele või olulistele elektriseadmetele püsivate kahjustuste tekkimiseks, mida teistsuguste vahenditega kõrvaldada ei saa. Sellistel puhkudel korraldavad Eleringi juhtimiskesk-

³ M.Meldorf, J.Kilter, "Elektrisüsteemi stabiilsus", 2011

suse dispetšerid jaotusvõrkude ja suurklentide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud tarbimise piiramise kavale.

Tarbimise piiramise vajaduse tekkimisel informeerib Eleringi dispetšer Elektrilevi piiramisele kuuluvast tarbimise kogusest. Elektrilevi piirab tarbimist vastavalt Eleringi ja Elektrilevi vahelisele tehnilise koostöö ja varustuskindluse tagamise lepingule. Elektrilevi omakorda valib väljalülitatavad tarbijad moel, mis väldiks kriitiliste tarbijate (nagu näiteks elutähtsa teenuse osutajate ja üldhuviteenuste osutajate) väljalülitamist. Juhul kui ei õnnestu piisavalt kiiresti taastada olukorda, mis võimaldaks tagada kõikide tarbijate elektrivarustuse, siis roteeritakse väljalülitatavaid tarbijaid võimalusel kahetunniste ajaperioodide kaupa.

Tarbimise piiramine on kõige viimane vahend elektrisüsteemi toimimise tagamiseks. Enne tarbimise piiramist kasutatakse ära kõik muud vahendid nagu näiteks reservvõimsuste käivitamine, naabersüsteemihalduritelt abistavate tegevuste tellimine, võrgu topoloogia muutmine, hooldustööde katkestamine jne.

2.1.3.2 Balti elektrisüsteemi saartalitlus

Balti elektrisüsteemi saartalitlus tekib, kui kõik Balti elektrisüsteemi Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemiga ühendavad elektriülekandeliinid kas lülituvad või lülitatakse välja. Balti elektrisüsteemi saartalitluse korral on vaja sageduse reguleerimine korraldada Balti süsteemihaldurite koostöös, kasutades selleks Balti süsteemihalduritele kättesaadavaid ressursse. Eesti vaates on sageduse reguleerimise tehniline võimekus olemas kõikidel Eesti elektrisüsteemiga liituvatel uutel elektrijaamadel, sealhulgas tuuleparkidel.

Balti elektrisüsteemis sageduse reguleerimiseks kasutatakse kohalike elektrijaamade võimekust ning lisaks elektrijaamadele on sageduse automaatse reguleerimise võimekus olemas ka mõlemal Eesti ja Soome vahelisel alalisvooluühendusel (EstLink 1 ja EstLink 2). Nende alalisvooluühenduste kaudu on võimalik kasutada Põhjamaade reservvõimsuseid Balti ja Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks. Sarnane automaatne sageduse reguleerimise võimekus on olemas ka Leedu ja Rootsi vahelisel ühendusel NordBalt ning Leedu ja Poola vahelisel ühendusel LitPol Link.

Lisaks on vaja tagada Balti elektrisüsteemi stabiilsus lähtuvalt asjaolust, et Balti elektrisüsteem toimib saarena ega saa enam stabiilsuse tuge suurest sagedusalast. Stabiilsuse tagamiseks saartalitluses on vaja vähendada ülekandevõimsuseid Põhjamaadega, vähendada riikidevahelisi võimsusvoogusid Baltikumi sees, tagada kohalike vahenditega vajalik inerts ja lühisvõimsuse tase.

Balti süsteemihaldurid viivad pidevalt läbi tegevusi Balti saartalitluse võimekuse tõstmiseks, võttes arvesse asjaolu, et seoses geopoliitiliste riskidega on võimalus Baltikumi erakorraliseks saarestumiseks Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest ajas suurenenud.

2.1.3.3 Eesti elektrisüsteemi saartalitlus

Eesti elektrisüsteemi saartalitluseks nimetatakse olukorda, kui kõik Balti elektrisüsteemi Venemaa, Valgevene ja Läti elektrisüsteemiga ühendavad elektriülekandeliinid kas lülituvad või lülitatakse välja. Eeldatavasti tähendaks Eesti saartalitluse tekkimine olukorda, kus Balti elektrisüsteem juba on eraldatud Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemist ja seejärel lülituvad mingil põhjusel välja Eesti ja Läti vahelised vahelduvvoolu ühendused.

Eesti elektrisüsteemi saartalitluse korral on vaja sageduse reguleerimine korraldada Eleringi poolt, kasutades selleks Eleringile kättesaadavaid ressursse. Eesti elektrisüsteemis sageduse reguleerimiseks kasutatakse kohalike elektrijaamade võimekust ning lisaks elektrijaamadele saab sageduse automaatseks reguleerimiseks kasutada Eesti ja Soome vahelisi alalisvooluühendusi (EstLink 1 ja EstLink 2). Nende alalisvooluühenduste kaudu on võimalik kasutada Põhjamaade reservvõimsuseid Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks.

Lisaks on vaja tagada Eesti elektrisüsteemi stabiilsus lähtuvalt asjaolust, et Eesti elektrisüsteem toimib saarena, mis on oluliselt väiksem kui näiteks Balti elektrisüsteem ja seeläbi oluliselt tundlikum mitmesuguste võimalike häiringute mõjule, sest ei saa enam stabiilsuse tuge suurest sagedusalast. Stabiilsuse tagamiseks saartalitluses on vaja vähendada kaubanduslikke ülekandevõimsuseid Põhjamaadega veelgi rohkem kui Balti saartalitluse korral ning vajaliku inertsi ja lühisvõimsuse taseme tagamiseks tuleb kasutada ainult Eestis paiknevaid ressursse.

2.1.3.4 Eesti elektrisüsteemi taaspingestamine

Juhul kui erinevate asjaolude kokkulangemisel toimub lühikese ajaperioodi jooksul mitmete elektrisüsteemi kui terviku toimimise jaoks oluliste elektriseadmete väljalülitumine, võib selle tagajärjel aset leida kas terve või suure osa elektrisüsteemi kustumine. Eestis ja selle lähiümbruses ei ole viimaste aastakümnete jooksul sellist laiaulatuslikku avariid toimunud. Viimane sellise ulatusega avariid Eesti elektrisüsteemi läheduses toimus 1984. aasta suvel. Selle avariid tagajärjel kustusid Läti, Leedu ja Valgevene elektrisüsteemid. Avariid sai alguse Valgevene ja Venemaa elektrisüsteeme ühendaval liinil ja täiendavalt raskendas olukorda rikkis avariitõrjeautomaat. Lisaks töötas riikidevaheline elektrivõrk väiksema töökindluse varuga kui tavaliselt, kuna vahetult enne avariid viidi hooldusesse ka üks Eestit ja Lätit ühendavatest liinidest. Avariid tagajärjel kustusid mitmed elektrijaamad ja tarbijad olid mitu tundi toiteta.

Sellisteks juhtudeks, et kustunud elektrisüsteemi taaspingestada, on Eleringi juhtimiskeskus välja töötanud vastavad taastamiskavad. Nende kavade alusel on Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks võimalik:

- kasutada EstLink 1 „black start“ ehk nullist käivitamise funktsiooni;
- pingestada Eesti elektrisüsteem Eestit naaberelektorisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eleringi avariireservelektrijaamasid Kiisal.

2.1.3.5 Inertsi tagamine

Inerts on elektrisüsteemi võime suuremate häiringute korral säilitada stabiilne tööpunkt kuni kiirete reservide reageerimiseni, hoides sellega ära suured sageduse muutused. Balti elektrisüsteemi sagedusstabiilsuse tagamiseks ühinemisel Mandri-Euroopa sünkroonalaga peab olema tagatud vähemalt 17100 MWs inertsi, mis suudab tagada sageduse muutuse kiiruse alla 1 Hz/s.

Eesti peab tagama nõutud inertsi kogusest 5700 MWs ehk kolmandiku Baltikumi kogusest. Olukorras, kui Eesti elektrisüsteem on samas sünkroonalas Venemaa elektrisüsteemiga, tagatakse inertsi selle sünkroonala konventsionaalsete elektrijaamadega. Seni Eesti elektrisüsteemil eraldi kohustust mingi kindla inertsi koguse hoidmiseks ei olnud. Selleks, et olla kindlad vajaliku koguse inertsi olemasolus pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonalaga ka juhul, kui konventsionaalsed elektrijaamad ei tööta või nad ei tööta piisavas mahus, ühendatakse süsteemi inertsi vajaduse tagamiseks kolm sünkroonkompensaatorit vastavalt Püssi, Viru ja Kiisa alajaamadesse, mis katavad valdava osa inertsi vajadusest. Üks sünkroonkompensaator peab tagama vähemalt 1750 MWs inertsi, omama võimekust reguleerida reaktiivenergiat vahemikus ± 50 MVar ja toetama süsteemi lühisvõimsusega 900 MVA. Esimene kolmest sünkroonkompensaatorist Püssi alajaamas on juba valminud ning võimeline vajadusel töötama ning panustama Eesti elektrisüsteemi toimimisse.

2.1.4 Olulised tehnilised vahendid Eesti elektrisüsteemi töökindluse tagamiseks

2.1.4.1 Avariireservelektrijaamad

Tulenevalt süsteemihalduri kohustusest tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss, peab süsteemis olema piisav reservvõimsus. Selle kohustuse täitmiseks kasutab Elering Kiisal asuvaid avariireservelektrijaamu I (110 MW) ja II (140 MW). Kahe avariireservelektrijaama (AREJ) summaarne võimsus 250 MW tagab selle, et arvestades ka naaberelektrisüsteemihaldurite käsutuses olevaid avariireservvõimsusi, on Eleringil olemas suurima võimaliku võimsusega Eesti elektrisüsteemi võrguelemendi, milleks on Eesti ja Soome vaheline teine alalisvooluühendus EstLink 2, väljalülitumisega toimetulekuks vajalik avariireservvõimsus.

Avariireservelektrijaamades toodetakse elektrienergiat siis, kui süsteemi või süsteemiga elektrilises ühenduses oleva teise riigi elektrisüsteemi tootmisvõimsus või ülekandevõimsus ootamatult välja lülitub või kui on ohus süsteemi varustuskindlus. Avarielektrijaama käivitamist võivad eelpoolloetletud põhjustel tellida ka teised ühend süsteemi süsteemihaldurid ning Soome süsteemihaldur. Avariireservelektrijaamade võimsus ei osale elektribörsil ja nendes elektrijaamades ei toodeta elektrienergiat bilansihaldurite tarbimis- või tootmisprognoside ebatäpsuse tasakaalustamiseks. Selleks, et AREJ-d oleksid kogu aeg kasutamiskvalifitseeritud, testib Elering regulaarselt nende töövõimekust. Täisvõimsusega testkäivitused toimuvad üks kord kuus (juhul kui elektrijaama ei ole vaja olnud eelnevalt varustuskindluse tagamiseks käivitada) ning elektrijaam töötab testi ajal ühe tunni.

AREJ-de teine väga oluline ülesanne on tagada Eesti elektrisüsteemi taaspingestamise võimekus, kui mingi tõsisema süsteemihäire tagajärjel on elektrisüsteem täielikult või osaliselt kustunud. See tähendab, et AREJ-d peavad olema võimelised autonoomselt käivituma, nad peavad olema võimelised reguleerima sagedust ja pingeniivoosid ning võimaldama läbi viia tegevusi Eesti elektrisüsteemi järk-järguliseks pingestamiseks, teiste elektrijaamade elektrisüsteemiga sünkroniseerimiseks ning tarbimise taastamiseks.

2.1.4.2 Sünkroonkompensaatorid

Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimise programmi realiseerimise käigus on Elering ehitamas kolme sünkroonkompensaatorit vastavalt Püssi, Kiisa ja Viru alajaamadesse. Sünkroonkompensaator on seade, mille põhiline ülesanne on pidurdada sageduse muutumist, et muudel seadmetel, mis peavad sageduse hoidmise eest hoolt kandma, oleks aega oma korrigeerimise teha. Lisaks inertsi, mis pidurdab sageduse muutumist, võimaldavad sünkroonkompensaatorid tagada elektrisüsteemis lühivõimsust ja vajadusel tarbida või toota reaktiivenergiat.

Mandri-Euroopaga liitumiseks on Eesti kohustus tagada 5700 MWs inertsi. Kolm sünkroonkompensaatorit peavad tagama selle eesmärgi täitmise.

2.2 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA

2.2.1 Mandri-Euroopa sünkroonlaga ühinemise põhimõtted

Balti elektrisüsteemi Mandri-Euroopa sünkroonlaga liitumine oli planeeritud 2025. aasta lõpus. Selleks ajaks peavad saama valmis liitumiseks vajalikud investeeringud ja elektrisüsteemi talitluse korraldamine peab olema vastavuses Mandri-Euroopas kehtivate põhimõtetega. Mandri-Euroopa sünkroonlaga liitumiseks peab Elering koos teiste Balti süsteemihalduritega täitma Mandri-Euroopa sünkroonlaga toimimist korraldava lepingus SAFA (Synchronous Area Framework Agreement) sätestatud tingimusi. SAFA lepinguga saab täpsemalt tutvuda ENTSO-E kodulehel⁴.

SAFA lepingul on kuus lisa, mis kirjeldavad kuute elektrisüsteemi talitluse korraldamise valdkonda ehk poliitikat, ja mis sisaldavad täpseid nõudeid ja tingimusi, kuidas tagada vastava valdkonna toimimine vajalikul moel. Allpool on loetletud need kuus SAFA lepingu lisa, mis on kohustuslikud kõikidele Mandri-Euroopa sünkroonlasse kuuluvatele süsteemihalduritele:

- Sageduse juhtimine ja reservid (Load Frequency Control and Reserves). See lepingu lisa kirjeldab nõudeid ja põhimõtteid, mida Mandri-Euroopa sagedusalas opereerivad süsteemihaldurid peavad järgima sagedusejuhtimise protsesside käigus. Antud lisa põhilised nõuded käsitlevad:
 - ▶ süsteemihaldurite kohustusi sagedusjuhtimise protsessides;
 - ▶ kokkuleppeid süsteemihaldurite vahel sagedusjuhtimisreservide koos opereerimisel ning jagamisel või vahetamisel;
 - ▶ sageduse juhtimiseks vajalike reservvõimsuste koguste määramist;
 - ▶ tehnilisi nõudeid sagedusjuhtimise süsteemidele.
- Riikidevaheliste tarneplaanide koostöö koostamine (Scheduling), mis kirjeldab süsteemihaldurite vahelise koostöö põhimõtteid riiklike elektrisüsteemi tarneplaanide koordineerimiseks. Lisa kirjeldab koordineeritavate tarneplaanide sisu, edastamise sagedust ja andmeedastusstandardeid.
- Arvelduse ja selgituse põhimõtted (*Accounting and Settlement*), mis kehtestab piirimõõteandmete koordineerimisele kehtivaid reegleid ja põhimõtteid ning sagedusjuhtimise ala sageduse hoidmise protsessi, koormuse muutmise perioodi ja planeerimata energiavahetuse tulemusel tekkinud energiavahetuse hindade ning koguste arvutamise metoodika ja selgituse põhimõtteid.
- Koordineeritud operatiivplaneerimise põhimõtted (*Coordinated Operational Planning*), mis kirjeldab süsteemihaldurite vahelise koostöö põhimõtteid riiklike operatiivandmete koordineerimiseks, et teostada regionaalseid talitluskindluse analüüse ning veenduda süsteemi juhtimise võimekuses.
- Hädaolukorra ja süsteemi taastamise põhimõtted (*Emergency and Restoration*), mis kirjeldab nõudeid süsteemihalduritele, kuidas tagada süsteemi töö hädaolukorra seisundis, ning milliste põhimõtete järgi tuleks süsteem taastada ja mis nõudeid see süsteemile kehtestab.
- Andmevahetuse põhimõtted (Data Exchange), mis kirjeldab süsteemihaldurite andmevahetuse põhimõtteid siseriiklikult ja süsteemihaldurite vahel.

⁴ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/>

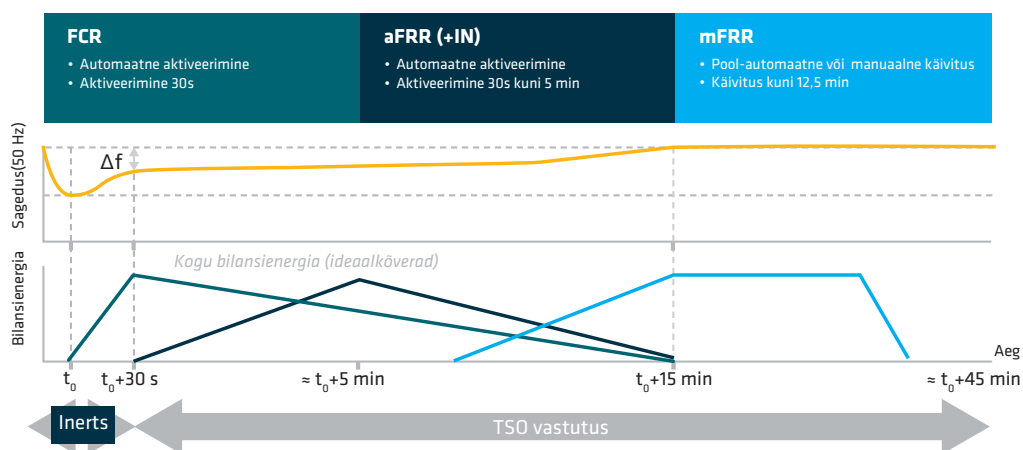
Balti süsteemihaldurid on kokku leppinud tegevuskava, kuidas tagada kõikide nende kuue valdkonna tingimuste täitmine ja seeläbi vastavus SAFA lepingule. Selle tegevuskava alusel peavad kõik vajalikud tingimused olema Balti süsteemihaldurite poolt täidetud enne sünkroniseerimist Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga 2025. aasta veebruaris.

2.2.2 Sagedusjuhtimise ümberkorraldamine Balti elektrisüsteemis

2.2.2.1 Kuidas toimub sagedusjuhtimine Mandri-Euroopa sünkroonallas

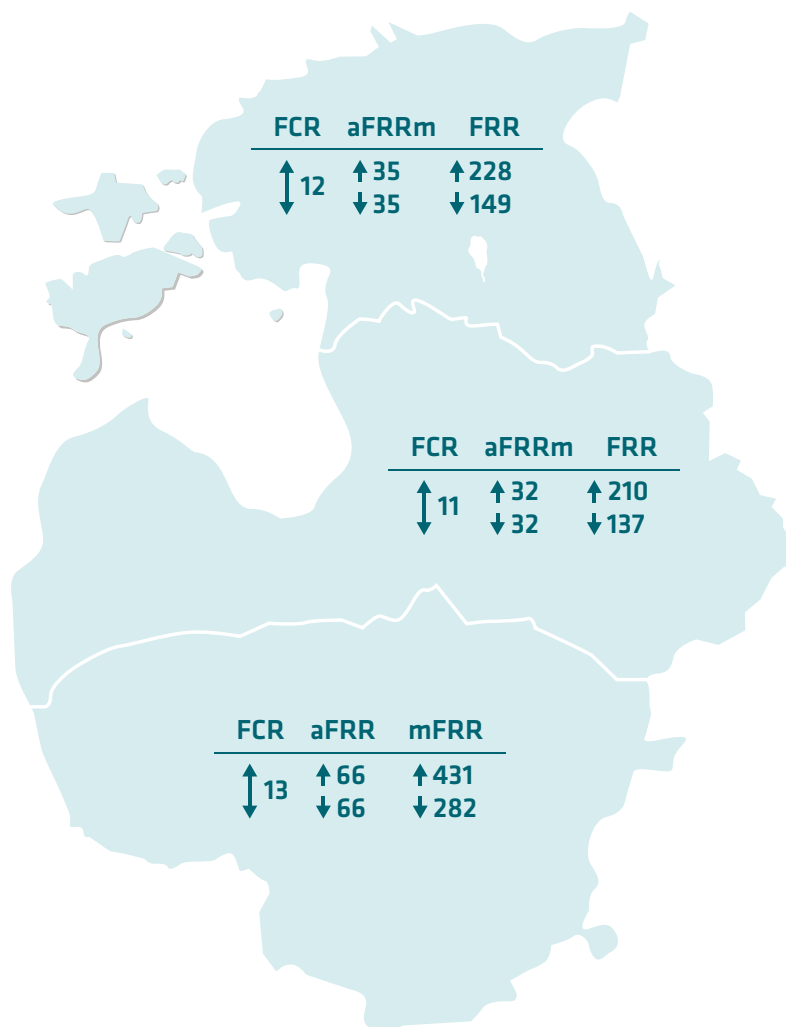
Balti riikide süsteemihalduritel on kohustus Mandri-Euroopa sünkroonialaga liitudes hakata juhtima Baltikumi vahelduvvoolu saldot reaajas võimsuse põhisel, mis võtaks arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju. Lisaks peab Baltikum hakkama toetama sagedusala ja piirkondlikku sagedust kahte tüüpi reservidega – sageduse hoidmise reserve (*Frequency Containment Reserves – FCR*) ja sageduse taastamise reserve (*Frequency Restoration Reserves – FRR*). Sageduse hoidmise reserv käivitatakse arvestades süsteemi sageduse kõrvalekallet nimisagedusest ja reservi eesmärk on pidurdada üle sagedusala toimuvat sageduse muutust. Sageduse taastamise reserv jaguneb automaatselt ja manuaalselt aktiveeritud reservideks, mille eesmärk on vabastada sageduse hoidmise reservi ja taastada süsteemi sagedus nimisagedusele. Reservide tehnilised nõuded ja piirkondlikult vajavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele. Joonis 2.2. kujutab sagedusjuhtimise reservide üldist aktiveerimise järjekorda ja üldisi tehnilisi põhimõtteid.

Joonis 2.2
Euroopa-ülesed
sagedusjuhtimise
reservide põhimõtted



Sageduse hoidmise reservide aktiveerimine toimub vastavalt sageduse muutusele automaatselt tänu sagedust jälgivatele releeseadmetele. Sageduse taastamise reservide puhul kogutakse pakkumised kokku turuplatvormidel ja aktiveerimine toimub läbi juhtsüsteemi, mis hindab aktiveerimist vajavate reservide hulka ja saadab turuplatvormilt saadud info põhjal aktiveerimiskäsu vastavatele reservidele. Baltikumi süsteemihaldurid töötasid välja sagedusjuhtimise kontseptsioonidokumendi⁵, mille raames kirjeldati üldised sagedusjuhtimise põhimõtted ja reservide vajadused Baltikumis pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sagedusalaga. Dokument kirjeldab, mis põhimõtete alusel hinnatakse eri tüüpi sagedusjuhtimise reservide võimsuste vajadust ning antud põhimõtteid järgides on Baltikumis ja Eestis vaja sagedusjuhtimise reserve vastavalt väärtustele, mis on kuvatud joonisel 2.3.

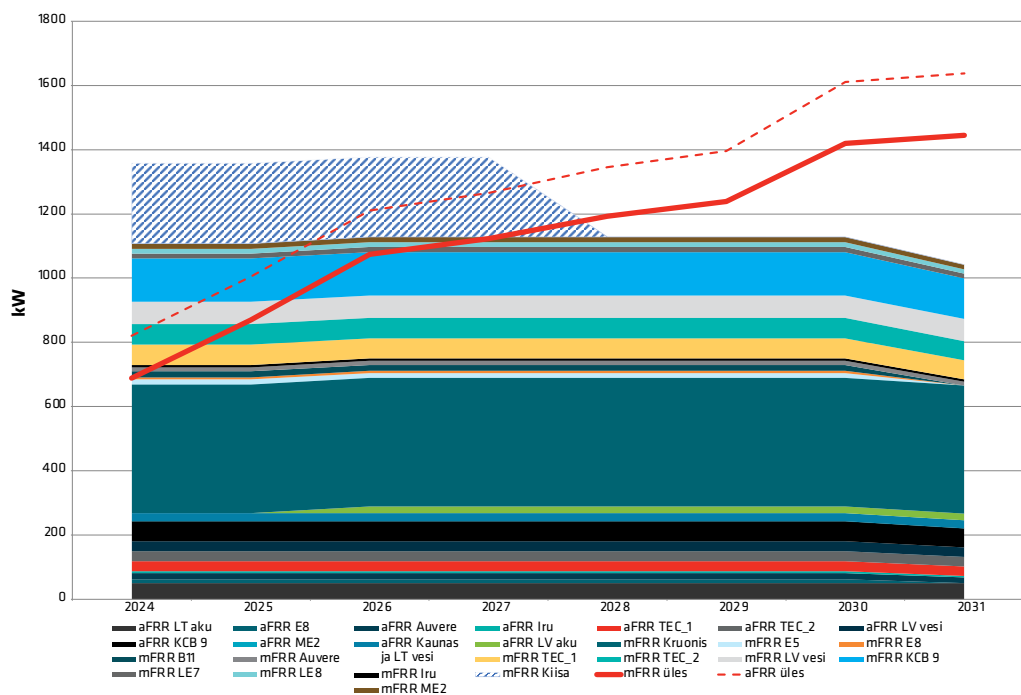
⁵ <https://elering.ee/sites/default/files/2021-01/Baltic%20Load-Frequency%20Control%20concept%20document.pdf>



Tulenevalt taastuenergia tootmise kasvust TE100 eesmärkide täitmiseks prognoosivad Balti süsteemihaldurid sagedusreservide nõudluse kasvu. Selle peamiseks põhjuseks on taastuenergia prognoosivea absoluutväärtuse suurenemine, vaatamata oodatavale prognooside paranemisele. See tähendab, et järgneval kümnendil on vajalikud sagedusreserve pakkuvate paindlike ressursside investeeringud. Eleringile teadolevalt on paljudel turuosalistel sellised investeeringud (eelkõige salvestusseadmed) ka töös. Tagamaks vajalikud investeeringud ressurssidesse, mis pikemal perioodil suudaksid näiteks elektrijaama avariisid katta, on Balti riigid taotlemas võimalust hankida sagedusreserve pikaajaliselt. Selline lahendus võimaldaks anda investoritele suurema investeerimiskindluse ja tagada sagedusreservide olemasolu ka tulevikus.

Balti süsteemihaldurid hindavad regulaarselt sagedusreserve pakkuvate ressursside piisavust võrreldes prognoositava nõudlusega. Süsteemihaldurite hinnangul on sagedusreserve pakkuvad ressursid koos Läti, Leedu (akud) ja Eesti süsteemihaldurite (Kiisa ARE) ressurssidega piisavad Mandri-Euroopaga sünkroniseerimiseks. Joonisel 2.4 välja toodud üles reguleerimise aFRRi ja mFRRi kogused ning Baltikumis neid tooteid pakkuvate ressursside võimekus (võttes arvesse ka elektrijaamade avariide tõttu reservide pakkumise vähenemise). Balti riikides on tänase teadmise järgi sagedusreserve pakkuvaid ressursse piisavalt, kuid sellega kaasneb palju riske. Kiirete reservide pakkumiseks peavad enamik elektrijaamasid aktiveerimise ajal töötama, kuid nende konkurentsivõime turul ei pruugi seda võimaldada ja nende töötunde jääb taastuenergia kasvuga järjest vähemaks. Lisaks on plaaniliste hoolduste perioodidel pakkumine väga madal ning suureneb tõenäosus, et reservide vajadust ei suudeta sel ajal katta. Alates 2028. aastast hakkab puudu jääma mFRR üles reguleerimise võimekusest ja 2029. aastast on vajalikud täiendavad investeeringud sagedusreserve pakkuvatesse ressurssidesse, kui tänased TE100 taastuenergia investeeringute plaanid realiseeruvad. Oluline on lisada, et sama elektrijaam ei saa sama megavatiga üheaegselt pakkuda sagedusreserve ning toota elektrit päev-ette turul. Ühtlasi on elektrijaamadel regulaarselt hooldusi, mis võivad tekitada hetki, kus mitu olulist reservide pakkujat on samaaegselt väljas. Seetõttu tuleb ressursside piisavust analüüsida sagedusreservide piisavuse ja elektritarbimise katmise võimekuse koosmõjus. Selline analüüs on leitav elektrisüsteemi võimekuse peatükis.

Joonis 2.4
Baltikumi üles
reguleerimise
vajadus ja
olemasolevate
ressursside võimekus



Sagedusreserve pakkuvate ressursside investeeringute teostamise peamine väljakutse täna on investeerimiskindluse puudumine. Balti riikide sagedusreserve turud avanevad 2025. aastal ja ka siis selguvad turuhinnad iga päev järgmiseks päevaks. See tähendab sagedusreserve turuhindade volatiilsust, mis muudab investeeringute tegemise keerukaks. Antud riski vähendamiseks sagedusreserve turu algusperioodil on Balti riigid taotlema Euroopa elektrituru reformi raames luba hankida reserve korraka pikema perioodiks. Selline meede annaks investeeringu algusperioodiks kindluse sagedusreserve turu hinna osas. Aruande koostamise ajal on toimumas triloogid Euroopa Komisjoni, Euroopa Parlamendi ja Euroopa Ülemkogu vahel, kus nimetatud erandi andmist arutatakse. Täna parima teadmise juures võiksime oodata otsust 2024. aasta esimeses kvartalis. Võttes aluseks kolme Balti süsteemihalduri koostatud reserve koguste dimensioneerimise dokumendi⁶, jäävad pikaajaliselt hangitavateks sagedusreserve (aFRR ja mFRR) kogumahuks umbkaudu 250-400 megavatti üles suunas.

2.2.2.2 Balti sagedusjuhtimise plokk (LFC plokk)

Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitudes tuleb Balti riikidel järgida sünkroonala sagedusjuhtimise struktuurset kohustuste jagunemist. Kindlad kohustused on sätestatud sagedusalale, sagedusjuhtimise plokkidele ja sagedusjuhtimise aladele. Balti süsteemihaldurid plaanivad luua ühise sagedusjuhtimise ploki, mis sisaldab kolme sagedusjuhtimise ala. Selleks töötatakse välja sagedusjuhtimise ploki opereerimislepingut, mis sätestab sagedusjuhtimise ploki ja sagedusjuhtimise alade kohustused ja rakendatavad meetodid. Balti süsteemihaldurid plaanivad sagedusjuhtimise ploki opereerimislepingu esitada Balti regulaatorite kinnitamiseks 2023. aasta neljandas kvartalis.

Sagedusjuhtimise ala (LFC ala) peamiseks ülesandeks on seatud jooksva süsteemivea tuvastamine ja tasakaalustamine, kasutades aFRR ja mFRR reserve aktiveerimist. Iga Balti süsteemihaldur hakkab hindama oma piirkonna süsteemiviga ja tegema selle vastu aktiveerimisi.

Sagedusjuhtimise ploki (LFC plokk) peamine ülesanne on sagedusjuhtimise plokkile FRR võimsusi dimensioneerida, mis tagaks piisava hulga aFRR ja mFRR võimsusi, et sagedusjuhtimise plokk suudaks katta süsteemivead 99% ajast või vähemalt kataks suurima sündmuse rikke nii energia üle- kui puudujäägis. Sagedusjuhtimise plokkile on sünkroonalas määratud kindlad süsteemivea piirmäärad, mille põhjal hinnatakse reserve piisavust. Kui LFC ploki kuulub mitu LFC ala, siis peab LFC plokk ette nägema ka koordineeritud tegevused, kuidas tagada ühiste tegevuste tulemusena minimaalne LFC ploki süsteemiviga.

⁶ https://elering.ee/sites/default/files/2022-10/FRR_dimensioning_forecast_2024-2031_0.pdf

Baltikumi ühine FRR reservide dimensioonimine

Balti süsteemihaldurid on ühiselt välja töötanud ja avalikult konsulteerinud sagedusjuhtimise ploki FRR reservide dimensioonimise meetodikat⁷. FRR dimensioonimise meetodika põhineb deterministliku ja tõenäosusliku süsteemi eabilansi koondamisel ja hindab reservide vajadust, et katta 99% mahus süsteemi juhtimisvigadest vastavalt Süsteemi Opereerimise eeskirja artiklile 157. Lisaks on meetodikas toodud aFRR ja mFRR hindamise põhimõtted.

Baltikumi koordineeritud tegevused sagedusjuhtimise vea minimeerimiseks

Balti sagedusjuhtimise plokk näeb ette, et ploki koondbilanss tagatakse iga sagedusjuhtimise ala eraldi-seisva juhtimise kaudu. Iga sagedusjuhtimise ala hoiab end tasakaalus läbi reservide aktiveerimise, kasutades turul olevaid reserve. Olukorras, kus esineb häireid tüüpotsessis, on sagedusjuhtimise opereerimislepingus toodud koordineeritud tegevused sagedusjuhtimise vea minimeerimiseks, mis on kirjeldatud toodud meetodikas⁸. Antud meetodika kirjeldab täiendavaid meetmeid, mis on Balti süsteemihalduritele saadaval ja milline on protsess nende rakendamiseks.

2.2.2.3 Üleeuroopalised MARI ja PICASSO energiaplatformid

Elering koos teiste Baltikumi süsteemihalduritega liituvad Euroopa reguleerimisturgude energiapakumisi koondavate turuplatformide MARI ja PICASSO-ga, mis on suunatud vastavalt mFRR ja aFRR energiapakumiste opereerimiseks. Turuplatformid koguvad kokku kõik pakumised ja optimeerivad reservide aktiveerimise, saavutades suurima sotsiaalmajandusliku kasu. Baltikumi süsteemihaldurid on saanud erandi liituda MARI platvormiga samal ajal kui Põhjamaade süsteemihaldurid, kuid mitte hiljem kui 24.07.2024. Baltikumi süsteemihaldurid plaanivad saada ametlikeks PICASSO liikmeteks 2024. aasta esimeses kvartalis, et saada ligipääs tehnilistele süsteemidele ja alustada PICASSO süsteemi tehnilisi ettevalmistusi ja rakendamist. PICASSO platvormi rakendamine Balti elektrisüsteemi jaoks on kavandatud 2025. aasta esimeses kvartalis.

MARI platvormi rakendamine

MARI platvorm hakkab koondama kõigi MARI rakendanud süsteemihaldurite mFRR energiapakumisi. MARI platvormi esitatud mFRR pakumised peavad vastama MARI standardtootele⁹. Elering koondab Eesti mFRR teenusepakujate pakumised ja edastab mFRR energiapakumiste koondnimekirja MARI-le. mFRR pakumiste aktiveerimine toimub vastavalt MARI platvormi esitatud süsteemihaldurite nõudlustele ja vabadele ülekandevõimsustele.

mFRR standardtoode erineb tänasest Balti CoBa mFRR tootest ja kohustab Eesti mFRR teenusepakujaid muutma pakumiste sõnumistandardeid. Lisaks hakkab MARI rakendamisel mFRR pakumiste aktiveerimine toimuma sõnumipõhiselt.

PICASSO platvormi rakendamine

PICASSO platvorm hakkab koondama kõigi PICASSO rakendanud süsteemihaldurite aFRR energiapakumisi. PICASSO platvormi esitatud aFRR energiapakumised peavad vastama PICASSO standardtootele. Elering koondab Eesti aFRR teenusepakujate pakumised ja edastab aFRR energiapakumiste koondnimekirja PICASSO-le. aFRR pakumiste aktiveerimine toimub vastavalt PICASSO platvormi esitatud süsteemihaldurite nõudlustele ja vabadele ülekandevõimsustele.

⁷ https://elering.ee/sites/default/files/2023-06/Baltic_FRR_methodology_clean_after_PC.pdf

⁸ https://elering.ee/sites/default/files/202306/Coordinated%20actions%20to%20reduce%20ERCFE_final.pdf

⁹ https://elering.ee/sites/default/files/2021-09/Baltic%20balancing%20market%20rules%2020201230_0.pdf

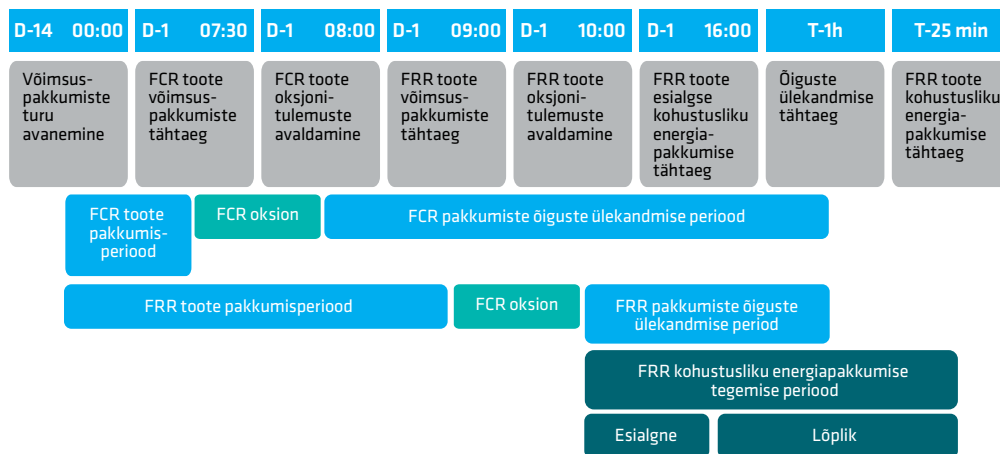
2.2.2.4 Balti sagedusjuhtimise reservide võimsusturg

Balti süsteemihaldurid plaanivad alustada Balti ühise LFC võimsusturuga alates 2025. algusest, kus hakatakse hankima reservvõimsusi päev-ette ajaraamis. Erinevalt MARI ja PICASSO energiaplattformidest on see protsess ainult Baltikumi põhine ja teostatakse mainitud üleeuroopaliste energiaplattformide liitumisprotsessist sõltumatult. Balti süsteemihaldurid peavad vajalikuks teostada võimsusturu testperiood enne Mandri-Euroopaga sünkroniseerimist. Võimsusturu testperioodil hangitavad kogused ulatuvad kuni sünkroniseerimiseks dimensioneeritud mahtudeni ja sõltuvad süsteemi vajadustest.

Balti LFC võimsusturg koosneb kahest etapist – FCR ja FRR võimsuste hankimine. FCR hankimine teostatakse esmalt ning FCR võimsusturu tulemused avaldatakse enne FRR võimsusturu pakkumiste värava sulgemisperioodi. Seejärel teostatakse FRR võimsuste hankimine, mille käigus valitakse sotsiaalmajanduslikel kaalutlustel kõige efektiivsemad pakkumised, et katta Balti sagedusjuhtimise ploki kui ka iga sagedusjuhtimise ala nõudlusi. Balti süsteemihaldurid näevad, et Baltikumi reservide nõudluste katmiseks on vajalik ka reservide jagamine ja vahetamine sagedusjuhtimise alade vahel. Selleks tuleb võimsusturu protsessis allokeerida Baltikumi-siseseid ülekandevõimsusi, et energiaturgude opereerimisel oleksid vastavad FRR reservid sagedusjuhtimise aladele kättesaadavad. Oksjoni tulemuste alusel vähenevad päev-ette turu käsutusse antavad Balti riikide vahelised ülekandevõimsused.

Allpool joonisel 2.5. on toodud detailsem ülevaade võimsusturu sammudest ja kellaaegadest.

Joonis 2.5
Baltikumi LFC
reserviturgude
ajakava



2.2.2.5 Eesti aFRR turu edendamine

Elering ja Fingrid töötasid välja tehnilise pilootlahenduse, mis võimaldab Eesti turuosalistel osaleda Põhjalaama aFRR turul. Selleks, et Eestis asuvate elektrijaamade aktiveeritud aFRR mõju jõuaks Soome elektrisüsteemi, peab samal ajal automaatselt muutuma ka Eesti-Soome ühendustel üle kantav võimsus. Selleks on kasutusel Harku ja Espoo alajaamade vahel paiknev alalisvoolu ühendus EstLink 1. Reservi vahendamine Soome toimub ainult juhul, kui elektriyhendustel on vaba võimsust. Piloot on avatud kõikidele Eesti turuosalistele, kes sooviksid reservi teenust Soome süsteemihaldurile pakkuda. Täiendav info projektiga liitumiseks on kättesaadav Eleringi kodulehel.

Eleringi ja Fingridi piloodis on eelkvalifitseeritud 40 MW üles reguleerimise ja 65 MW alla reguleerimise aFRR võimsusi. aFRR piloodis osalenud reservseadmetel on võimalik lihtsustatud korras eelkvalifitseeruda Baltikumi ja PICASSO aFRR turgude tarvis.

Elering on aastal 2022 aFRR piloodi raames vahendanud Fingridile 45 GW aFRR üles reguleerimise võimsust koguväärtuses 5,3 mln€ ja Fingrid on aktiveerinud aFRR üles reguleerimise energiat 12 GWh mahus koguväärtuses 1,9 mln€.

¹⁰ <https://elering.ee/afr-turu-dokumentatsioon>

2.2.2.6 Eesti FCR turu edendamine

Elering ja Fingrid on tuvastanud võimekuse laiendada reservide koostööd süsteemihaldurite vahel täiendavalt ka FCR-N teenuse osas.

Lisaks aFRR vahendamisele on Elering ja Fingrid leppinud kokku FCR-N teenuse vahendamise osas. FCR-N on sageduspõhine reserv, mis reguleerib aktiivvõimsust, et tasakaalustada äkilisi muutusi elektrisüsteemi bilansis ja pidurdada süsteemi sageduse muutust. Piloot katsetab FCR-N sagedusreservi tehnilist lahendust 10 MW sümmeetrilise toote ulatuses. Füüsiline vahetus toimub Estlink1 ühendusel. FCR-N reservi opereerimine põhineb Eesti-Soome vahelisel vabal võimsusel, võttes arvesse päev-ette turu tulemusi ning arvestades täiendavate tehniliste piirangutega. Eesti turuosalisel saavad FCR-N teenuse eest tasustatud Soome FCR-N turul eduka võimsuse eest ja FCR-N energia eest tasu vastavalt Soome mFRR turuhinna või päeva-ette turu hinnaga nagu Soome teenusepakkujad. Elering ja Fingrid jätavad õiguse piloot peatada vahetöenäolises olukorras, kus piloodil on negatiivne mõju süsteemi talitluskindlusele.

Süsteemihaldurid plaanivad piloodi käivitamiseks tehnilise võimekuse luua 2023. aasta kolmanda kvartali lõpuks, seni saavad teenusepakkujad oma reservüksust teenuse pakkumiseks seadistada ja eelkvalifitseerida.

2.2.2.7 Sagedusjuhtimise reservide eelkvalifitseerimine

Täpse ülevaate reservvõimsuste olemasolust saab pärast olemasolevate sagedusjuhtimise reservide reservitüüpide tehnilist eelkvalifitseerimist. Elering veendub sagedusreservide pakkujate vastavas teenuse pakkumise võimekuses. Tehniline eelkvalifitseerimine on eelduseks osalemaks tuleviku Euroopa energiaplatvormide MARI ja PICASSO turgudel ning annab ka õiguse osaleda tulevikus loodavatel Baltikumi FCR, aFRR ja mFRR võimsusturgudel. Baltikumi süsteemihaldurid töötasid välja ühised nõuded sagedusjuhtimise reservide eelkvalifitseerimisele¹¹, mille põhjal iga süsteemihaldur koostab riiklikud eelkvalifitseerimise testkavad.

Eleringi sagedusreservide eelkvalifitseerimise riiklikud dokumendid leiab Eleringi veebilehelt¹², mille põhjal on sagedusjuhtimise teenusepakkujatel võimalik oma varasid eelkvalifitseerida tuleviku sagedusjuhtimise energia- ja võimsusturgude jaoks. Turgude jaoks vajalikud andmevahetuse nõuded ja teenuslepingud luuakse vastavate turgude käivitamisel.

2.2.3 Elektrisüsteemi operatiivse planeerimise ja juhtimise tehniliste vahendite uuendamine

2.2.3.1 Reaalaja seire- ja juhtimissüsteemi (SCADA/EMS) uuendamine

Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisel Baltikumile kohalduvad tehnilised nõuded võrgu opereerimise ja võrgu stabiilsuse hindamise vaates tekitavad vajaduse laiendada elektrisüsteemi tehnilise juhtimissüsteemi SCADA/EMS võimekusi. Mandri-Euroopa sünkroonalaga ühinemiseks peab SCADA/EMS muuhulgas sisaldama järgnevaid täiendavaid funktsionaalsusi:

- Sageduse taastamise kontroller (*Frequency Restoration Controller*) aFRR reservide juhtimiseks;
- Elektrisüsteemi stabiilsuse hindamise süsteem (*Dynamic Security Assessment System*) reaalaja lähedase aja („*On-line*“) talitluskindluse automaatseks seireks.

Toodud funktsioonide lisamiseks reaalaja juhtimissüsteemi on Elering käivitanud SCADA/EMS uuendamise projekti. Projekt sai alguse 2021. aasta neljandas kvartalis, kui alustati SCADA pakkujate eelkvalifitseerimisega. Detsembris 2022. aastal sõlmiti hankeleping SCADA/EMS tarnijaga (GE Digital). Eeldatav tähtaeg uue SCADA/EMS süsteemi valmimiseks on 2024. aasta neljas kvartal.

¹¹ https://elering.ee/sites/default/files/2022-03/Harmonised%20principles%20for%20Baltic%20LFC%20reserve%20prequalification_updated_version.pdf

¹² <https://elering.ee/sagedusreservid>

2.2.3.2 Sageduse taastamise kontrollid aFRR reservide juhtimiseks

Automaatseid sageduse taastamise reserve (aFRR) aktiveeritakse vastavalt sageduse taastamise kontrolleri edastatud vajalikule aFRR kogusele ehk aktiveerimissignaali. Aktiveerimissignaal arvutatakse kõrgkäideldava proportsionaal-integraal kontrolleri poolt, arvestades juhitava ala süsteemi juhtimisviga ja süsteemi sageduse hälvet. Kontrollid hindab iga mõne sekundi tagant süsteemi seisundit ja leiab uue vajaliku aFRR koguse.

Sageduse taastamise kontrollid kogub kokku Eleringi juhtimisalas olevad aFRR teenuse pakkujate energiapakkumised ja aktiveerib neid marginaalhinna põhiselt vastavalt aktiveerimissignaali kogusele. Marginaalhinnapõhine aktiveerimine tähendab, et pakkumised aktiveeritakse hinna järjekorras kasvavalt ehk enne kallima pakkumise aktiveerimist aktiveeritakse odavam pakkumine täies mahus. Kõik aFRR teenusepakkujad, kelle energiapakkumisi aktiveeritakse kindlal turuperioodil, saavad selle turuperioodi marginaalhinda. Töökindluse tagamiseks on tagavaralahendusena võimalik aktiveerida ka kõiki pakkumisi proportsionaalselt.

aFRR energiapakkumiste aktiveerimise optimeerimiseks on sageduse taastamise kontrollid ühendus PICASSO energiaturu platvormiga, mis aitab süsteemihalduritel omavahel süsteemi juhtimisvigade osas teha ebabilantsi tasavõrdusi (*netting*) ja leida soodsaimad aFRR pakkumised, mida PICASSO-s saadaval olevatest pakkumistest aktiveerida. PICASSO platvormilt tuleb sageduse taastamise kontrollidesse korrektsioonisignaal, mis peegeldab võimalikke ebabilantsi tasavõrdusi, teistes alades vastava süsteemihalduri jaoks aktiveerimisi kui ka täiendavaid aktiveerimisi teiste süsteemihaldurite jaoks.

Sageduse taastamise kontrolleri tehniline testimine saab alata (SCADA/EMS projekti mahus) Q2 2024, kui teenusepakkuja tarnib süsteemi Eleringi valdustesse. Sageduse taastamise kontrollid on testitud ja seadistatud aFRR reservide aktiveerimiseks 2024. aasta neljanda kvartali lõpuks. Selline ajakava võimaldab alustada aFRR võimsuste aktiveerimist alates 2025. aasta esimesest kvartalist.

2.2.3.3 Laiseiresüsteemi WAMS uuendamine

Mandri-Euroopa sünkroonalaga sõlmitud liitumislepingust tulenevalt peame suutma jälgida elektrivõrgu toimuvaid kiireid protsesse ja neid ka analüüsida. Erinevad dünaamilised protsessid kulgevad elektrisüsteemis kiirusega, mille puhul ei ole võimalik jälgimiseks ja ka reaajas analüüsiks kasutada SCADA/EMS reaalaaja mõõtmisi. Vajaliku andmekvaliteedi tagamiseks kasutatakse laiseiresüsteemi (*WAMS – Wide Area Measurement System*), mis mõõdab ja talletab elektrisüsteemi parameetreid sagedusega 10 kHz ja suudab neid reaajas analüüsida ning visualiseerida. Laiseiresüsteem suudab teostada:

1. häiringute analüüsi;
2. andmemudelite valideerimist;
3. sündmuste alarmeerimist;
4. faasinurkade ja nurgastabiilsuse jälgimist;
5. pingestabiilsuse jälgimist;
6. piirkondlike ja piirkondadevaheliste võnkumiste sumbumise seiret.

Laiseiresüsteemi mõõteandmed võimaldavad asendada puuduolevaid SCADA süsteemi mõõteandmeid, muuta SCADA/EMS võrgumudelit täpsemaks ja SCADA/EMS reaalaaja talitluse seisundi hindamise protsessi töökindlamaks. Laiseiresüsteem annab sageduse automaatse juhtimise infosüsteemidele täpsemad sageduse ja aktiivvõimsuse mõõteandmed, mis võimaldavad täita Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise nõudeid.

Elering alustas laiseiresüsteemi võimekuse uuendamist 2021. aasta neljandas kvartalis ja laiseiresüsteemi uuendamine lõpetati 2022. aasta neljandas kvartalis.

2.2.3.4 Sagedusautomaatika uuendamine

Mandri-Euroopa sünkroonalaga sõlmitud liitumislepingust tulenevalt peavad Elering ja teised Balti süsteemihaldurid viima oma alasageduse sagedusautomaatika vastavusse Mandri-Euroopas kehtivate nõuetega. Alasageduse automaatika puhul on tegemist seadmetega, mis sageduse langemisel allapoole kriitilist taset lülitavad elektrisüsteemi toimimise tagamiseks automaatselt, ilma inimese sekkumiseta, välja vajalikus mahus tarbimist. Alasageduse automaatika on elektrisüsteemi viimane kaitseliin, mis peab vältima elektrisüsteemi kustumist.

Praegu on Eestis ja teistes Balti riikides paiknev alasageduseautomaatika seadistatud lähtuvalt BRELL-is kehtestatud nõuetest. Põhilised erinevused võrreldes praegu kehtivate BRELL-i nõuetega on alasagedusautomaatika töötamise väiksem sagedusevahemik, väiksem arv alasagedusautomaatika töötamise astmeid, samuti on alasagedusautomaatide mitmesugused tehnilised parameetrid teistsugused.

Kuna alasagedusautomaatika paikneb füüsiliselt jaotusvõrkudes, siis on alasagedusautomaatika Mandri-Euroopa tingimustega vastavusse viimise praktiline teostamine jaotusvõrkude teha. Vastava tegevuskava alusel on Eestis paikneva alasagedusautomaatika Mandri-Euroopa sünkroonala nõuetega vastavusse viimine kavandatud 2024. aasta lõpuks.

2.3 ERAKORRALINE SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA

Balti elektrisüsteemi erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sünkroonala toimub juhul, kui eelnevalt eraldatakse Balti elektrisüsteem Venemaa ja Valgevene süsteemihaldurite poolt ühepoolset praegusest sünkroonala ja pärast selle sündmuse toimumist alustavad Balti süsteemihaldurid kokkulepitud tegevusi eesmärgiga liita Balti elektrisüsteem võimalikult kiiresti Mandri-Euroopa sünkroonala.

Praegu ühendavad Balti elektrisüsteemi Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemiga kaheksa 330 kV pingeklassiga liini, lisaks on Leedu ja Kaliningradi piirkonna vahel veel kolm 330 kV liini. Tõenäosus, et kõik need liinid enam-vähem korraga mingil tehnilisel põhjusel välja lülitaksid on väga väike. Samas seoses Venemaa agressiooniga Ukraina suhtes ja sellest tingitud muutustega geopoliitilises olukorras on tõenäosus, et Venemaa ja Valgevene võivad sellise ühepoolse sammu ette võtta, kasvanud. Mis omakorda tähendab seda, et Balti süsteemihaldurid on sellise võimalusega arvestanud ja kavandanud omapoolsed tegevused vastavaks juhuks.

2.3.1 Erakorraline desünkroniseerimine

Balti elektrisüsteemi erakorralise desünkroniseerimise korral lülitavad Venemaa ja Valgevene süsteemihaldurid välja kõik Balti elektrisüsteemi Venemaa ja Valgevenega ühendavad liinid, samuti lülitatakse välja liinid Kaliningradi ja Leedu vahel. Balti riigid jäävad tööse eraldi sünkroonala, mida ühendavad Põhjamaade ja Poolaga neli alalisvooluühendust.

Balti süsteemihaldurid käivitavad kokkulepitud tegevuskava Balti elektrisüsteemi stabiilse töö tagamiseks saartalitluses. Kokkulepe hõlmab muuhulgas ka erinevate operatiivsete vastutuste määramist Balti süsteemihaldurite vahel ning tegevusi sageduse juhtimise ja elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks.

Balti elektrisüsteemi saartalitluse ajal rakendatakse sageduse reguleerimiseks kohalike elektrijaamade võimekust ning lisaks elektrijaamadele viiakse sageduse automaatse reguleerimise režiimi Eesti ja Soome vahelised alalisvooluühendused (EstLink 1 ja EstLink 2) ning Leedu ja Rootsi vaheline alalisvooluühendus NordBalt. Nende alalisvooluühenduste kaudu saab kasutada Põhjamaade reservvõimsuseid Balti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks.

Lisaks on vaja tagada Balti elektrisüsteemi stabiilsus lähtuvalt asjaolust, et Balti elektrisüsteem toimib saarena ega saa enam stabiilsuse tuge suurest sagedusalast. Stabiilsuse tagamiseks saartalitluses on vaja vähendada ülekandevõimsuseid Põhjamaadega, vähendada riikidevahelisi võimsusvoogusid Baltikumi sees, tagada kohalike vahenditega vajalik inertsi ja lühisvõimsuse tase.

Kõikide eelpool loetletud vajaduste tagamine tähendab muuhulgas ka Balti riikides asuvate avariireservvõimsuste kasutusele võtmist ning reservis seisvate tootmiseadmete käivitamist (näiteks Narva elektrijaamade plokkide käivitamist). Samuti tuleb arvestada, et Balti sünkroonala stabiilse töö tagamine on oluliselt keerukam kui see oleks olukorras, kus Balti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonalasse. Võimaliku elektrisüsteemis juhtuda võiva häiringu mõju elektrisüsteemi stabiilsusele on suurem kui suures sünkroonalas olles. Seega tuleb mingis olukorras valmis olla ka võimalikuks alasedusautomaatika tööks või tarbimise piiramiseks. Elering on sellisteks puhkudeks sõlminud lepingud Enefit Poweriga (Narvas asuva tootmisvõimsuse käivitamiseks ja sagedusereguleerimises osalemiseks) ning Elektrileviga (vajadusel tarbimise piiramiseks). Lisaks on Eleringil Elektrituruseaduse §40 lõigete 2 ja 3 alusel õigus anda tootjatele järgimiseks kohustuslik korraldus suurendada või vähendada tootmist või tarbijatele järgimiseks kohustuslik korraldus vähendada tarbimist või suurendada või vähendada tootmist või tarbimist ise, sõltumata sellest, kas temaga on reguleerimisvõimsuse müügiks leping sõlmitud, kui sellise korralduse andmine või tootmise või tarbimise suurendamine või vähendamine on vajalik tehnilistel põhjustel või süsteemi varustuskindluse tagamiseks.

2.3.2 Erakorraline sünkroniseerimine

Pärast Balti elektrisüsteemi erakorralist desünkroniseerimist Venemaa ja Valgevene süsteemihaldurite poolt alustavad Balti süsteemihaldurid ettevalmistusi Balti elektrisüsteemi erakorraliseks sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopa sünkroonalaga. Selleks on Leedus Alytuse alajaamas loodud tehniline võimekus. Praktilise poole pealt tähendaks see seda, et Alytuse alajaamas Poola ja Leedu vahel töötav alalisvoolu ühendus lülitatakse välja ja senise alalisvooluühenduse asemele tekitatakse Poola ja Leedu vahele vahelduvvooluühendus ning selle vahelduvvooluühenduse kaudu toimub Balti elektrisüsteemi sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sünkroonalaga. Hinnanguliselt võtaks Balti elektrisüsteemi erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sünkroonalaga aega 6-12 tundi.

Poola ja Balti süsteemihaldurite vahel on sõlmitud leping, mis käsitleb Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumise praktilist teostamist ning tingimusi, mida tuleb Balti süsteemihalduritel Mandri-Euroopa sünkroonalas töötades täita. Leping lähtub eeldusest, et erakorralise sünkroniseerimise vajadus võib tekkida igal hetkel enne plaanilise sünkroniseerimise tähtaega ja seetõttu ühendatakse Balti elektrisüsteem Mandri-Euroopa sünkroonalaga sellises seisus nagu ta selleks hetkeks on. Seega Mandri-Euroopa sünkroonalaga sõlmitud liitumislepingu tingimuste ja nõuete täitmine ei ole erakorralise sünkroniseerimise korral nõutav. Balti elektrisüsteemihaldurid peavad erakorralise sünkroniseerimise korral tagama, et nende eabilanss Poolaga oleks tunni energia ja võimsuse hetkväärtuse osas teatud piirides ning eabilansi piirides hoidmiseks võivad Balti süsteemihaldurid kasutada nende käsutuses olevaid mFRR reservvõimsuseid samamoodi nagu BRELLi raamistikus praegu. Mandri-Euroopa süsteemihaldurite tehtavad kulutused Balti elektrisüsteemi tasakaalustamiseks kaetakse Balti süsteemihaldurite poolt.

2.3.3 1000 MW juhitava võimsuse vajadus Eestis

Elering süsteemihaldurina peab olema valmis ka madala tõenäosusega sündmuste toimumiseks – sellisteks sündmusteks on näiteks Balti saartalitluse olukorra teke või siis Eesti saartalitluse olukorra teke Venemaa ja Valgevene ühepoolse tegevuse tagajärjel. Alates sünkroniseerimisest Mandri-Euroopa sünkroonalaga tähendaks see Mandri-Euroopa sünkroonalast eraldumise põhjuse kõrvaldamist (näiteks Leedu-Poola vaheliste liinide või alajaamade seadmete tehnilise rikke kõrvaldamist) ning pärast seda ühenduste taastamist Mandri-Euroopa sünkroonalaga. Kuna Balti elektrisüsteemide taasühendamise kiirus suurema sünkroonalaga sõltub konkreetselt välja kujunevast olukorrast ja võib võtta aega, siis peab olema valmis selleks, et Balti elektrisüsteemide toimimine eraldi Balti sünkroonalana võib kesta kauem. See omakorda tähendab, et peab olema valmisolek tagada kõikide Eesti elektritarbijate elektrivarustus tiputarbimise ajal. Viimastel aastatel on tiputarbimine Eestis olnud suurusjärgus 1500-1550 MW.

Selleks, et Balti elektrisüsteem saartalitluses toimiks, peavad kõik Balti süsteemihaldurid olema võimalised tagama oma elektrisüsteemi bilanssi ehk tootmise, tarbimise ja piiriülese võimsusvoo tasakaalu. Täiendav tingimus Balti sünkroonala toimimiseks on alalisvooluühenduste kasutamine vähendatud mahus. See on omakorda tingitud asjaolust, et väike sünkroonala ei suuda toime tulla liiga suurte koormuste äkiliste muutustega ja võib nende tagajärjel kustuda. Praeguse hinnangu alusel on võimalik kasutada alalisvooluühendusi kuni 400 MW-se koormusega. Selles 400 MW-s sisalduvad ka Põhjamaadest ja Poolast saadavad sageduse stabiilsust toetavad reservid. 400 MW piirang kehtib ka suurtele tootmiseseadmetele Balti elektrisüsteemides. Täiendavalt tuleb arvesse võtta asjaolu, et Eesti ja ka Baltikumi tiputarbimine tervikuna langeb ajale, mil taastuvenergia toodang võib olla madal. See omakorda tähendab, et Eesti elektrisüsteemi tiputarbimise tagamiseks ei saa alati päikeseelektrijaamade toodanguga arvestada ja tuuleelektrijaamade toodang võib-olla küllaltki väike.

Lähtudes eelpooltoodust peab Eestis olema piisavalt kindlaid tootmisvõimsuseid, mis koos EstLink 1 ja EstLink 2 kaudu saadava elektrienergiaga suudavad ära katta Eesti elektrisüsteemi tiputarbimise. Eleringi hinnangul on käesoleval ajal vaja lisaks Estlinkide kaudu saadavale elektrienergiale Eestis kohapeal ca 1000 MW kindlaid tootmisvõimsuseid (vaata ka peatükk 4.4.3). Juhul kui Balti sünkroonalas toimuvad mingid sündmused, mis mõjutavad oluliselt elektrisüsteemi tasakaalu (näiteks tootmiseseadmete või alalisvooluühenduste väljalülitumised), siis selliste olukordadega toimetulekuks kasutatakse Balti süsteemihaldurite käsutuses olevaid avariireservvõimsuseid. Elering panustab selliste olukordade lahendamisse Kiisal paiknevate avariireservelektrijaamade võimekusega (250 MW). Neid avariireservvõimsuseid hoitakse täiendavalt 1000 MW-le kindlale tootmisvõimsusele. Lisaks Balti saartalitluse olukorrale võimaldab 1000 MW kindlate tootmisvõimsuste olemasolu Eestis tagada suurema osa ajast ka Eesti saartalitluse olukorras Eesti tarbijate elektrivarustust.

2.4 SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA SÜNKROONALAGA LÄHTUVALT ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMISEST

Algselt oli sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sünkroonalaga kavandatud 2025. aasta lõpuks. Seoses riskidega Balti riikide elektrisüsteemile, mis tulenevad Venemaa agressioonist Ukraina vastu, leppisid Balti riigid 2023. aasta augustis kokku kiirendatud sünkroniseerimises Mandri-Euroopa sünkroonalaga. Sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sünkroonalaga peab toimuma 2025. aasta veebruaris. Kiirendatud sünkroniseerimise korral on elektrisüsteemi talitluse seiskohalt oluline tagada minimaalsed tingimused, mis võimaldaksid korraldada Eesti elektrisüsteemi talitlust töökindlalt ja ilma liigseid riske võtmata. Vastavalt sünkroniseerimise uuele tähtajale on kavandatud tegevused nii infrastruktuuri, IT-süsteemide ja liitumislepingu tingimuste (s.h SAFA lepingus sätestatud nõuete) täitmiseks.

Kiirendatud sünkroniseerimise elluviimiseks on vaja, et valmiks olulised infrastruktuuri objektid. Eelkõige on oluline kolmanda Eesti-Läti vahelise 330 kV liini valmimine, mis on kavandatud 2024. aasta lõpuks. See võimaldaks maandada riski, et Eesti elektrisüsteem langeks saartalitlusse (risk, mis kahe liini puhul Eesti ja Läti vahel on olemas). Samuti on oluline sünkroonkompensaatorite valmimine, mis aitab oluliselt tagada Eesti elektrisüsteemi stabiilsuset. Viimane sünkroonkompensaator Viru alajaama territooriumil valmib juunis 2024.

IT-süsteemidest on kõige olulisem reaalaaja seire- ja juhtimissüsteemi (SCADA/EMS) valmimine. Selle süsteemi valmimine on kavandatud 2024. aasta lõpuks. Tegemist on süsteemiga, mille kaudu keskselt juhitakse kogu Eesti elektrisüsteemi talitlust ja kõiki Eleringi objekte. Samuti on uuel süsteemil täiendavad funktsionaalsused, mis on tellitud spetsiaalselt sünkroniseerimist Mandri-Euroopaga silmas pidades, sh on selle süsteemi osa sageduse taastamise kontrolleri aFRR reservide käivitamiseks.

Lisaks olulistele infrastruktuuriobjektide ja IT-süsteemide valmimisele on vaja välja arendada Balti regionaalsed reservvõimsuste turud, sest muidu ei pruugi olla piisavas koguses kiireid reservvõimsusi (FCR, aFRR). Juhul kui me ei suuda täita SAFA lepingu sageduse reguleerimise ja reservide lisa, tähendaks see, et mõnda aega peaksime oma süsteemi tasakaalustama sarnaselt praegusele olukorrale. Kokkuvõttes tähendab see seda, et 2025. aasta alguseks me ei vasta täies ulatuses liitumislepingu tingimustele.

Täiendav asjaolu, mis tuleb arvesse võtta, on Balti elektrisüsteemi eralduskatse läbiviimine. Liitumislepingu tingimuste kohaselt tuleb selline katse (või katsed) läbi viia enne sünkroniseerimist Mandri-Euroopaga ja pärast seda katset (või katseid) peaks Balti elektrisüsteem mõneks ajaks ühinema uuesti BRELL-i süsteemiga. Kuna sellise katse läbiviimise ettevalmistamine on väga ajamahukas protsess ja eeldab ka vajalike tehniliste tingimuste olemasolu, siis sellise katse läbiviimine 2024. aasta jooksul kätkeb endas riske. Praktilise poole pealt oleks sellisel juhul mõistlik teha see katse vahetult enne sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonalaga ja kohe pärast katset sünkroniseerida Balti elektrisüsteem lõplikult Mandri-Euroopa sünkroonalaga.

2.5 BALTI RCC

2.5.1 Mis on Balti RCC

Alates aastast 2016 korraldati Euroopa tasemel elektrisüsteemi talitluskindluse regionaalset koordinaatsiooni piirkondlike talitluskindluse koordinaatori raamistikus (*RSC – regional security coordinator*). Baltikumis asutati 2016. aastal Balti piirkondlik talitluskindluse koordinaator (Balti RSC). Balti RSC oli moodustatud kui kolme Balti süsteemihalduri ühine koostööüksus, mille peamiseks vastutusalaks oli Balti regiooni talitluskindluse koordineerimine süsteemioperaatorite üleselt.

Euroopa Parlamendi ja nõukogu poolt võeti 2019. aastal vastu regulatsioonide pakett „Clean Energy Package“ (CEP), mis koosnes 8 regulatiivaktist. Regulatsioonide paketti kuuluvad direktiiv 2019/944 ja määrus 2019/943 käsitlesid muuhulgas piirkondlike koordineerimiskeskuste (*RCC – Regional Coordination Centre*) loomist hiljemalt 2022. aasta juunis. Eelpool nimetatud direktiivi ja määruse alusel muudeti olemasolevad RSC-d RCC-deks ehk loodi uued juriidiliselt süsteemioperaatoritest eraldatud organisatsioonid. Antud muudatuse peamine eesmärk on tagada RCC-de sõltumatus süsteemioperaatoritest ning riiklikest huvidest, tagades seeläbi neutraalse vaate kogu regiooni osas.

Koostöös Läti ja Leedu süsteemioperaatoritega loodi süsteemihaldurite omanduses olev Balti RCC ning 03.05 allkirjastati asutamisleping ettevõtte loomiseks. Vastavalt kokkuleppele on Balti RCC juriidiline asukoht Eesti. Balti RCC OÜ registreeriti Eesti Äriregistris 20.juunil 2022. Balti RCC osanikud on kolm Balti süsteemihaldurit võrdsete osadena. Balti RCC loomisel on lähtutud põhimõttest, et kolmel Balti riigil oleks nii RCC tegevustes kui ka töötajate osas võimalikult võrdne osakaal, et tagada ühine koostöö ja laiapõhjalised teadmised kõikides valdkondades.

2.5.2 Balti RCC ülesanded

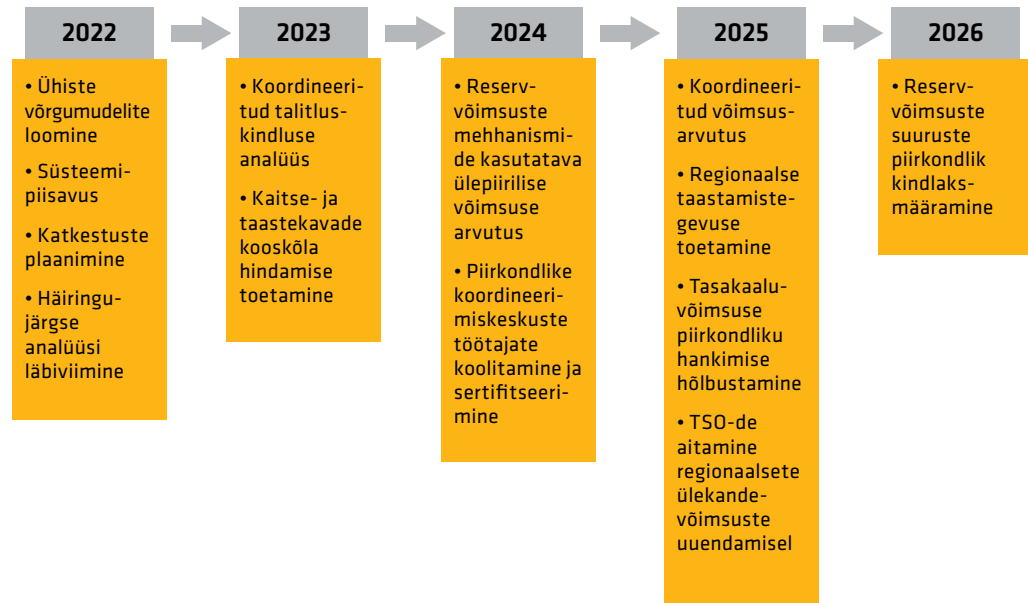
Piirkondliku koordineerimiskeskuse eesmärk on korraldada elektrisüsteemi toimimiseks vajalike piirkondlike tegevuste koordinaatsiooni elektrisüsteemihaldurite vahel. Selle koordinaatsiooni saavutamiseks osutab RCC süsteemihalduritele süsteemi töökindluse suurendamiseks vajalikke teenuseid. Sisuliselt tähendab see, et RCC kannab teatud operatiivse planeerimise funktsioone, mida seni on täitnud elektrisüsteemihaldurid. Hetkeseisuga osutab Balti RCC Balti süsteemihalduritele viite peamist teenust, mis võeti üle Baltic RSC portfelist. Need teenused on järgmised:

- Ühiste võrgumudelite loomine. Peamine eesmärk on ühtlustada võrgumudelite koostamise põhimõtted ning nende igapäevane valideerimine ja koondamine keskseks võrgumudeliks, mida saaks kasutada erinevate süsteemitöökindluse protsessides ja arvutustes.
- Koordineeritud piiriüleste ülekandevõimsuste arvutamine. Ühtne ülekandevõimsuste arvutamine Balti-Põhja ülekandevõimsuste arvutamise piirkonnas (CCR).
- Koordineeritud talitluskindluse analüüs, sh ka hinnang korrigeerivate tegevuste osas (näiteks vastukaubanduse osas). Kasutades ühtset võrgumudelit, leitakse võrgu seisundite modelleerimise teel võimalikud avariilukorrad, kus võrgu normaalitalitus võiks olla häiritud, ja antud olukordade tuvastamisel määratakse korrigeerivate tegevuste kõrvaldamiseks kasutatavad tegevused.
- Elektrisüsteemi seadmete katkestuste koordineeritud piirkondlik planeerimine. Planeerida ja hinnata süsteemi katkestusi, et tagada süsteemi töökindlus võimalike avariide korral.
- Piirkondlike, järgmise nädala turu kuni vähemalt järgmise päeva turu, süsteemi piisavuse prognooside koostamine ja riskimaandamise meetmete ettevalmistamine.

- Süsteemihaldurite kaitsekavade ja taastamiskavade kooskõla hindamise toetamine perioodilise ülevaatamise käigus.
- Elektrisüsteemi rikete järgne analüüs ja tegevuskavade koostamine tulevikus riskide maandamiseks.

Tulevikus Balti RCC osutatavate teenuste nimekiri laieneb, sest elektri siseturu määruses 2019/943 on kokku sätestatud kuni 16 erinevat teenust, mida RCC-d peavad või võivad süsteemihalduritele osutada. Teenuste sisu ja nõuete arendamine on erinevate teenuste juures erinevas etapis, kuid teenuste lisandumine on planeeritud kuni 2026. aastani. Hetkel on planeeritud teenuste rakendumine vastavalt joonisel 2.6 kujutatud teekaardile.

Joonis 2.6
Balti RCC teenuste
rakendamise
teekaart



2.5.3 Balti RCC elektrisüsteemi regionaalse toimimise seisukohalt

Regionaalse koordinatsiooni peamine eesmärk on tagada piirkonnas talitluskindluse hindamisel ühine pilt nii Balti regioonis kui ka Euroopas üldisemalt, et näha riikideüleseid mõjusid, mis võiksid põhjustada probleeme energiasüsteemi talitluses. Regionaalne koordineerimine aitab süsteemihalduritel teha paremaid otsuseid elektrisüsteemi operatiivse planeerimise faasis, andes sellekohaseid hinnanguid piirkondlikul tasandil. Näiteks paremini otsustada, millised tegevused on kõige efektiivsemad piiriüleste ülekandevõimsuste tagamisel, millise seadme hooldust teha või millise seadme hooldust edasi lükata nii, et sellel oleks positiivne regionaalne mõju nii talitluskindluse kui ka turgude toimimise seisukohalt.

Möödunud talvel oli just viimane viidatud teenus (seadmete katkestuste kooskõlastamine) suuresti teenustest fookuses, kuna energiasüsteemi tootmisvõimsuse reserv oli tavalisest madalam ning sellest tulenevalt olid elektri hinnad kõrgemad ning süsteemi juhtimisel oli vaja pidevalt hinnata tootmis-seadmete olemasolu. Koostöös süsteemihalduritega vaadeldi iga päev üle tootmis-seadmete reservi ning tootmis-seadmete katkestused, et maandada võimalikke tootmisvõimsuse puudujäkke.

RCC-poolne koordinatsioon suurendab elektrisüsteemi juhtimise efektiivsust, vähendab riske piirkondlike suure mõjuga avariide tekkimiseks ning vähendab kulusid tarbijatele maksimaalse piiriülese kaubandusliku ülekandevõimsuse tagamise kaudu.

2.6 ELEKTRISÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE

2.6.1 2022/2023 talveperiood (november-veebruar)

2022/2023 talvekuude tegelikud temperatuurid osutusid paljuaastasest keskmisest valdavalt soojemaks. Ainsana oli jahedam detsembris. Seevastu novembris ja aasta esimestel kuudel oli õhk paljuaastasest keskmiselt 1,7 kraadi võrra soojem.

Keskmine netotarbimine vähenes 2022/2023. aasta talveperioodil aasta varasemaga võrreldes kahe protsendi võrra 1063 MW-ni ning tiputarbimiseks fikseeriti 1391 MW, mis oli võrreldes mullusega 10% vähem. Keskmine elektritoodang langes 7% võrra 804 MW-ni. Maksimaalseks ja minimaalseks elektritoodanguks fikseeriti vastavalt 1408 MW ja 331 MW. Eleringi võrguga ühendatud tuuleparkide maksimaalseks tootmiseks mõõdeti 282 MW.

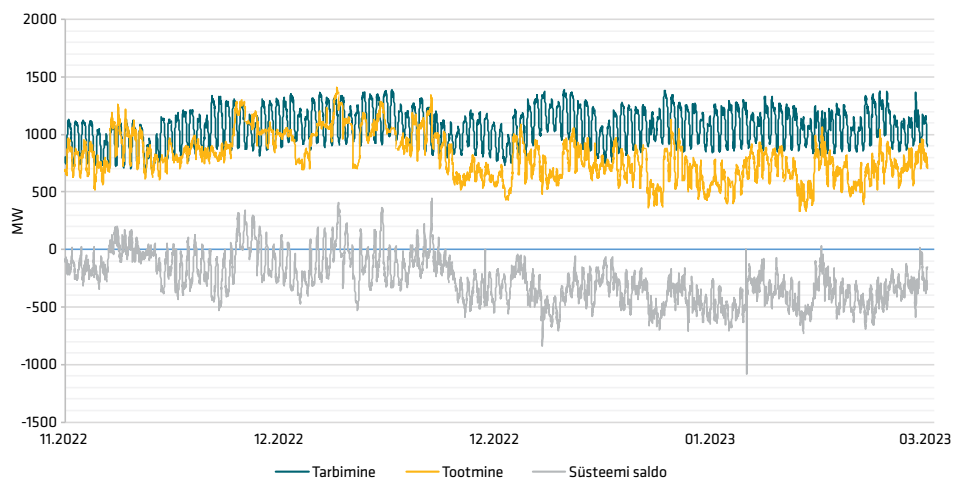
Kogu vaadeldava perioodi jooksul kattis Eesti kodumaine tootmine 11% tundidel ära sisemaise tarbimise võrreldes 14%-ga eelmise aastal ja keskmiselt oli Eesti elektrisüsteem 259 MW ulatuses netoimportiv.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2022/2023. aasta talveperioodil (01.11.2022-1.03.2023) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 2.1) ning joonisel (Joonis 2.7).

Tabel 2.1.
Eesti elektrisüsteemi talitlusparameetrid 2022/2023. aasta talveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik
Eesti maksimaalne netotarbimine	1391	09.01.2023 11:25
Eesti minimaalne netotarbimine	673	13.11.2022 04:30
Eesti keskmine netotarbimine	1063	1.11.2022 00:00 - 1.03.2023 00:00
Eesti maksimaalne netogenerereerimine	1408	08.12.2022 20:35
Eesti minimaalne netogenerereerimine	331	12.02.2023 03:10
Eesti keskmine netogenerereerimine	804	1.11.2022 00:00 - 1.03.2023 00:00
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	282	09.02.2023 12:30
Eesti maksimaalne eksport	447	22.12.2022 00:55
Eesti maksimaalne import	-1082	3.02.2023 22:20
Eesti keskmine eksport/import	-259	1.11.2022 00:00 - 1.03.2023 00:00

Joonis 2.7
Eesti elektrisüsteemi tarbimine, tootmine ja import/eksport 2022.-2023. aasta talveperioodil



2.6.2 2022/2023. suveperiood (mai-august)

2023. aasta suveperioodi õhutemperatuur osutus paljuaastasest keskmisest soojemaks mais, juunis ja augustis ning keskmisest jahedam juulikuus. Juulis mõõdetud temperatuur oli paljuaastasest 1,2 kraadi võrra jahedam, juunikuu aga 1,7 kraadi võrra soojem. Eesti keskmine ja minimaalne netotarbimine jäi möödunud aasta suveperioodiga võrreldes samale tasemele. Maksimaalseks netotarbimiseks mõõdeti 1328 MW, osutudes mullusest kümme protsenti kõrgemaks.

Elektri tootmise näitajad kahanesid võrreldava perioodiga märgatavalt. Keskmiselt toodeti elektrit 499 MW ning maksimaalseks tootmiseks kujunes 1089 MW. Varasema aasta suveperioodiga võrreldes kujunesid need näitajad vastavalt 40 protsenti ja 34 protsenti madalamaks. Päikese- ja tuuleelektrijaamade maksimaalsed tootmisvõimekused suurenesid käesoleval perioodil. Maksimaalseks päikeseenergia tootanguks kujunes 526 MW ning Eleringi võrku antud tuuleelektrijaamade maksimaalseks tootanguks fikseeriti 336 MW. Tõus varasema perioodiga on vastavalt 37 ja 66 protsenti.

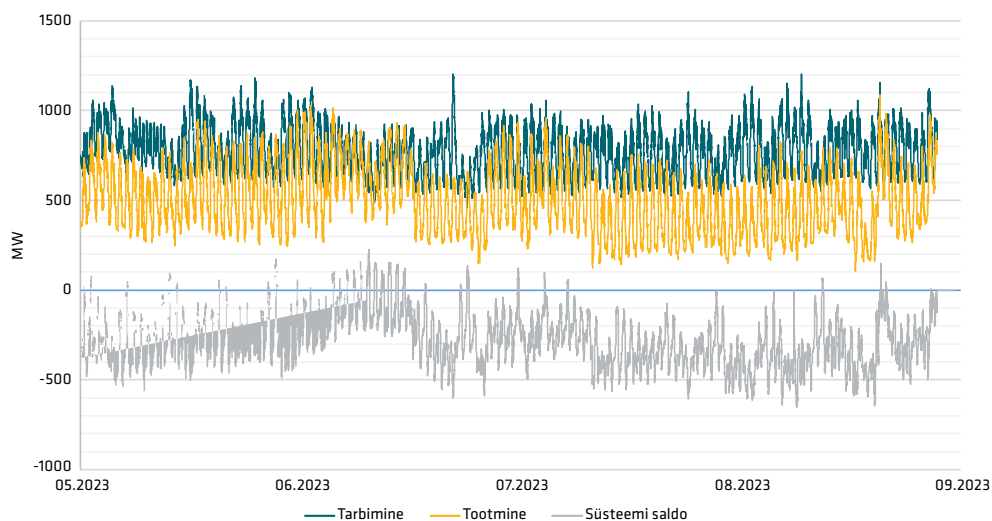
Kui mullusel suveperioodil suutis Eesti elektrisüsteem tarbimist kohaliku tootmisega katta tervelt 46 protsenti ajast, siis 2023. aasta suveperioodil ületas kohalik tootmine tarbimist kõigest 5 protsenti tundidest. Suveperioodi maksimaalne eksport oli 229 MW ning maksimaalne import 655 MW. Keskmiselt oli Eesti elektrisüsteem 272 MW tunni ulatuses netoimportiv.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2023. suveperioodil (01.05.2023–31.08.2023) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 2.2) ning joonisel (Joonis 2.6).

Tabel 2.2.
Eesti elektrisüsteemi talitluseparameetrid 2023. aasta suveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik
Eesti maksimaalne netotarbimine	1206	22.06.2023 11:30
Eesti minimaalne netotarbimine	456	24.06.2023 10:00
Eesti keskmine netotarbimine	776	1.05.2023 – 1.09.2023
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1089	21.08.2023 13:30
Eesti minimaalne netogenereerimine	105	18.08.2023 02:00
Eesti keskmine netogenereerimine	499	1.05.2023 – 1.09.2023
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	336	03.07.2023 14:05
Päikeseelektrijaamade maksimaalne genereerimine	526	09.06.2023 13:00
Eesti maksimaalne eksport	229	10.06.2023 14:05
Eesti maksimaalne import	-655	09.08.2023 21:45
Eesti keskmine eksport/import	-272	1.05.2023 – 1.09.2023

Joonis 2.8
Eesti elektrisüsteemi tarbimine, tootmine ja import/eksport 2023. aasta suveperioodil



2.6.3 2022/2023 talveperioodi piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused ja võimsusvood

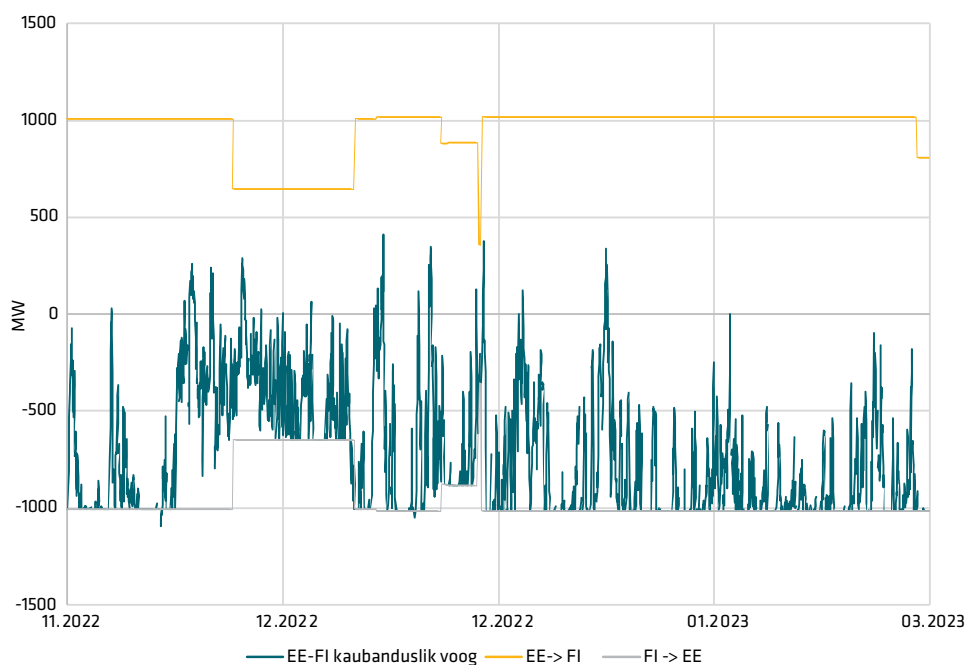
2022/2023. aasta talveperioodil oli elektrienergia transport 97% ajast suunaga Soomest Baltimaadesse, saavutades 33% ajast maksimaalse ülekandevõimsuse piiri.

Eesti-Soome ristlõikel olid 28.12.2022 11 tunniks ülekandevõimsused piiratud mõlemas suunas kuni 658 MW, mida kohaldati Estlink-2 merekaabli hooldustööde tegemise eesmärgil¹³. Ajavahemikus 22.11.2022 kuni 10.12.2022 katkes kogu Estlink 1 ühendus¹⁴ mille tulemusel hooldustööde tegemise ajal oli ülekandevõimsust 368 MW võrra vähem.

Vahemikus 22.-24. detsember vähenes Estlink 2 ristlõikel võimsus 138 MW võrra ja 24.-28. detsember 130 MW võrra, mille põhjustas kõrgepingeseadme viga¹⁵. Vahemikus 27.02–02.03 rakendati 208 MW ulatuses piiranguid seoses hooldustöödega¹⁶ Kiisa alajaamas. Ristlõike ülekandevõimsused ja füüsilised energiavood on toodud joonisel 2.9.

Keskmine võimsusvoog Eesti-Soome ristlõikel vähenes võrreldes eelmise aasta sama perioodiga 8%, olles keskmiselt 730 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 795 MW).

Joonis 2.9
Eesti-Soome ristlõike
võimsusvood
2022/2023. aasta
talveperioodil



Eesti-Läti vaheline keskmine võimsusvoog kahanes eelmise aasta sama perioodiga märgatavalt, olles keskmiselt 460 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 570 MW). Tunde, kui ülekandevõimsus Eestist Lätti oli maksimaalselt kasutatud, oli 93. Võimsusvoog liikus suunal Eestist Lätti 91 protsenti ajast ning 9 protsenti suunaga Lätist Eestisse. Maksimaalne ülekandevõimsus talveperioodil Läti suunas oli 1016 MW ja Eesti suunas 969 MW. Minimaalne ülekandevõimsus Läti suunal oli 616 MW ja Eesti suunal 629 MW.

¹³ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/c58aebdb-deca-4e8b-88a1-7161a5796409/1>

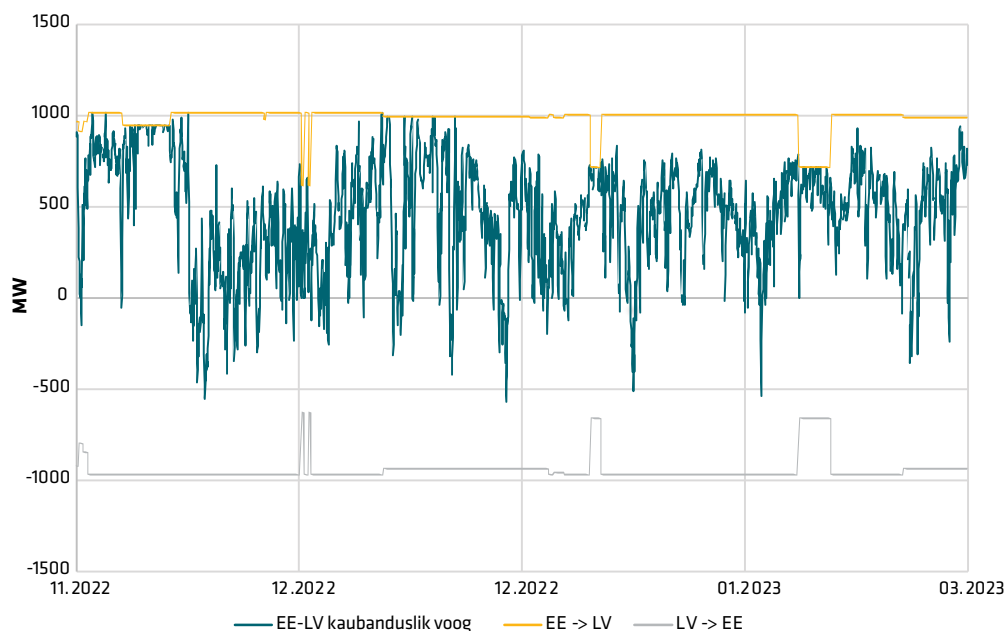
¹⁴ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/2dde7e69-1d78-4a2d-863f-5aee3c58acd1/17>

¹⁵ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/c68d8275-9f36-4581-a987-ed4ad0fba64e/11>

¹⁶ <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/d11c3a56-66af-498e-96ba-97ba15754127/3>

Eesti-Läti ristlõike 2022/2023. aasta ülekandevõimsused ning summaarsed tärned talveperioodil on toodud Joonis 2.10.

Joonis 2.10
Eesti-Läti ristlõike
võimsusvood
2022/2023. aasta
talveperioodil



Olukorras, kus füüsiline energiavoog ületab võrgu läbilaskevõimsust ning on oht süsteemi juhtimise võimekusele, tuleb füüsilise ülekoormuse eemaldamiseks teha vastukaubandust. Vastukaubandust teostatakse ainult operatiivtunnil, ennetavalt (näiteks 8 tundi ette) vastukaubandust ei teostata. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu aktiivvõimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Selleks, et tagada elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämine tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Peamiselt tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel (vahelduvoolu ühendus) just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutemperatuuri tõusu tõttu. Suured võimsusvood Läti või Eesti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös vastukaubandust. Eelmisel talveperioodil tehti vastukaubandust kokku 1 tunnil Eesti-Läti ristlõikel. Tabelis 2.3 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Tabel 2.3.
Maksimaalne
tehniline
ülekandevõimsus
Eesti ristlõigetel
talvel ja suvel

Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus (TTC)	EE→LV	LV→EE	EE↔FI	EE→RU	RU→EE
talvel 0°C	1610	1600	1016	910	910
suvel +25°C	820	920	1016	350	360

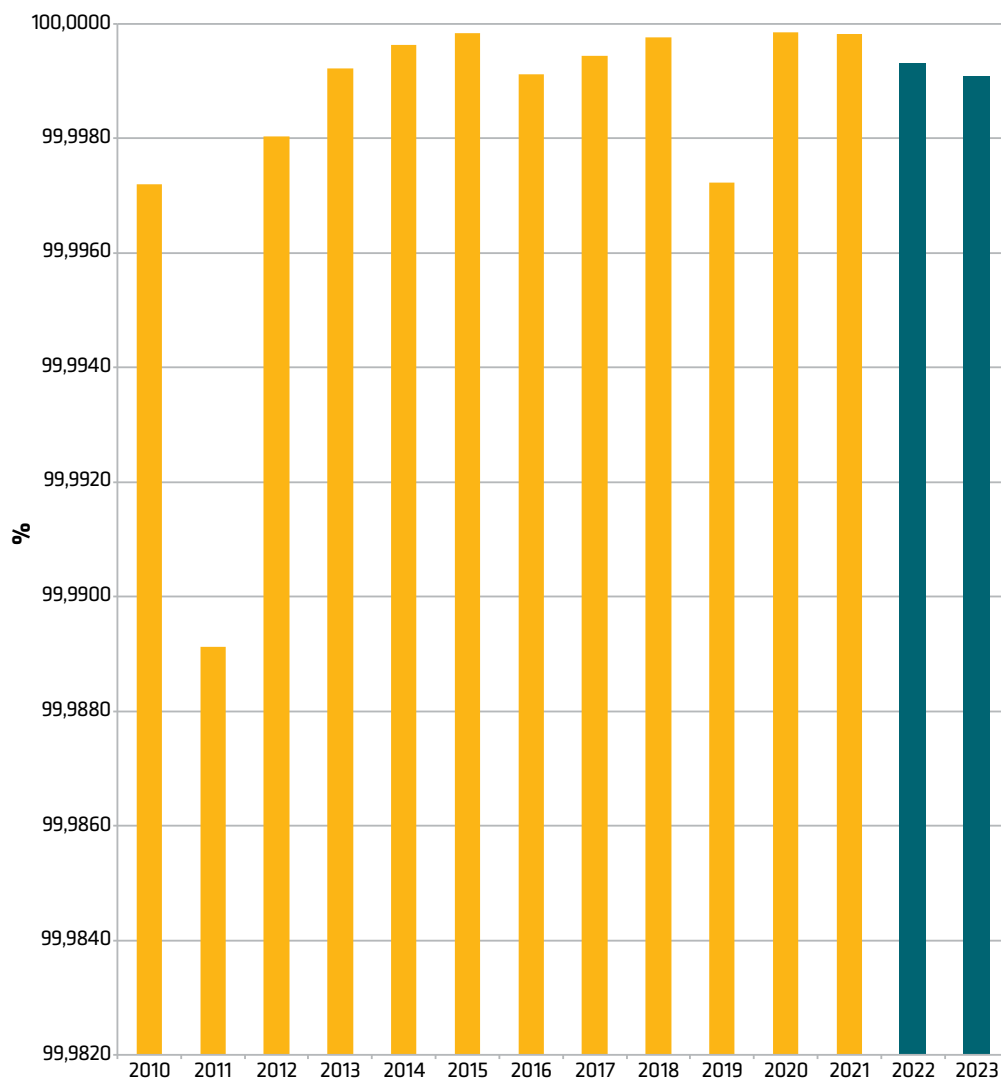
2.7 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS

Väljalülitumiste arvu poolest oli 2022. aasta viimase 3 aasta parim tulemus ja viimase 10 aasta kolmas tulemus. Andmata jäänud energia poolest oli 2022. aasta viimase 3 aasta halvim. Viimase 10 aasta lõikes olid 2022. aastast suuremad näitajad veel aastatel 2013, 2016 ja 2019. Väljalülitumiste arvu poolest aga oli viimase 3 aasta parim tulemus ja viimase 10 aasta kolmas tulemus. Tegelik ja arvutusliku ülekantud energia omavahelise suhte ülekandekindluse näitajad on näha allpool toodud graafikutelt aastate lõikes. Järgnevas graafikus on näha, et 2022. aastal oli 6 kuu ülekandekindlus 100%. 2023. aasta graafikust selgub, et esimesel poolaastal oli ülekandekindlus 100% jaanuaris ja juunis. Terve aasta ülekandekindluse näitaja viis üldkuvõttes alla intsident Kunda alajaamas, millest tuleb edaspidi juttu.

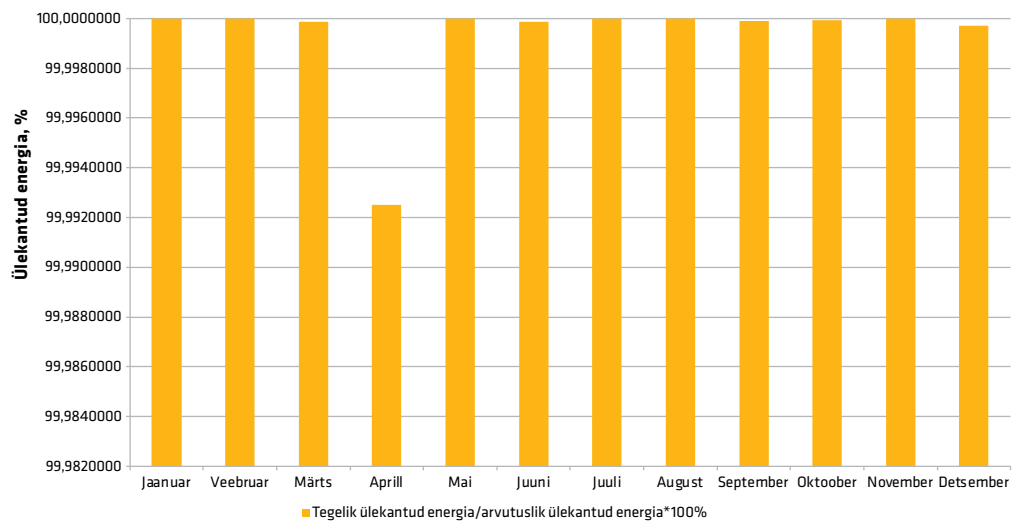
2023. aasta esimese poolaasta näitajaid halvendas üks sündmus, mille andmata energia oli siiski väiksem kui 2022. aastal. Üldiselt on olnud Eleringi vahelduvvoolu võrgu talitluskindlus hea, kui välja jätta need kaks sündmust 2022. ja 2023. aastal.

2022/2023 talvekuude tegelikud temperatuurid osutusid paljuaastasest keskmisest valdavalt soojemaks. Ainsana oli jahedam detsembris. Seevastu novembris ja aasta esimestel kuudel oli õhk paljuaastasest keskmiselt 1,7 kraadi võrra soojem.

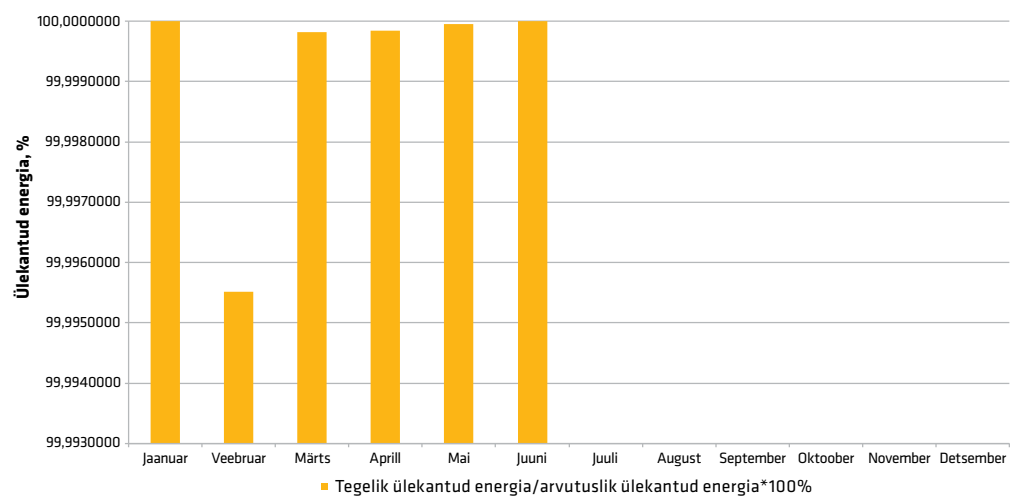
Joonis 2.11
Ülekandekindlus
aastate lõikes
perioodil 2010-2023
(6 kuud)



Joonis 2.12
Ülekandekindlus
2022. aastal kuude
lõikes



Joonis 2.13
Ülekandekindlus
2023. aastal kuude
lõikes



Inimeste eksimustest (näiteks õhuliini juhtmetesse sõitnud masinate) põhjustatud väljalülitumisi on olnud läbi aastate. Sellised olukorrad ei sõltu otseselt Eleringi tegevusest, kuid ohutuse tagamiseks ja töökindluse tõstmiseks annab Elering välja infomaterjali, et ära hoida nn. kolmandate isikute tegevusest põhjustatud väljalülitumisi. Enamik selliseid rikkeid kaasneb Eleringiga kooskõlastamata ja informeerimata tegevustest liini vahetus läheduses. Eleringi teavitustegevuse head mõju näitab aja jooksul vähenenud kolmandate isikute põhjustatud katkestuste vähenemine.

Kui varasematel aastatel on linnud olnud suureks väljalülitumiste põhjustajateks, siis linnutõkete paigaldamine on andnud tulemusi ja lindudest põhjustatud katkestuste arv on vähenenud.

Lisaks eelpoolnimetatutele on olulise mõjuga järjepidevalt võrgu töökindluse tõstmiseks tehtavad investeeringud nii liinide kui alajaamade tehnilise seisukorra parandamiseks ning jätkuvalt pidev perioodiline panustamine õhuliinide kaitsevööndite hooldusesse. Seadmete amortiseerumisest ehk vanusest tingitud investeeringud suurtesse sõlmalajaamadesse on põhimahus tehtud ja jooksvalt teostame parendusi vastavalt hoolduskavale. See puudutab peamiselt kõrgepingeseadmeid, mis on otseselt vajalikud elektrienergia ülekandmiseks. Elektrienergia ülekannet abistavate ja toetavate releekaitse-, automaatika-, side-, telemehaanika-, juhtimis-, signalisatsiooni- ja teiste seadmete eluiga on tunduvalt lühem, mis tingib omakorda juba uue investeerimisvajaduse samas kui kõrgepingeseadmed saavad veel mõnda aega edasi töötada. Madalpingeseadmete osakaal moodustab kogu alajaama investeerimismahust küll väikese osa, kuid on siiski piisavalt arvestatav. Väiksemate alajaamade, mis ei tööta täiskoormusel, seadmeid hinnatakse ja hooldatakse vastavalt vajadusele. Viimaste puhul saab alajaama eluiga esialgu pikendada ka üksikseadmete vahetusega.

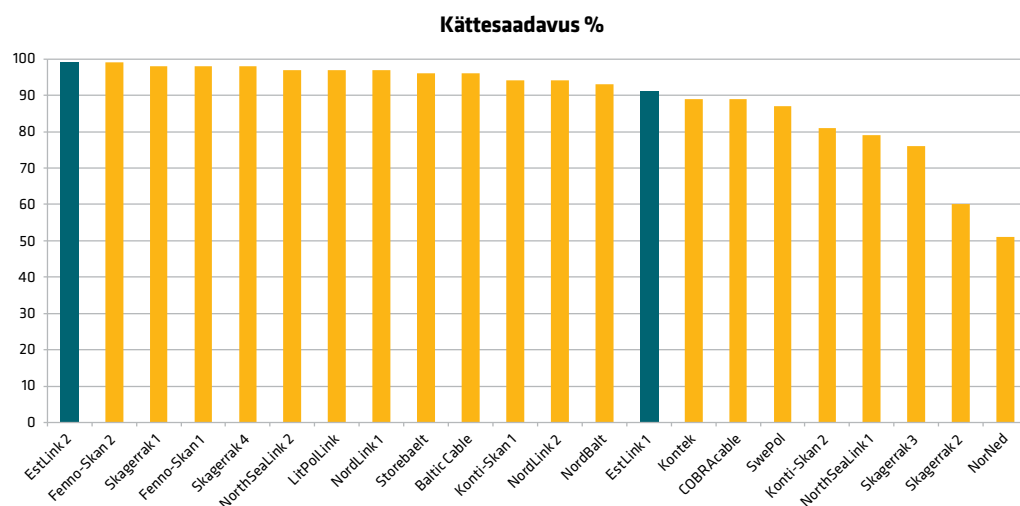
Eleringi elektrivõrgu, nii alajaamade kui liinide hoolduse põhimõte on rikke-ennetuslik. Alajaamade seadmete hooldus on enamjaolt välbapõhine, mis teostatakse 98% ulatuses. Tööd planeeritakse vastavalt seadmete tehase nõuetele ja tootja sätestatud kasutuseale. Ka mitteelektriseadmete osas kehtib valdavalt sama põhimõte, et oleks tagatud nende hea säilivus ja toimiv korrasolek. Lisanduvad üksikud erakorralised tööd. Liinide seadmete hooldusi teostatakse iga-aastaste perioodiliste ülevaastuste alusel koostatud hoolduskava põhjal. Lisaks seadmete korrashoiule hooldatakse regulaarselt liinide trassikoridore.

2022. aasta oli Eesti-Soome vaheliste kõrgepinge alalisvooluühenduste töökindluse kvaliteet väga hea hoolimata sellest, et nii EstLink 1 kui EstLink 2 osas oli linkide kasutatavus viimaste aastate kõrgeim ning avariiliste katkestuste arv oli suhteliselt suur. Kuigi EstLink 1 ja 2 ühenduste avariilisi väljalülitumisi või koormuse piiramise sündmusi oli 2022. aastal kokku 10, siis nende likvideerimine toimus kiiresti ning enamuse nende kestus oli lühike ja mõju väike. Erandiks ning kõige väljapaistvamaks rikkeks 2022 aastal oli EstLink 1 faasireaktori purunemine novembrikuus. Selle rikke likvideerimiseks oli vaja purunenud seade täies ulatuses asendada ning tööde teostamine eeldas ka suures osas ehitustööde teostamist koos hoone katuse ja lagede eemaldamisega, et defektne seade välja tõsta ning reservseade asemele paigaldada. Reaktori vahetuse tööde katkestus kestis kokku ca 414 tundi. Kõik muud EstLink 1 avariilised väljalülitumised (3) olid lühikesed, kokku kestusega ca 7 tundi. Samuti likvideeriti kiirelt kõik neli EstLink 2 avariilist väljalülitumist, mille katkestuse koguaeg oli 17 tundi. Lisaks toimus eelmisel aastal kahel korral EstLink 2 koormuse ajutist piiramist, mille ekvivalentne kestus oli ca 32 tundi. Plaanilisi hoolduskatkestusi teostati 2022. aastal esialgu planeeritust oluliselt väiksemas mahus.

Koos plaaniliste hooldustega oli Eesti-Soome vaheliste alalisvooluühenduste tehniline töökindlus 2022. aastal väga hea: EstLink 1 osas 94,81% ja EstLink 2 osas 99,33%.

2023. aasta esimese poolaasta jooksul on toimunud üks EstLink 1 avariiline väljalülitumine tulenevalt tulekahju tuvastamise süsteemide valesst tööst Harku konverterjaamas. EstLink 1 oli võimalik töösse viia ca 4 tunniga. EstLink 2 osas on 2023. aasta esimesel poolaastal toimunud üks sündmus, mille tagajärjel vähenes EstLink 2 ülekandevõimsus lühiajaliselt (1 minut) ca 60%-le. Samuti toimusid 2023. aasta esimesel poolaastal nii EstLink 1 kui EstLink 2 plaanilised katkestused ennetava hoolduse teostamiseks. Joonis 2.14 on kujutatud Põhja- ja Baltimaade alalisvoolukaablite ülekandekindluse ehk kättesaadavuse % täisvõimsusest 2022. aastal. Arvesse on võetud piirangud, häired, planeeritud ja planeerimata katkestused.

Joonis 2.14
Põhja- ja Baltimaade
alalisvoolukaablite
ülekandekindluse
ehk kättesaadavuse
% täisvõimsusest
2022.aastal



Energiaturul on Eesti ja Soome vaheline ühendus kasutatavamate seas (vt ka Joonis 2.15).

Eesti-Soome ristlõikel tekkis 2022. aastal kokku 3442 pudelikaela tundi ehk ca 39,29% tundidest aastal, millest:

- kogu installeeritud ülekandevõimsus oli kasutatud (st EstLinke kasutati täisvõimsusel ilma piiranguteta): 2596 tundi ehk 29,63% aastast;
- ülekandevõimsust piirati Elering või Fingridi võrgust tulenevalt (sh HVDC ühenduste piirangute tõttu) 843 tundi ehk ca 9,26% aastast. Sealjuures selliseid ülekandevõimsuse piiranguid, mille korral oli elektriturus käsutuses alla 1000 MW Eesti-Soome vahelisest ülekandevõimsusest, oli kokku 397 tundi st 4,53% aasta tundidest. HVDC linkidest tingituna oli Eesti-Soome ristlõige piiratud alla 1000MW kokku 199 tunnil ehk ca 2,27% aasta tundidest.
- Põhjamaade võimsuse muutuse kiirusest tingitud piiranguid oli 3 tunnil ehk 0,03% aastast.

Joonis 2.15
20 HVDC ühenduse
geograafilised
asukohad aastal
2022



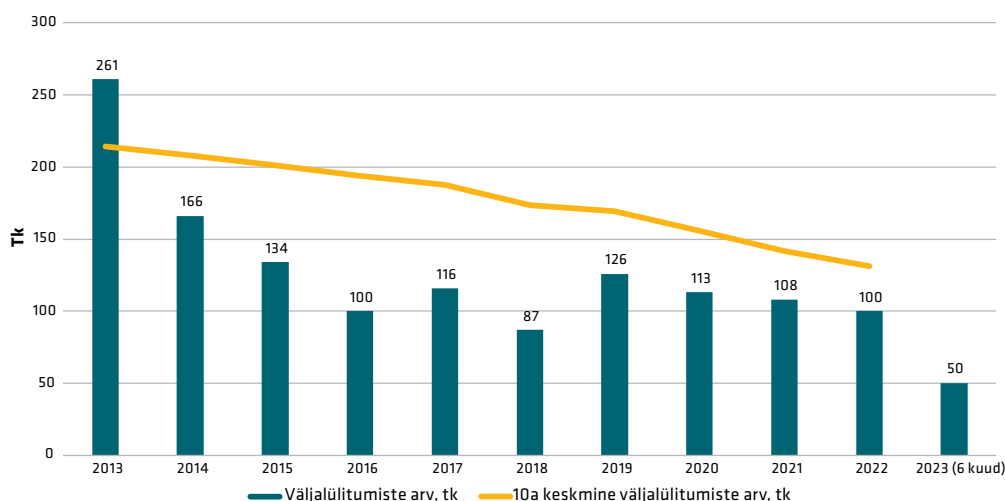
2.7.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia

Võrguseadme ehk võrguelemendi väljalülitumine toimub automaatikaseadmete abil inimese, seadme või teiste seadmete kaitseks, kui väljalülitatav seade on ohtlikus või töövõimetus olukorras. Seadme väljalülitumisega ei kaasne enamjaolt katkestust tarbijale, kuna süsteemid on dubleeritud või reserveeritud. Väljalülitumiste statistikat peetakse selliste kõrgepingeseadmete kohta, mille kaudu toimub elektrienergia ülekanne, tööst väljalülitumine automaatikaseadme(te) abil, mil katkeb elektrienergia ülekanne, näiteks kõrgepingeliini mast, kõrgepinge trafo jne. Väljalülitumiste statistikat ei peeta madalpinge ehk abistavate seadmete kohta, mille talitlusvõime katkemine ei katkesta elektrienergia ülekannet, näiteks releekaitse- või automaatikaseade, valgustus, küte jne. Kui nende vea tõttu kaasneb aga elektrienergia ülekande katkestus, siis läheb see sündmus statistika arvestusse.

2022. aasta väljalülitumiste arv 100 on väiksem kui eelmisel aastal – 108, mis on 92,6% 2021. aasta näitajast ja 88% 2020. aasta näitajast. Madalaim väljalülitumiste rekord arv aastate lõikes oli 2018 aastal (86). 2022. aasta väljalülitumiste arv on märkimisväärselt väiksem viimase kümne aasta keskmisest – 117. Ettevõttel on võetud piirmääraks 180 väljalülitumist aastas.

2022. aastal oli liinide seadmete tõttu väljalülitumisi 47, alajaamade seadmete tõttu 41, alalisvooluseadmete tõttu 12 ja avariijaamade seadmete tõttu mitte ühtegi korda, mis teeb vastavalt 47%, 41% ja 12% 2022. aasta väljalülitumiste koguarvust 100.

Joonis 2.16
Väljalülitamiste arv
aastate lõikes



2023. aasta esimese poolaasta jooksul oli väljalülitumiste arv 58. Võrreldes eelmise kümne aasta I poolaasta näitajad, siis on see pisut suurem kui kümne aasta keskmine – 47 ja viimase viie aasta keskmine – 50. Võrreldes lähiaastatega oli 2022. aasta I poolaasta väljalülitumiste arv 41 ja 2018. aasta kui kõige väiksema väljalülitumiste arvuga aasta I poolaasta väljalülitumiste arv 36.

2023. aasta I poolaastal oli liinide seadmete tõttu väljalülitumisi 27, alajaamade seadmete tõttu 18, alalisvooluseadmete tõttu 8, avariijaamade seadmete tõttu 1 ja sünkroonkompensaatorite tõttu 4 korda, mis teeb vastavalt 47%, 31%, 14%, 2% ja 7% 2023. poolaasta väljalülitumiste koguarvust.

Lisaks väljalülitumist põhjustavatele riketele on ka selliseid rikkeid, kus väljalülitumine on enne seadme talitlusvõime kadumist suudetud ära hoida seadme töö käigus juhuslikult ülevaatuste ajal, lülitamiste protsessis või mingil muul moel. Need on potentsiaalsed väljalülitumised, kus seade pole veel riket põhjustanud, kuid on ohtlik seadme edasisele tööle ja ei suuda enam normaalselt talitleda. Need on sisuliselt rikke-ennetuslikud sundkatkestused, mil seade tuleb viivitamatult tööst välja viia vältimaks seadme iseeneslikku väljalülitumist. Nende arv oli 2022. aastal 56, millest alajaamades 41 ja liinidel 15. Alalisvooluseadmetel väljalülitamisi ei olnud. Viie täisaasta keskmine oli 36. 2023. aasta esimesel poolaastal oli sundkatkestusi 34, nendest alajaamades 26, liinidel 12, alalisvooluseadmetel 1 ja sünkroonkompensaatoritel 1.

Võrgu töökindluse seisukohast peame eraldi arvestust selliste Eleringi seadmete väljalülitumiste kohta, mil põhjuseks ei ole olnud rike Eleringi, vaid klientide või naabervõrkude seadmetes, aga seadme kaitseks ja ohutuse tagamiseks on töötanud Eleringi seadme kaitseseade, mis kuulub olenevalt skeemist kas Eleringile või kliendile, ja lülitanud Eleringi seadme välja. Selliseid väljalülitumisi oli 2022. aastal 38. Nendest kliendi põhjustatud oli 33 ja naabervõrkudest tingitud väljalülitumisi oli 5 ehk vastavalt 87% ja 13%. 2023. aasta I poolaastal oli selliseid väljalülitumisi 5 korral, kusjuures kõik need olid kliendi põhjustatud.

Klientide ja naabervõrkude põhjustatud väljalülitumiste osakaal kogu väljalülitamiste arvust 2022. aastal oli 27%. 2023. aasta I poolaastal oli see suurusjärk 8%.

Alla 3-minutilise pikkusega tarbimiskohtadele põhjustatud katkestuste arv, millest valdav osa on mööduvad lühised ainult mõne sekundiga piirneva automaatkatõötamise aja kestusega, oli 2022. aastal 25, samas oli 2021. aastal selliseid väljalülitumisi 15. 2023. aastal on esimese poolaasta jooksul olnud 19.

Väljalülitumisi kategooriate järgi grupeerides olid 2022. aastal suurimaks väljalülitumiste põhjustajaks keskkonnatingimused, mida oli kokku 24 korda. Keskkonnatingimustest omakorda suurima osa moodustasid erinevalt paljudest eelnevatest aastatest mitte linnud, vaid jäävihmad. 2022. aastal esines jäävihmade tagajärjel tekkinud jäitest 17 väljalülitumist. Kahjuks ei ole see meie ilmastikuoludes välditav. Neist 8 esines veebruaris ja 9 detsembris. Eelmistel aastatel ei ole sellel põhjusel nii intensiivselt seadmed välja lülitunud, kus liinijuhtmed oleksid jäätumise tagajärjel raskuse tõttu välja veninud ja tuule mõjul „tantsima“ või millegi vastu peksma hakates väljalülitumisi põhjustanud. Lisaks väljalülitumistele põhjustas

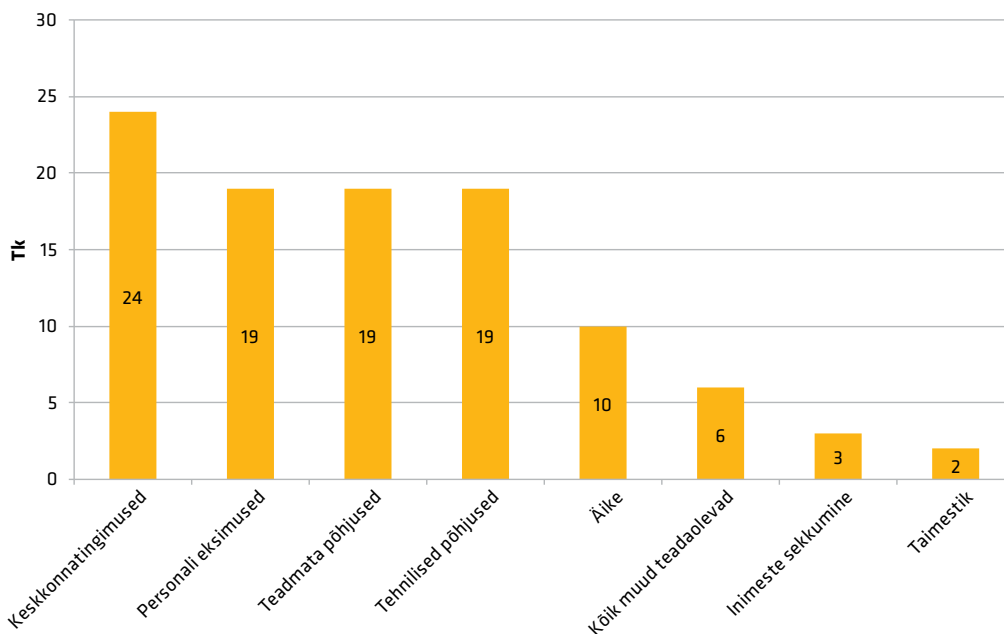
jäitevihm ka 4 avariiohtlikku olukorda, kus õnneks väljalülitumist ei toimunud. Võrdluseks oli 2023. aasta I poolaastal jäitest põhjustatud väljalülitumisi 7. Muidugi on põhjuste grupeerime mõnes mõttes meelevaldne, seega, kui keskkonnatingimuste gruppi lisada veel äikesest põhjustatud väljalülitumised, mida oli 10 korda ja mis on toodud eraldi põhjusena, siis saaks keskkonnatingimuste väljalülitumiste arvuks suisa 34. Äike on toodud välja eraldi kategooriana selleks, et ta on siiski küllalt rohkearvuline väljalülitumiste põhjustaja, kuid temast tingitud väljalülitumisi me eriti mõjutada ei saa. See on loodusjõud, samas kui lindude eest kaitseks saame paigaldada linnutõkkeid.

Personali eksimuste, teadmata ja tehniliste põhjuste tagajärjel oli igas kategoorias võrdselt 19 väljalülitumist. Personali eksimustest võiks suurimana välja tuua ehitus- ja paigaldusvead, mille tagajärjel oli 7 väljalülitumist 19-st, ülejäänud sündmused olid erinevatel põhjustel väga marginaalse arvu väljalülitumistega.

Teadmata põhjuste puhul, mida oli 19, ei õnnestunud põhjust välja selgitada, kuna seadme ülevaatusel mingit nähtavat jälge, mis oleks väljalülitumise põhjustanud, ei avastatud ning seade on töötanud pärast käsitsi tagasi töösse lülitamist või automaatika tõttu tagasi töösse lülitumist tõrgeteta edasi. Need on näiteks elektriliinidel olnud mööduvad lühised, mis on tingitud kas lindude tegevusest (roojamine) või tuulega lendavatest objektidest nagu oks või kile vms või on alajaamas mõne seadme kaitseseade töötanud, mis on seadme välja lülitanud, aga seadme ülevaatusel pole midagi leitud. Mõnikord on seade ka nii hävinud või kahjustunud, et on võimatu täpset põhjust tuvastada. On esinenud rikkeid, kus on pärast rikke esinemist põhjus kadunud ja seega võimatu aru saada, kas see oli Eleringi või kliendi seadmetes või sootuks nende koosmõjus, kuna füüsiliselt mingit piiri seadmete vahel ei ole. Likvideerida saab seda ainult katsetamise meetodil. Tehnilistest põhjustest suurimaks oli tehase defektid 13 tk, seadme vanemisest oli põhjustatud 4 väljalülitumist. Nii oli 2022. aastal 24 korral ehk ca 24% juhtudest põhjuseks keskkonnatingimused, koos äikesega moodustasid keskkonnatingimused 33%, väljalülitumiste arvu poolest teise, kolmanda ja neljanda põhjuste kategooria moodustasid personali eksimused 19 ehk 33%, teadmata 19 ehk 33% ja tehnilised põhjused 19 ehk 33% Eleringi põhjustatud väljalülitumiste koguarvust.

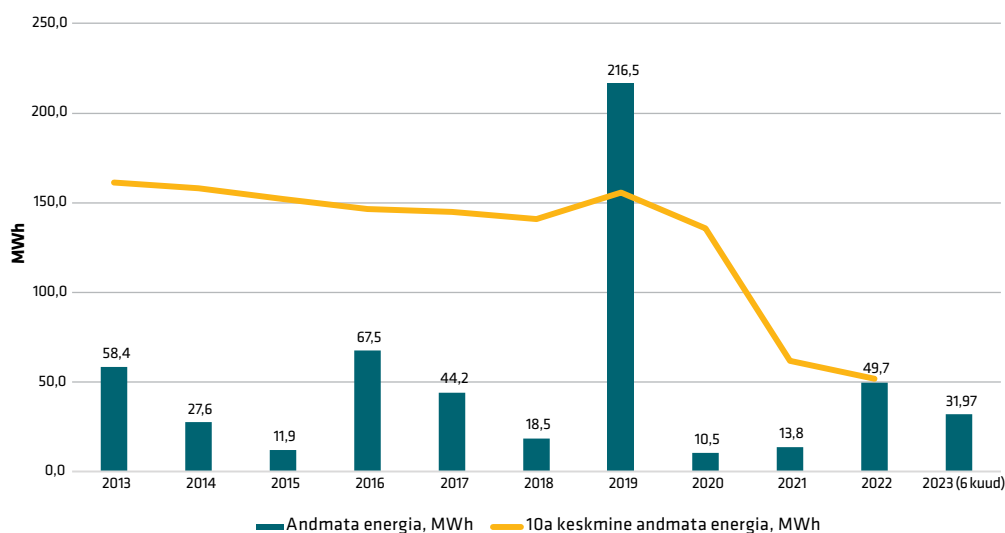
Õhuliini juhtmetesse sõitnud masinate põhjustatud väljalülitumisi oli eelmisel aastal 2 korda, samas kui üle-eelmisel 2021. aastal lausa 4 korda.

Joonis 2.17
Väljalülitamised
2022. aasta põhjuste
lõikes



2023. aasta I poolaasta suurim väljalülitumiste põhjuste kategooria olid erinevad personali eksimused – 15 korral 47-st ehk sisuliselt 33 % kogu väljalülitumiste arvust, kui klientide põhjustatud rikked välja jätta. Paraku olid suurimaks täpsemaks põhjuseks sel aastal automaatikaseadmete seadistamise vead, mis põhjustasid mittevajalikke väljalülitumisi 8 korral. Teiseks suurimaks personali eksimuse põhjuseks olid ebakvaliteetsed või märkamata jäänud ehituse või paigalduse vead, mis ilmnesisid alles seadmete käidus olles – 6 tk.

Joonis 2.18
Andmata jäänud
elektrienergia
aastate lõikes



Andmata elektrienergia hulk oli 2022. aastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 49,66 MWh (Joonis 2.18). Kui liigitada andmata energia põhjuste järgi, siis kõige suurem andmata energia põhjus oli välised tegurid, täpsemalt vandalism 45,18 MWh. Ülejäänud sündmused põhjustasid terve aasta jooksul andmata energiat kokku 4,49 MWh.

Teine kategooria oli seadme vananemine 2,65 MWh. Lubatud ebaselektiivsuse tõttu väljalülitumistest, millest oli eelnevalt juttu, oli põhjustatud andmata energiat 0,9 MWh. Välja jäi selgitamata 0,59 MWh põhjustanud väljalülitumisi ja puude langemise tõttu liinile tekkis andmata energiat 0,38 MWh. Ülejäänud andmata MWh-d kogused olid väga marginaalsed. Klientide seadmete rikete tõttu ei olnud Eleringil võimalik edastada 6,19 MWh elektrienergiat.

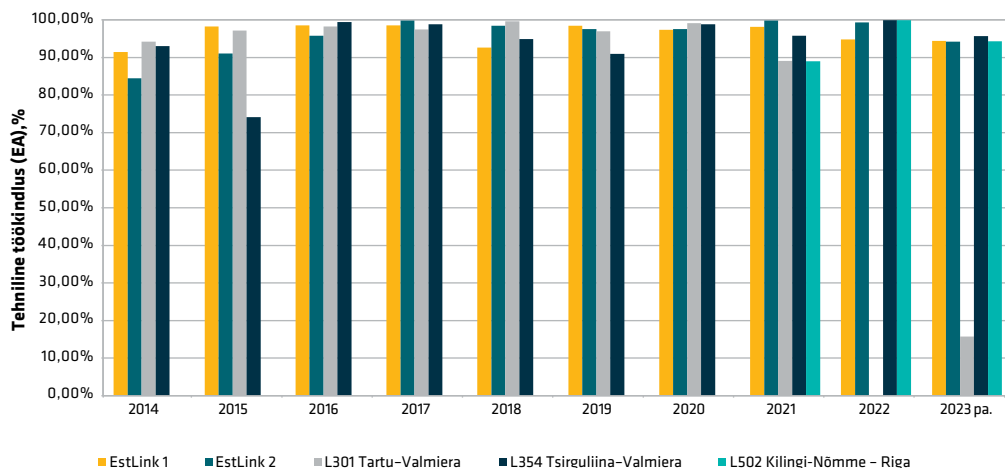
Andmata elektrienergia hulk oli 2023. aasta I poolaastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 32,96 MWh. Kui liigitada andmata energia põhjuste järgi, siis kõige suurem andmata energia põhjus oli samuti välised tegurid nagu 2022. aastal, aga seekord täpsemalt pealevise 29,75 MWh. Teine kategooria oli eba-kvaliteetse ehituse ja paigalduse tegevuse tulemusel andmata energia 2,4 MWh. Välja jäi selgitamata 0,01 MWh põhjustatud väljalülitumisi. Ülejäänud andmata MWh-d kogused olid väga marginaalsed. Klientide seadmete rikete tõttu ei olnud Eleringil võimalik edastada 2,03 MWh elektrienergiat.

2.7.2 Suuremad häiringuid põhjustanud sündmused 2022-2023 (esimene pool) aastal

2.7.2.1 Ülepiirised ühendused:

Eesti piiriüleste ühenduste töökindlus on olnud läbi aastate hea (vaata ka Joonis 2.19, Joonis 2.20, Joonis 2.21, Tabel 2.4)

Joonis 2.19
Välisühenduste
töökindlus aastate
lõikes



Estlink 1 väljalülitumised

EstLink 1 lülitus aprilli alguses kolmel korral Harku konverterjaamast avariiselt välja tulenevalt tulekahjusüsteemide (kõrgtundliku aspiratsioonisüsteemi) rakendumisest. Väljalülitumiste summaarne kestus oli 7,35 tundi. Tulekahjusüsteem oli viidud ajutiselt tööst välja. Juulikuus teostatud hoolduse ajal tuvastati muunduris ühel defektsele IGBT-I kuumenemise jäljed, mis põhjustas aprillis aspiratsioonisüsteemi raketumise. Defektne seade on asendatud ja tulekahju tuvastamise süsteem uuesti töösse viidud 07.07.2022.

22.11.2022 kell 10:41 lülitus HVDC ühendus avariiselt välja Harku konverterjaamast tulenevalt faasireaktori vigastusest faasis L1. Defektne seade on asendatud reservseadmega ning teostatud hoone vahelae täiendav soojustamine ning katuse veetiheduse suurendamine. EstLink 1 viidi tagasi töösse 09.12.2022 kell 16:31. Katkestuse kestus ca 414 tundi (17,25 päeva). Rikke algpõhjust ei suudetud tuvastada.

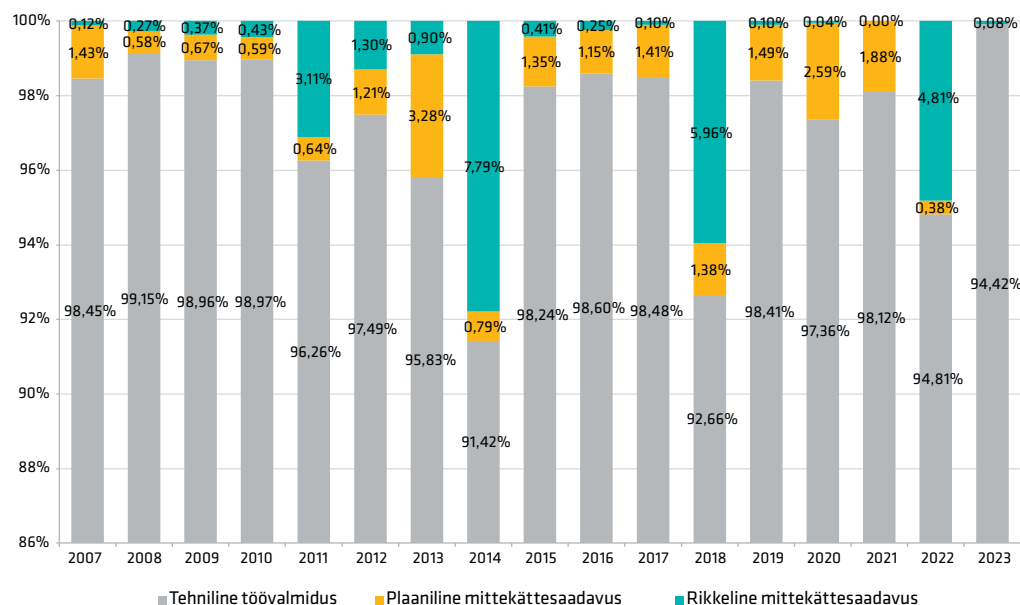
Estlink 2 väljalülitumised

Ajavahemikus aprill-detsember 2022. aastal lülitus ühendus välja või toimus sündmus, mille tagajärjel oli tarvilik võimsuse piiramine kokku viiel korral. Kõik need olid põhjustatud erinevatest tehnilistest rikestest kas ühenduse enda konverterjaamades või välistest teguritest.

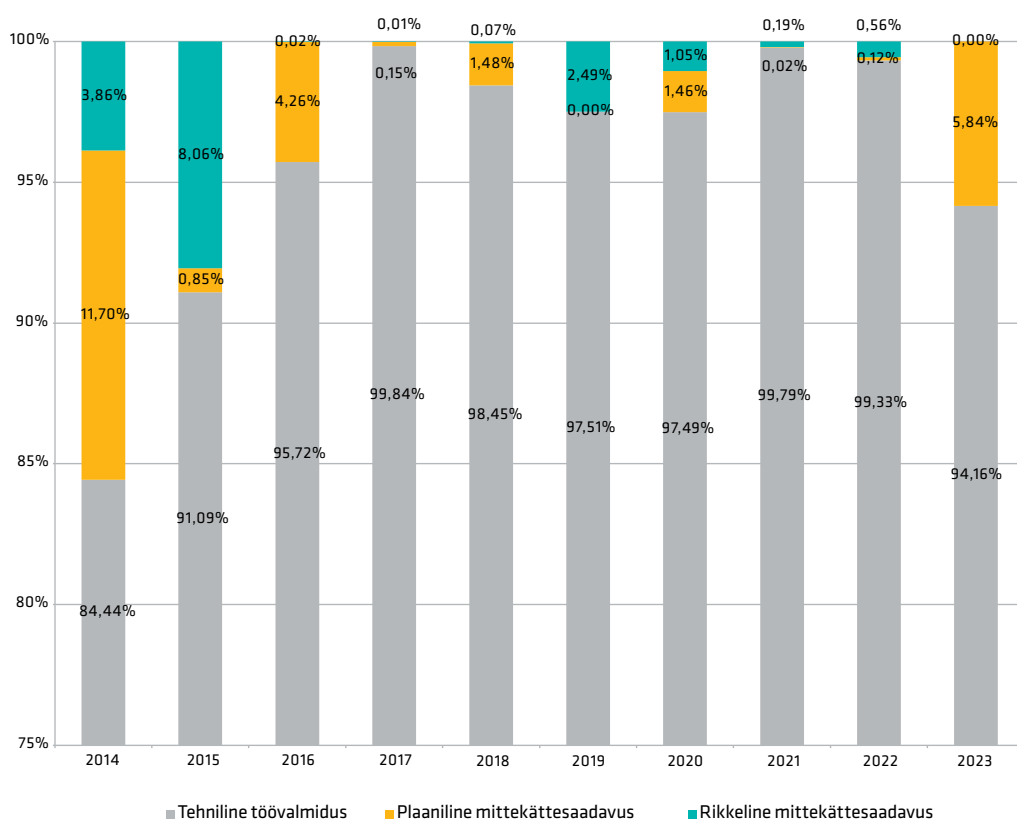
Tabel 2.4
Eesti-Soome
elektriühenduse
statistika 2022.
aastal

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	57,96% (ca 1777 GWh) EE->FI: 14 GWh FI->EE: 1763 GWh	87,74% (ca 4996 GWh) EE->FI: 53 GWh FI->EE: 4943 GWh
Tehniline töövalmidus	98,12% (0,75% kõrgem kui 2020)	99,79% (2,3% kõrgem kui 2020)
Plaaniline mittekättesaadavus	1,88% (164,5 h)	0,02% (1,7 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,0% (0 h)	0,19% (16,74 h)
Katkestuste arv kokku	2	7
Plaaniliste katkestuste arv	2 (1 FIN, 0 EST, 1 ühine)	1 (1 FIN, 0 EST, 0 ühine)
Rikkeliste katkestuste arv	0 (0 FIN, 0 EST)	6 (3 FIN, 3 EST) Ülekande piirang: 4 ülekande katkestus: 2

Joonis 2.20
Estlink 1 töökindlus
aastate lõikes



Joonis 2.21
Estlink 2 töökindlus
aastate lõikes



2.7.2.2 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus:

10.04.2022 Kunda alajaamas võimsuslülite väljalülitamine

10.04.2022 kell 20:41 lülitas tundmatu isik, kes pääses alajaama, Kunda alajaamas välja 110 kV Kunda linna ja selle ümbrust toitvate õhuliinide võimsuslülid. Toiteta jäid L8060 Estonian Cell ning kõik Kunda alajaama 6 kV tarbijad. Kõik väljalülitunud võimsuslülite ajamite kappide ukсед olid avatud ja võimsuslülite juhtimiste režiimivõtmed olid viidud kohaliku juhtimise asenditesse, mille tõttu oli dispetšeril kaujuhtimine telemehaanikaga blokeeritud. Toide taastati, kui lülituspõhine jõudis alajaama. Kell 22:05 taastati alajaama normaalskeem. Sündmus anti uurimiseks üle julgeolekuorganitele. Elering on viimas sisse muudatusi enda alajaamades ja protseduurides, et taolisi intsidente tulevikus vältida. See sündmus jäigi suurimaks 2022. aasta andmata energia põhjustajaks 45,18 MWh-ga.

29.07.2022 Viru AJ 330 kV võimsuslülid

29.07.2022.a. kell 00:36 lülitasid Viru alajaamas välja 330 kV võimsuslülid 3V253 ja 3V254. Väljalülitumise põhjus Eesti EJ omatarbe osas.

02.12.2022 L677/L677H väljalülitumine

02.12.2022.a. kell 5:22 lülitasid ebaeduka TLA-ga välja 110 kV õhuliin L677 Tsirguliina – Valka ja L677H Valga haru. Väljalülitumise põhjustas L677 juhtme katkemine liini rekonstrueerimistöodel.

16.02.2023 L183/L184 väljalülitumine

Kell 11:37 kukkus 220 kV L206 demonteeritava juhtmega risti paiknevatele töös olevatele 110 kV liinidele L183 ja L184 ristumisvisangus peale, tagasilülitusautomaatika toimimised olid ebaedukad. Demonstaaži ajal läks juhtme ankurduks lahti. Kuna mõlemad liinid jooksid paralleelselt ühisriputusega mastidel ja mõlemad toitsid paralleelselt Topi 110 kV alajaama tarbijaid, siis katkes ka reservtoite võimalus ning seega jäi terve alajaam toiteta. Lühise tagajärjel EL2 vähendas automaatselt 350 MW koormust. Kell 14:20 liinid L183 ja L184 töösse lülitatud ja Topi alajaama toide taastatud. Katkestus tarbimiskohas 163,3 min. Andmata energiat oli 29,75 MWh.

2.7.3 Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest

2013. aastal töötati välja võrgu töökindluse tõstmise programm „Liinid puuvabaks“, mille eesmärk oli laiendada liinkoridore vältimaks puude kukkumist ja langetamist liinidele. Selle programmi raames raadati liinkoridorid laiemaks nii, et koridoride servades kasvavad puud ei ulatuks liinidele. Kuna suurem osa programmis „Liinid puuvabaks“ toodud projekte on valminud, siis arvestades ka gaasivõrgu lisandumisega, koostati 2016. aastal kava võrkude töökindluse ja ohutuse edasiseks tõstmiseks järgneval viiel aastal – „Kindel võrk 2016-2021“. Eelnevast programmist on lõpetamata elektriliinide kaitsevööndite raadamine ning vastavad tegevused ja eesmärgid on uuendatud käesolevas kavas. „Kindel võrk“ kava eesmärk on parandada hoolduse, sh ka kaitsevööndite hoolduse kvaliteeti, et vähendada katkestusi klientidele ja piiranguid välisühendustel, samal ajal maksimeerides nii elektriliinide kui ka gaasitorustike eluiga, mille tulemusena vähendada tuleviku investeeringukulusid. Oluliseks aspektiks on lisandunud elektri- ja gaasivõrgu ohutuse suurendamine, arvestades võimalike intsidentide suure negatiivse kajastusega, vähendades ohtusid Eleringi võrgust nii inimeste elule ja tervisele kui ka varale ja keskkonnale. Ohutuse suurendamisega seotud tegevused teenivad nii katkestuste vähendamise kui ka ohutuse suurendamise eesmärgi, kuna suurem osa elektrivõrgu rikestest on seotud lühistega avalikult ligipääsetavates liini kaitsevööndites ning samuti on suur osa katkestuste tõttu andmata energiast seotud inimeste tegevusega elektripaigaldises. Käesolev plaan hõlmab tegevusi, mille eesmärk on:

1. vähendada katkestuste ja rikete arvu ning sellega seoses ka andmata energiat;
2. maksimeerida seadme eluiga ja sellega seoses vähendada investeeringute vajadust tulevikus;
3. suurendada seadmete ohutust.

Võrreldes eelnevaga on hoolduse põhimõtetes muutunud prioriteetide määramine, mis baseerub riski hindamisel tulenevalt seadme olulisusest ja selle seisukorrast (viimaste korrutis). Olulisuse all on seejuures silmas peetud potentsiaalset andmata energia kogust, mõju piiriülestele ülekandevõimsustele ja ohutusaspekte. Õhu- ja kaabelliinide kaitsevööndite kogupindala 2022. aasta septembri seisuga on 32018 ha, millest ca 54% paikneb metsastunud alal, ülejäänud osa kaitsevööndites paikneb kas haritavaal maal või tiheasustusega aladel, kus metsa ei kasva. Liinid puuvabaks programmi alustamisel aastal 2011 oli raadamata metsaala kokku ca 1800 ha, siis 2022. aasta lõpu seisuga on raadamata veel ca 200 ha. Metsastunud alast ca 200 ha on kaitsevööndites raadamata metsa ning ülejäänud võsastunud ala.

Raadamata alad on peamiselt kas looduskaitsete piirangutega alad või pole saavutatud maaomanikega kokkulepet puude langetamiseks (peamiselt õuealad). Kaitsevööndite hoolduseks kasutame aastas ca 1,8 M€, Raadamist oli 56,65 ha ulatuses ja võsa lõigati 2592,19 ha.



3 Elektrivõrgu võimekus

3.1	TAASTUVENERGIA EESMÄRKIDE TÄITMISEKS VAJALIK VÕRK.....	56
3.2	INVESTEERINGUD ÜLEKANDEVÕRKU	58
3.2.1	Sünkroniseerimisega kaasnevad investeeringud	59
3.2.1.1	Teostatavad investeeringud	59
3.2.1.2	EstLink 1 juhtimisüsteemi uuendamine	59
3.2.2	Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud	60
3.2.3	Välisühendused Soome ja Lätiga	62
3.2.3.1	Eesti-Soome kolmas ühendus	62
3.2.3.2	Eesti-Läti neljas liin	63
3.2.3.3	Euroopa Liidu ühishuviprojektid	64
3.3	VÕRGU PIKAAJALINE TULEVIKUVISIOON	64
3.4	MERE- JA MAISMAATUULEPARGID	65
3.4.1	Euroopa Liidu rohe-eesmärgid	65
3.4.2	Läänemere ja Eesti meretuule potentsiaal	66
3.4.3	Tuuleparkidest toodetud energia kasutusvõimalused Eestis	67
3.4.4	Kohalikud arendajad	68
3.5	SISEVÕRGU PIIRKONDADE INVESTEERINGUD	69
3.5.1	Tallinn ja selle ümbrus	69
3.5.2	Kirde-Eesti	70
3.5.3	Tartu piirkond	72
3.5.4	Lahutuskohad	73
3.5.5	Tarbimise prognoos	73
3.5.6	Koormuskeskuste arengud ja investeeringud	74
3.5.6.1	Tallinna piirkonna koormuse kasv	76
3.5.6.2	Tartu piirkonna koormuse kasv	78
3.5.6.3	Pärnu piirkonna koormuse kasv	80
3.6	VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	82
3.6.1	Liitumistega kaasnevad investeeringud	82
3.6.2	Ülevaade liitumiste seisust	82
3.6.3	Vabad liitumisvõimsused	84
3.6.4	Paindlik liitumine	86
3.6.5	Salvestusseadmete liitumine	87
3.7	VÕIMALUSED TEISTE RIIKIDEGA KAUPLEMISEKS	88
3.8	ELEKTRIVÕRGU FÜÜSILINE TURVE	91

Võrgu võimekus on osa varustuskindlusest ja mõjutab eelmises peatükis käsitletud andmata jäänud elektrit ja talitluskindlust. Võrguga liitumise võimekus tagab selle, et tarbimise nõudluse katmiseks vajaliku elektrienergia tootmiseks ühendatakse võrku uusi tootmiseseadmeid ning võrk oleks uutele tootmiseseadmetele atraktiivne. Vastavalt Elektrituruseadusele §66 peab võrguettevõtja koostama vähemalt iga kahe aasta järel võrgu arengukava 10 aasta lõikes.

Käesolev peatükk on koostatud avalikule konsultatsioonile esitatud Eleringi Eesti elektriülekandevõrgu arengukava 2024-2033 eelnõu alusel, kuid ei sisalda avaliku konsultatsiooni käigu laekunud muudatuste panekuid.

Järgmise 10 aasta jooksul teostatavatest investeeringutest on räägitud peatükis 3.2 ja 3.5. Peatükis 3.2 on kirjeldatud projektid (sünkroniseerimine Mandri-Euroopa võrguga, välisühendused Läti ja Soomega, Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine), mis kuuluvad Euroopa elektri ülekandevõrgu iga kahe aasta tagant uuendatavasse kümne aasta arengukavasse, TYNDP 2022¹⁷ ja varsti avalikustatavasse TYNDP 2024. Eesti 2030 taastuvelektri tootmise eesmärgi täitmiseks on vaja liita palju uut tootmist. Investeeringute õigeaegselt elluviimiseks on Elering teinud ettepaneku muuta võrgu arendamise põhimõtteid selliselt, et need lubaks Eleringil investeeringuid ette teha. Siinkohal on oluline täpsustada, et Elering kasutakse arenduskohustus täitmisel elektritarbija raha ja arenduskohustus peab olema sätestatud elektrituruseaduses. Kuni seadusemuudatuse jõustumiseni ei arvesta Eleringi Eesti elektriülekandevõrgu arengukava 2024-2033 koostamisel arenduskohustusega.

3.1 TAASTUVENERGIA EESMÄRKIDE TÄITMISEKS VAJALIK VÕRK

Euroopa Liidu rohe-eesmärkide täitmiseks on vaja ka Eestil muuta oma elektritootmist ning minna üle rohelistele energiatootmisviisidele. Aastaks 2030 on Eesti võtnud eesmärgiks toota taastuvatest allikatest elektrit 100% aastase elektritarbimise mahust¹⁸. Eleringi roll selle eesmärgi täitmisel on tagada piisava läbilaskevõimega võrk. Elering täiendab iga-aastaselt elektrivõrgu investeeringute eelarvet ja pikaajalist 10 aasta investeeringute kava. Käesolevas peatükis antakse ülevaade projektidest, mida Elering kavandab lähima 10 aasta jooksul. Peatükis sisalduvad nii lähima 5 aasta eelarvestatud kui 10 aasta ajahorisoni planeeritavad investeeringud, mis lisaks varustuskindluse tagamisele toetavad ka taastuvale energiatootmisele üleminekut. Kuna tulevikus aastase tarbimise mahust 100% peab Eestis toodetavast elektrienergias olema pärit taastuvatest energiaallikatest, vajame juba lähiajal täpsemat projektsiooni sellest, kuhu taastuvenergia allikad liituvad ning selle põhjal saab hinnata täpsemalt võrgu täiendavaid investeeringuvajadusi ning need ka õigeaegselt valmis ehitada. Käesolev peatükk annab ka ülevaate liitumisprotsessi erinevates faasides olevatest tootmissuunalistest võimsustest.

Suurematest investeeringutest, mida Elering teeb juba täna ja mis toetavad taastuvenergia liitumist on sünkroniseerimisel Kesk-Euroopaga tehtavad mahud ning taastepaketist (RRF) tehtavad võrgutugevdused. Planeeritavatest investeeringutest suurema mõjuga on Estlink3, Saaremaa 330 kV ühendus, Eesti-Läti 4s ühendus ja suuremate tarbimiskeskuste võrgu tugevdamisega seotud investeeringud.

Energiasüsteem muutub üsna kiiresti praegusest paljugi paindlikumaks. Uut laadi energiasüsteem, kus on palju hajatootmist, vajab tarbimise juhtimist ja selle ajastamist. Selleks on vaja luua võimekus nihitada tarbimist päeva sees tundidele, kus hind on soodsam. Näiteks tuleks elektrisõidukeid targalt laadida, küttesüsteeme juhtida koos soojussalvestite või akumulatsiooniga ja kasutusele võtta akud või pumphüdroelektrijaam. Selline energiatarbimine loob soodsamad kulud tarbijale, energiasüsteemi ühtlasema koormamise ja stabiilsuse. Samuti vajab tulevikuenergiasüsteem päeva vaates lühiajalist paindlikkust ja elektrienergia importimist. See loob võimaluse katta tarbimine päevadel, mil hind on kallim, energiamahuka tööstuse paindlikkuse, vesiniku tootmise või energia impordi kaudu, mis mängib olulist rolli toodetud taastuvenergia efektiivsel kasutamisel. Lisaks eelnevale on vaja nädala vaates pikaajalist paindlikkust ja juhitavaid võimsusi, mis kataksid tarbimist perioodidel, kus taastuvenergia toodang on väga väike ning hind väga kõrge. Selleks on vaja Eesti elektrivõrku juhitavaid elektrijaamu, mis tagaksid Eesti varustuskindluse. Elektritarbimine kasvab märkimisväärselt, kuid uut laadi elektritarbimisega suureneb ka elektritarbimise paindlikkus ehk võimekus tarbimist ajastada tootmise järgi ning seda salvestada. Tarbimise juurde lisandub palju hajatootmist päikesepaneelide näol, mistõttu muutub tarbimise profiil – kui päike paistab, siis võrgu suhtes tarbimine väheneb või muutub tootmiseks.

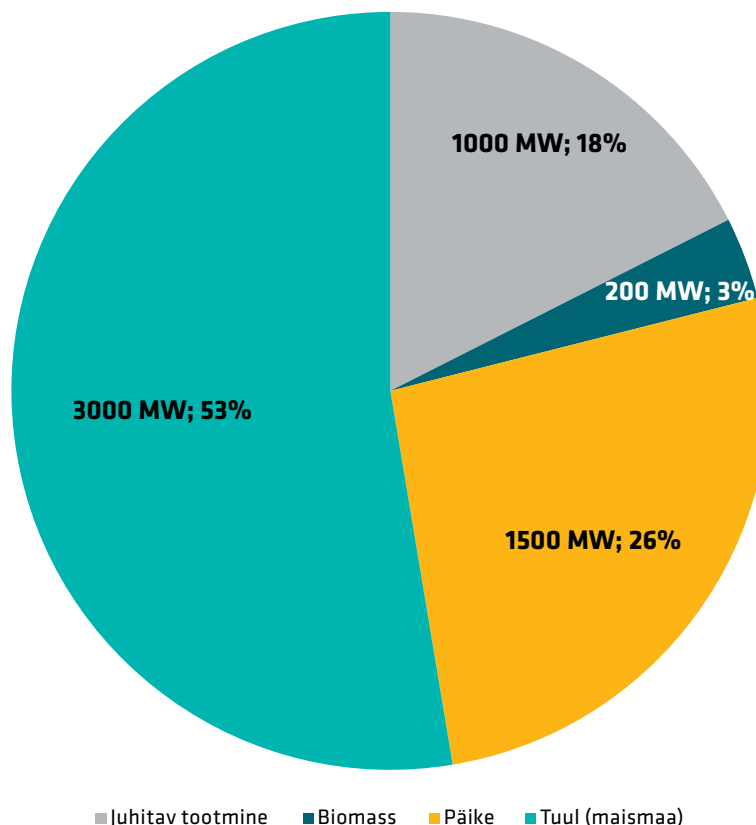
¹⁷ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

¹⁸ <https://kliimaministerium.ee/media/9407/download>

Taastuenergia 100 eesmärgi täitmiseks 2030. aastal on vaja ca 10 TWh aastast taastuenergiatoodangut. Selle eesmärgi täitmiseks on üks võimalik tootmisportfelli vaade erinevat tüüpi tootmisvõimsuste mahuga ca 5,7 GW ja täiendavalt ca 0,5 GW salvestusvõimsust. Põhiosa vajadusest kataks tuuleenergia ja väiksemas osas päike, biomass. 1000MW juhitav tootmine on vajalik varustuskindluse tagamiseks hetkedel, mil taastuenergia toodang on väga madal ja välisühenduste võimsus on piiratud.

Joonis 3.1
2030 tootmisportfell

Tootmisportfell 2030 aastal – 5700 MW



Tänased liitumislepingud seda võimsust ei garanteeri ning juurde on vaja liita täiendavalt suuremahulist taastuenergiat.

Taastuvelektri suuremahuline ühendamine võrku tähendab uute elektrijaamade ühendamist paljudel juhtudel võrgupiirkondadesse, kus ajalooliselt tootmisvõimsusi ei ole varem olnud. Taastuenergia tootmine on juhusliku iseloomuga ning võrreldes varasemaga tekib juurde palju erinevaid võimalikke võimsusvõrgude edastamise suundi. Selleks, et tagada häiringuteta elektri transport taastuvelektri tootmiste juurest tarbijatele, peab suurendama nende piirkondade võrgu läbilaskevõimet. Kuna 100% aastase elektritarbimise katmine tähendab ka seda, et taastuvelektri nominaalset tootmisvõimsust peab olema ülekattega ehk mõned korrad enam kui on Eesti elektrisüsteemi tarbimisvõimsus, tekib tulevikus sageli tunde, kus taastuvelektri toodang ületab oluliselt tarbimisvõimsust ja see elekter tuleb kas eksportida või salvestada kohapeal. See nõuab täiendavalt võrgu läbilaskevõimsuse suurendamist, eriti just nendes piirkondades, kuhu täiendavat taastuvelektri tootmist ühendatakse. Tavaliselt tähendab see kogu piirkonna 110 kV võrgu uuendamist ja 110/330 alajaamade tugevdamist ja trafode lisamist. Järgnevalt kirjeldatud investeeringud katavad suure osa teadaolevast võrgutugevduse vajadusest, aga kavandatava 100% taastuvelektri katmiseks on vajalik teha veel täiendavaid investeeringuid, mis selgitatakse välja vastavalt sellele, milliseks kujuneb tuleviku taastuvelektrijaamade koguportfell ja kuhu piirkondadesse uued tootmisvõimsused paiknevad. Selleks, et võrk saaks 2030. aastaks taastuenergia 100 eesmärkide täitmiseks vajaliku tootmisportfelli ühendamiseks valmis, võib osutada vajalikuks osade investeeringute ette tegemine enne, kui tootja alustab liitumisprotsessi. Vastasel juhul ei jõua võrgutugevdamisega seotud planeeringute ja ehitusega seotud tegevused tähtaegselt valmis. Üheks võimaluseks on tagada perspektiivse tootmissuunalise liitumise võrgutugevdused võrgu arenduskohustuse raames ning liitumisprotsessi kiirendamiseks kasutada fikseeritud megavatipõhiseid liitumistasusid.

3.2 INVESTEERINGUD ÜLEKANDEVÕRKU

Allolev kaart annab ülevaate Eesti ülekandevõrku tehtavatest investeeringutest aastatel 2023-2035. Kaardil on selguse mõttes kujutatud ainult suuremahulisi investeeringuid, nagu uute liinide/alajaamade ehitus, olemasolevate liinide rekonstrueerimine või asendamine kaabelliinidega ning mõned suuremad liinide renoveerimistööd. Detailsem investeeringute kava asub Elering AS-i [kodulehel](#). Lisaks Eleringi kinnitatud investeeringutele on alloleval kaardil kokkuvõtlikult kuvatud suuremaid võimalikke arenguperspektiive, mida detailsemalt käsitletakse järgnevates alapeatükkides. Kaardil kujutatud investeeringud jagunevad järgmiselt:

- **Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud**

Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames on praeguseks lõpetatud Eesti-Läti kolmanda 330 kV ühenduse rajamine ning käsil on põhja-lõunasuunaliste 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine. Sünkroniseerimiseks tehtavatest investeeringutest on lähemalt räägitud peatükis 3.2.1.

- **Piiriülesed võrguinvesteeringud**

Planeerimisel on Eesti-Soome kolmanda ja Eesti-Läti neljanda ühenduse rajamine ning Lääne-mere merevõrgu arendamise projekt. Investeeringuid on kirjeldatud peatükis 3.2.3.

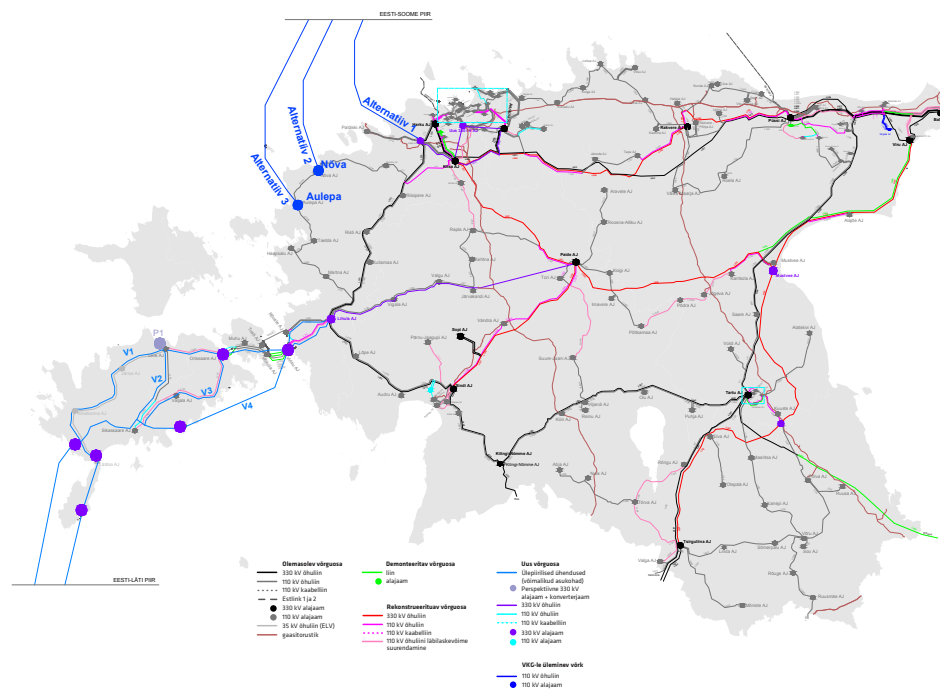
- **Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud**

Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavate võrguinvesteeringute programm näeb ette investeeringuid 110 ja 330 kV elektrivõrku, mida kirjeldatakse peatükis 3.2.2.

- **Eesti-sisised võrguarengud**

Tegemist on elektrivõrgu töökindluse, läbilaskevõime ja efektiivsuse tagamiseks ning võrgu vananemise peatamiseks tehtavate investeeringutega, mida on kirjeldatud peatükis 3.5.

Joonis 3.2
Investeeringud Eesti
elektrisüsteemi



3.2.1 Sünkroniseerimisega kaasnevad investeeringud

Sünkroniseerimise eelduseks on Eesti sisemaise põhja-lõunasuunalise 330 kV võrgu ja olemasolevate Eesti-Läti 330 kV õhuliinide tugevdamine ning kolmas Eesti-Läti 330 kV õhuliin Tallinna ja Riia vahel, et parandada läbilaskevõimet Eesti ja Läti vahel ning tõsta nii Eesti kui ka Läti varustuskindlust.

Teine oluline eeldus on minimaalse vajaliku inertsiga ja lühisvõimuse taseme tagamine, et säilitada elektrisüsteemi sageduse-, pingepinge- ja nurgastabiilsus nii normaal- kui ka süsteemi häiritud olukorras. Selleks on vaja elektrisüsteemi paigaldada kolm sünkroonkompensaatorit. Sünkroonkompensaator on elektrivõrgu ühendatav seade, mis aitab tagada süsteemi toimimiseks vajaliku inertsiga ehk mehaaniliselt pöörleva massi ning samuti toetab sünkroonkompensaator süsteemi lühisvõimuse ning vajadusel reaktiivvõimsuse reserviga. Sünkroonkompensaatorite asukohtadeks on Püssi, Viru ja Kiisa 330 kV alajaamad. Seoses sünkroniseerimise projektist tuleneva ülekandesüsteemi topograafia ja konfiguratsiooni muutusega genereeritakse ülekandesüsteemis rohkem reaktiivenergiat ja väheneb seadmete hulk, mis võimaldavad pingepinge juhtimise panustada. Kirde-Eesti tootmisvõimsuste järkjärguline vähenemine ja Venemaa-suunaliste liinide tööst välja viimine tingib olukorra, kus teatud perioodidel tuleb süsteemil hakkama saada suurenenud reaktiivenergiavoogudega. Sellest tulenevalt lisatakse pingepinge juhtimise seisukohalt strateegilistesse võrgusõlmedesse (Viru, Balti, Paide ja Mustvee 330 kV alajaamad) reaktiivenergia kompenseerimiseseadmed.

Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord ning sünkroonkompensaatorite ja pingepingeseadmete asukohad on esitatud joonisel 3.3.

3.2.1.1 Teostatavad investeeringud

Valminud on Eesti-Läti kolmas ühendus, Balti-Tartu ja Tartu-Valmiera 330 kV õhuliinid ning paigaldatud on esimene sünkroonkompensaator Püssi alajaamas ja sujuvreguleeritavad šuntreaktorid Paide ja Balti alajaama.

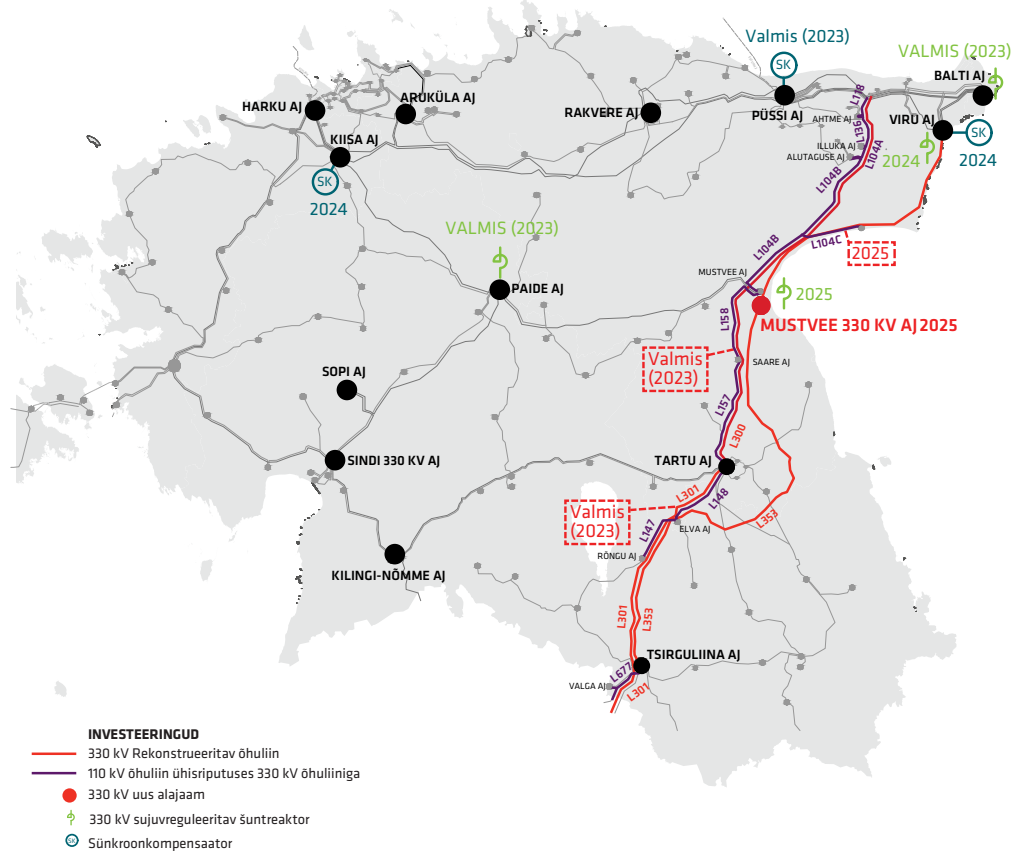
Kavas on Viru-Tsireguliina 330 kV õhuliini kogu pikkuses rekonstrueerimine ja uue Mustvee 330 kV alajaama rajamine (valmivad aastal 2025). Mustvee 330 kV alajaama ühendatakse Viru-Tsireguliina ja Viru-Paide 330 kV õhuliin, mille tulemusena tekib kolme otsaga liin: Viru-Tsireguliina-Paide.

Planeeritud on sünkroonkompensaatorite paigaldus Viru (valmis 2023. aasta lõpuks) ja Kiisa 330 kV alajaamadesse (valmis aastal 2024) ning sujuvreguleeritavate šuntreaktorite paigaldus Viru 330 kV alajaama ja rajatavasse Mustvee 330 kV alajaama.

3.2.1.2 EstLink 1 juhtimisüsteemi uuendamine

Sünkroniseerimine Mandri-Euroopa ühendsüsteemiga läbi Leedu-Poola vahelduvvoolu ühenduse esitab senisega võrreldes elektrisüsteemi toimimiseks, eelkõige sageduse juhtimiseks, suuremad nõuded. Seetõttu on vaja täiendada Eesti-Soome vahelise alalisvoolu ühenduse juhtimisüsteemi, lisades sinna sageduse juhtimiseks vajalikku täiendavat funktsionaalsust. Tulenevalt EL1 vanusest on olemasolev juhtimisüsteem juba vananenud, mistõttu vahetatakse välja kogu olemasolev juhtimisüsteem nii Eesti kui ka Soome poolel ning lisatakse vajalik funktsionaalsus, mille tulemusel paraneb alalisvooluühenduse kaudu pakutavate turuteenuste ja sageduse toetamise võimekus. Esialgse ajakava kohaselt on projekti alguseks plaanitud 2024 ning valmimise ajaks 2027.

Joonis 3.3
Sünkroniseerimise
projekti raames
teostatavad
investeeringud



3.2.2. Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud

Peatükis kirjeldatud investeeringute pakett on kaasrahastatud Euroopa Liidu taastepaketist (RRF¹⁹).

Ajalooliselt on elektri tootmine paiknenud Eestis peamiselt ühes piirkonnas – Ida-Virumaal. Taastuenergia tootmisestruktuur (tuuleparkide, päikeseelektrijaamade) jaoks sobilikud asukohad paiknevad aga üle Eesti, eelkõige Lääne-Eestis, mis on taastuenergia tootmisvõimsuse võrguga ühendamise seisukohalt kõige nõrgem. Liitumisvõimaluste parandamiseks tuleb 110-330 kV võrgus teha olemasolevate õhuliinide läbilaskevõime suurendamisega seotud investeeringuid ning siduda 110 kV võrk tugevamini 330 kV transiitvõrguga, et vähendada riikidevaheliste võimsusvoogude mõju läbi kohaliku 110 kV elektrivõrgu. Investeeringute tulemusena suureneb võrgu läbilaskevõime ja töökindlus, uueneb vananenud võrk ning likvideeritakse pudelikaelad. Samuti tõuseb ka vastupidavus kliimamuutustele – tormikindlus. Investeeringud on kavas valmis saada juulis 2026.

Augustis sõlmis Elering lepingu Paide-Kiisa 330 kV kõrgepingeliini rekonstrueerimiseks (maksumus 24,7 M€ , Connecto Eesti AS). Liini ehitus suurendab muu hulgas taastuenergia arendamise potentsiaali Lääne-Eestis, sh saartel. Tööde käigus demonteeritakse nii olemasolevad mastid kui juhtmed. Liini trass ei muutu ning uued liinimastid püstitatakse seniste mastide asukohtadesse. Liini uuendustööd peavad olema lõpetatud 2026. aasta suvel. Osaliselt paigaldatakse Paide-Kiisa uuendatud liini mastidele ka praegu eraldi mastidel kulgev Paide-Rapla 110 kV elektriliin. Paide-Kiisa kõrgepingeliini ehitust rahastab Elering elektribörsilt Nord Pool laekuvast ülekoormustasust. Tööde kaasrahastajaks on Euroopa Liidu Taaste ja vastupidavusrahastu (RRF). Eesti elektritarbija võrguteenuse tariifi liini uuendamine ei mõjuta.

Mustvee-Paide 330 kV liini rekonstrueerimisel kasutatakse ühisriputuse võimalust 110 kV liinidega. Mustvee-Kantküla 110 kV liin viiakse kohe Mustvee-Paide 330 kV liiniga samadele mastidele. Paide-Koigi ja osaliselt Jõgeva-Kantküla 110 kV liinid viiakse pärast amortiseerumist Mustvee-Paide liiniga samadele mastidele. Selleks kasutatakse Mustvee-Paide liini rekonstrueerimisel ennetavalt 330/110 kV maste Paide-Koigi ja Jõgeva-Kantküla tulevikus planeeritava ühisriputuse lõikudes.

¹⁹ <https://www.consilium.europa.eu/et/policies/the-eu-budget/long-term-eu-budget-2021-2027/>

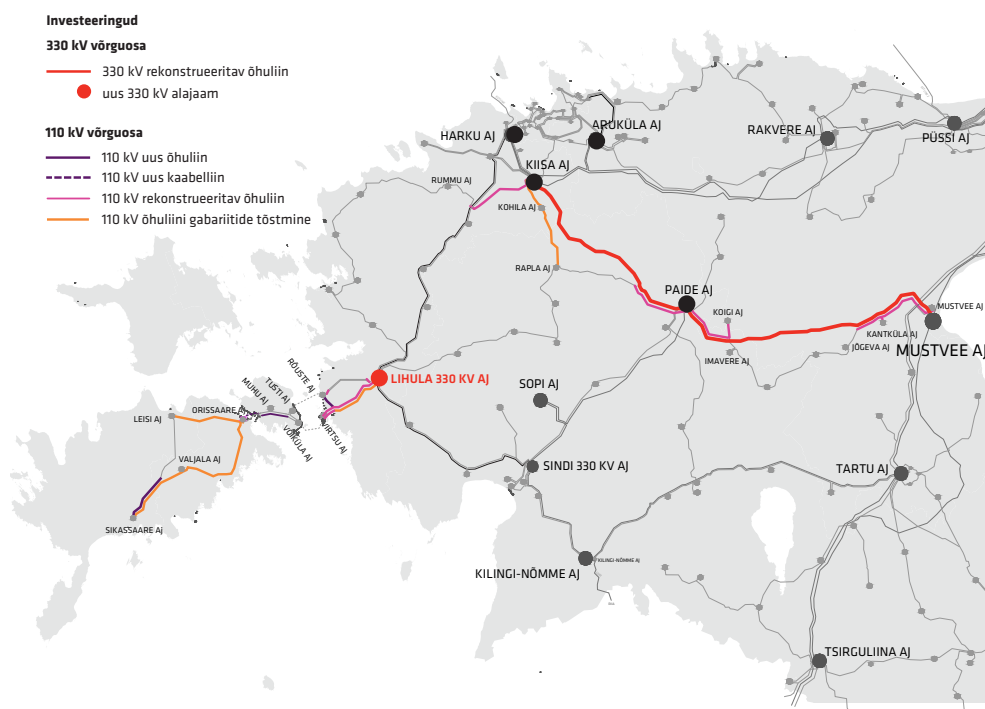
Mais 2023 sõlmis Elering lepingu, millega ehitatakse Lihulasse uus 330/110 kV alajaam (maksumus 34 M€, Connecto Eesti AS). Lihula 330 kV alajaam parandab oluliselt võimalusi uute taastuenergia tootmisvõimsuste liitmiseks Lääne-Eestis, alajaama abil lühenevad lääne piirkonna 110 kV liinide pikkused, tänu millele vähenevad pingelangusest põhjustatud negatiivsed mõjud, kaod, suureneb varustuskindlus ning 330 - 110 kV võrgu seotus. Uue 330 kV alajaamaga väheneb põhja-lõunasuunaliste transiitvoogude mõju läbi Lääne-Eesti 110 kV võrgu, lisaks on planeeritava alajaama abil võimalik luua lahutuspunkte transiitvoogude täielikuks elimineerimiseks, eriti nõrgematel liinidel. Lihula uus alajaam valmib 2026. aasta esimeses pooles.

Saarte varustuskindluse suurendamiseks rekonstrueeritakse mandrilt saari toitvad Lihula-Virtsu 110 kV liinid ja rajatakse uus 110 kV liinilõik Rõuste alajaamast, mis ühendatakse Lihula-Virtsu L170 110 kV liiniga. Tekib kolme otsaga Lihula-Virtsu-Rõuste 110 kV liin. Muhul on tänase seisuga lõppenud Võiküla-Orissaare 110 kV liini eraldi mastidele viimine Rõuste-Muhu-Leisi 110 kV liinist. Sellega on likvideeritud oht, et Saaremaa, Hiiumaa ja osaliselt Muhu saar jäävad toiteta, kui varasemalt kaheahelalise liini mast oleks purunenud. Sikassaare piirkonna varustuskindluse tõstmiseks rajatakse eraldi mastidele ka Sikassaare alajaama suunduv kaheahelaline liinilõik.

Keskkonnamõjude vähendamiseks ja ilmastikukindluse tõstmiseks on sõlmitud leping Väikese väina teise kõrgepinge merekaabli rajamiseks (7,3 M€, Connecto Eesti AS). Väikese väina teise 110-kilovoldise merekaabli kogupikkus on ligikaudu seitse kilomeetrit, millest viis kilomeetrit paikneb otseselt meres. Kaabel ühendab Muhu saare läänerannikul lõppeva õhuliini Orissaare alajaamaga Saaremaal. Ehitustööd valmivad 2024. aasta sügisel. Läbilaskevõime suurendamiseks tõstetakse Lääne-Eesti ja saarte piirkonnas olemasolevate 110 kV liinide gabariite ehk suurendatakse maapinna ja juhtme vahelist kaugust.

Programmi raames tehtavaid investeeringuid on kujutatud alloleval joonisel:

Joonis 3.4
Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavad investeeringud



3.2.3 Välisühendused Soome ja Lätiga

Eestil on vaja rohe-eesmärkide täitmiseks, elektrituru integreerimiseks ning varustuskindluse ja energijaalgeoleku tagamiseks luua täiendavad ühendused Läti ja Soomega. Täiendav ühendus Soomega vähendab Eesti ja Soome vahe kaubanduslikku ülekoormust ning seeläbi väheneb elektribörsi hinnaerinevus. Lisaühendus Lätiga aitab üle kanda Läänemere tuuleparkidest toodetud energiat ning samuti aitab vältida kaubandusliku ülekoormuse teket Eesti ja Läti vahel pärast EstLink 3 valmistamist.

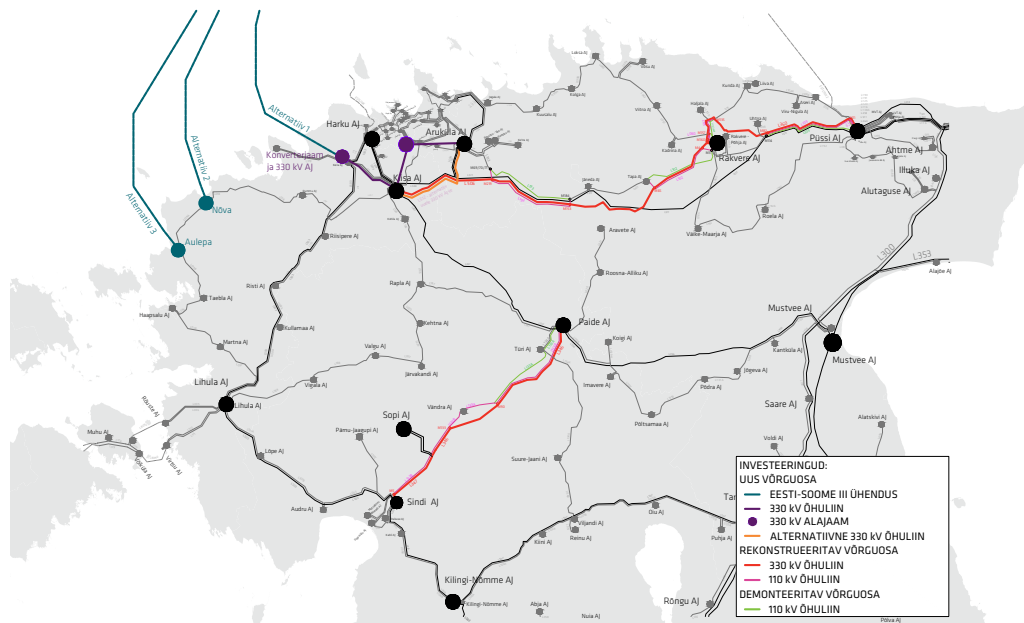
Investeeringuotsust ei ole tänaseks tehtud kummagi projekti osas. Planeeritud otsuse periood võiks olla 2027, pärast seda, kui planeeringumenetlused on lõpetatud. Uute liinitrasside jaoks vajaliku riikliku eriplaneeringu kestvus on eeldatavalt kuni 4 aastat.

3.2.3.1 Eesti-Soome kolmas ühendus

2022. aasta juunis kirjutasid Eesti ja Soome elektrisüsteemi haldurid Elering ja FinGrid alla vastastikuse mõistmise memorandum, milles leppisid kokku ühise tööprotsessi käivitamise Eesti-Soome kolmanda elektriühenduse (EstLink 3) rajamiseks. Kokkuleppe kohaselt hõlmavad ühised tegevused nii tehnilisi küsimusi, vajalikke investeeringuid kui asjakohast ajagraafikut. EstLink 3 planeeritav alalisvoolu ühendusvõimsus on 700 MW nimipingel 450kV või 320kV. Eelduslikult võiks uus ühendus valmida 2035. aastal. EstLink 3 koosneb Eestit ja Soomet ühendavast HVDC kaabelliinist ning kaabli otstes paiknevatest konverterjaamadest. Eesti poolel olev konverterjaam ühendatakse 330 kV võrguga läbi uue rajatava 330kV alajaama. Praegu on käimas uuring, millega analüüsitakse sobivaimat kaabli randumiskohta ja konverterjaama asukohta ning 330 kV võrgu sidumist konverterjaamaga. Uuringu alusel saab koostada täpsema kuluanalüüsi ja projekti ajagraafiku. Võimalikud trassikoridorid on kujutatud joonisel 3.5.

Seoses EstLink 3 rajamisega tuleb tugevdada olemasolevat võrku. Selleks on vaja rajada Tallinnasse uus 110kV/330kV alajaam, mis ühendatakse uute 330 kV liinide abil Aruküla ja Kiisa 330 kV alajaamaga. Alternatiivina uuele alajaamale kaalutakse Aruküla ja Kiisa 330 kV alajamade vahele 330 kV õhuliini rajamist. Lisaks uute liinide ehitamisele rekonstrueeritakse olemasolevad 330kV õhuliinid Kiisa – Rakvere, Rakvere – Püssi, Paide – Sopi ja Sopi – Sindi. Nimetatud liinide rekonstrueerimisel tõstetakse nendega ühistele mastidele paralleelselt kulgevaid 110 kV liine. Ühisriputus võimaldab vähendada mõju keskkonnale ning kokku hoida tulevikus trasside ja liinide hoolduskuludelt.

Joonis 3.5
EstLink 3
investeeringud



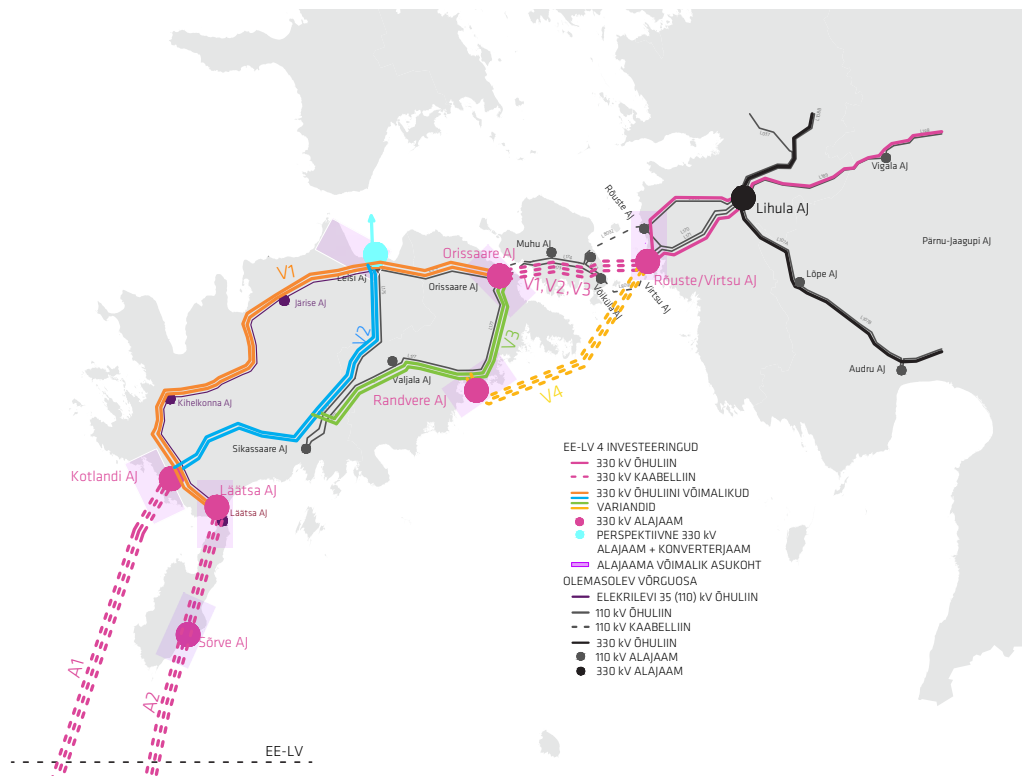
3.2.3.2 Eesti-Läti neljas liin

Elering on arendamas täiendavat piiriülest ühendust Lätiga (nõ Eesti lõunasuunaline merevõrk). Lisaks 2020. aastal Eesti ja Läti riikide vahel sõlmitud ühtsete kavatsuste memorandumile tuuleenergeetika arendamiseks²⁰, sõlmisid 2021. aasta kevadel mõlema riigi põhivõrguettevõtted (Lätis põhivõrgu operaa- tor on AS Augstsprieguma tikls, lühidalt AST) kokkuleppe, mille raames analüüsiti ühiselt parimaid või- malikke lahendusi täiendava 700-1000 MW ülekandevõimsuse rajamiseks. Projekt näeb ette Eesti ja Läti vahele neljanda 330 kV ühenduse rajamise, kuhu on võimalik külge liita taastuenergiatootmist Elering (ja AST) ei asu ise täiendavaid tootmisvõimsusi rajama, vaid vastutavad taastuenergia eesmärkide saa- vutamiseks sobiliku võrgu välja ehitamise ning maismaavõrguga ühendamise eest.

2021.-2022. aastal viis Elering läbi Eesti-Läti 4. ülekandeliini võimalike trassikoridoride eelanalüüsi, mille tulemusena täiendava ülekandevõimsuse tagamiseks sobivaim algus Eestis on läänerannikult suunaga Läti läänerannikule (Pävilosta piirkond). See tähendab uue 330 kV võrgu rajamist Lihula piirkonnast üle Muhu ja Saaremaa (allolev joonis). Eesti-Läti 4. ülekandeliini trassikoridor ja täpne tehniline lahendus ei ole tänase seisuga veel paigas, kuna sõltub riigi eriplaneeringust, selle raames tehtavast keskkonnamõ- jude hindamisest ning projekteerimisest. Keskkonnamõjude hindamise programm on kavas koostada aastal 2024, programmi elluviimine on kavas teha aastatel 2025-2027. Projekteerimine on eeldatavasti plaanis aastatel 2025-2026. Kogu projekti valmimistähtaeg on aasta 2035.

Alloleval joonisel on kujutatud Eesti-Läti 4. ühenduse võimalikud trassikoridoride valikud ja alajaamade võimalikud asukohad olemasolevas põhivõrgus ning uus Lihula-Paide 330 kV õhuliin.

Joonis 3.6
EE-LV neljanda
ühenduse võimalikud
trassid



²⁰ <https://www.mkm.ee/et/uudised/eesti-ja-lati-solmisid-uhise-meretuulepargi-eelarendamise-leppe>

3.2.3.3 Euroopa Liidu ühishuviprojektid

Eesti-Läti neljanda ja Eesti-Soome kolmanda ühenduse projekt on kinnitatud Euroopa Liidu ühishuviprojektide nimekirja. Ühishuviprojektid (PCI – *Projects of Common Interest*) on Euroopa avalikku huvisse kuuluvad projektid, millel on piiriülene mõju ning mis aitavad kaasa Euroopa ühtse energiasüsteemi arengule, parandavad konkurentsi energiaturgudel ja tõstavad Euroopa energiajulgeolekut.

Ühishuviprojektide loamenetlusi ja planeerimist viiakse läbi vastavalt määrusele (EL) nr 347/2013, konsulteerides ja kaasates kõiki asjasse puutuvaid huvigruppe. Ühishuviprojektide nimekirja on võimalik projektidel kandideerida igal aastal kindlate kategooriate all. Ühishuviprojektide nimekirja kinnitatud projektidel on õigus hiljem taotleda rahastust ka Euroopa fondist Connecting Europe Facility (CEF).

3.3 VÕRGU PIKAAJALINE TULEVIKUVISIOON

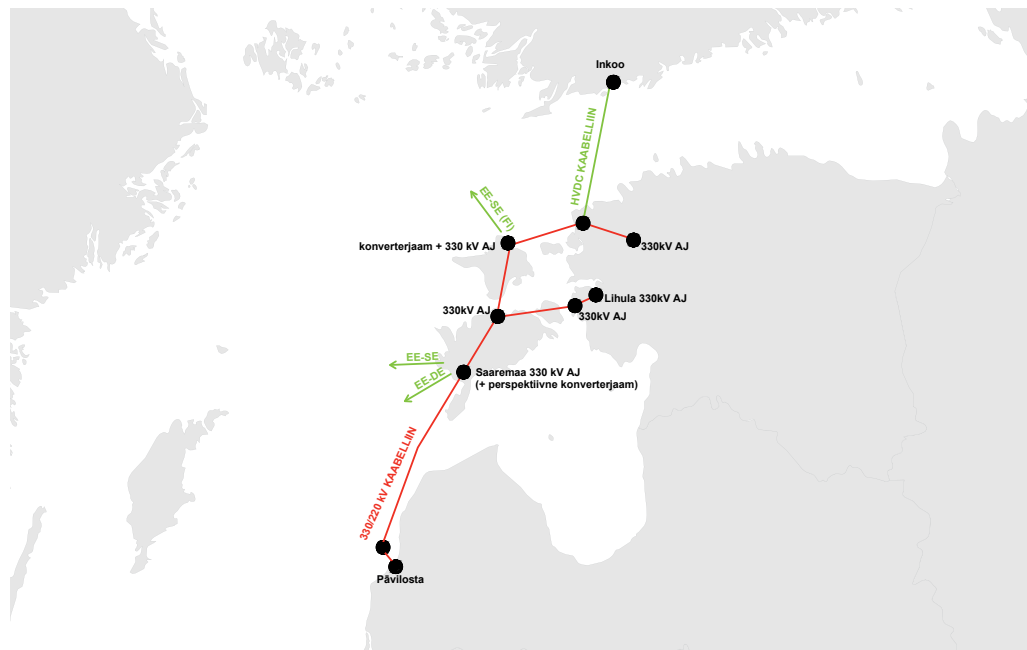
Eesti elektritarbimise tõusu prognoos näeb ette tarbimise kasvu 15 TWh-ni aastas 2050. aastaks. Suuri tuuleparke saab ühendada ainult suure läbilaskevõimega võrkudesse. Eesti puhul tähendab see 330 kV elektrivõrgu laiendamist ning alajaamade ehitust tuulealade lähedusse, et tuuleparkide võrku liitmine oleks mõistlike kuludega teostatav. Kuna tuule potentsiaal ületab mitmekordselt Eesti energiavajadust ning ette on näha, et Kesk-Euroopa taastuenergia vajadus suureneb, on vaja ehitada täiendavaid välisühendusi. Välisühendusi on mõistlik rajada suuremahulise taastuenergia tootmise asupaikadest.

Merevõrgu arenguga seoses kaalutakse ühe alternatiivina Eesti – Soome kolmanda ühenduse loomist ka läbi Aulepa/Nõva (all olev joonis). Selline lähenemine moodustaks ringühenduse Saaremaa, Hiiumaa ja Mandri-Eestiga. Selline lahendus ühendab omavahel tuulealad Hiiumaa ja Saaremaa ümbruses, Est-Link3 ja Eesti-Läti neljanda ühenduse. Väljakutseks on aga investeeringute kõrgemad maksumused ja suurem ajakulu, mis on seotud erinevate planeeringute vajadustega. Kuigi esialgne maksumus on oluliselt suurem, võib pikas perspektiivis osutuda selline lahendus optimaalseks. Nimelt võib eeldada, et tuuleelektri potentsiaal saab igal juhul tulevikus kasutatud, mis tähendab, et merre tekivad tulevikus suure tõenäosusega tootmisvõimsused, mis vajavad ülekandevõrke. Erinevaid alternatiive ja ühendusi uuritakse edasi ja paremate lahenduste selgumisel need rakendatakse. Aasta 2024 alguses saab valmis ENTSO-E poolt koordineeritud merevõrgu arengukava (ONDP- Offshore Network Development Plan), mis näitab Läänemere taastuenergia pikema perspektiivi potentsiaali ja võimalikke tootmismahutusi ning täiendavate ühenduste rajamise vajadusi, mis võiks anda esialgse vaate täiendavate ühenduste vajaduse kohta. Selle alusel saab edasi planeerida ja analüüsida Eesti taastuenergia toomisportfelli ja sisemised või mereparkide lahendusi.

Allpool väljatoodud pikaajaline vaade näeb ette vahelduvvoolu 330 kV võrgu arendamist Eesti suursaar-tele Hiiumaale ja Saaremaale potentsiaalsete tuulealade lähedusse. Perspektiivne lahendus sisaldab tuulealade lähedusse rajatavaid alajaamu, kuhu on võimalik ühendada suuremahulisi taastuelektri võimsuseid ning täiendavalt ühendada uusi välisühendusi naaberelektrivõrkudega. Ühendused tuleb rajada kahepoolse toitega, et tagada varustuskindlus ja ülekandevõimekus ka N-1 olukorras. Selleks ühendatakse Hiiumaale ja Saaremaale laiendatud põhivõrk omavahel täiendava 330 kV liiniga. Saaremaa 330 kV alajaama kahepoolse toite tagab Läti suunal ehitatav vahelduvvoolu kõrgepinge kaabelliin. Põhivõrgu laiendamise saartele tuleb arvestada ühenduste läbilaskevõimega minimaalselt 1000 MW. Täpsem läbilaskevõime selgub taastuenergia mahtudest, mis soovitakse erinevatesse punktidesse liita ja ka sellest, kui suuri ülekandevõimsusi naaberriikidega soovib Eesti tagada. Eesti-Läti neljanda ühenduse valmimisaastat (2035) see lahendus ei mõjuta.

09.05.2023 allkirjastasid Elering ja Saksamaa elektri süsteemihaldur 50Hertz ühiste kavatsuste kokkuleppe, mille eesmärk on uurida kahe riigi vahelise kuni 2000 MW võimsusega elektriühenduse ehitamise tehnilisi võimalusi ja tasuvust. Kui ühised mõjuanalüüsid näitavad Eesti-Saksa ühenduse Baltic WindConnector tehnilist teostatavust ja tasuvust, esitavad Elering ja 50Hertz projekti Euroopa süsteemihaldurite koostöös valmivasse elektrivõrgu kümne aasta arengukavva, misjärel on võimalik välja selgitada projekti rahastamise mudel ja välise rahastuse kaasamise allikad.²¹

²¹ <https://elering.ee/elering-ja-50hertz-uurivad-voimalusi-ehitada-est-ja-saksamaa-vahele-elektri-merekaabel>



3.4 MERE- JA MAISMAATUULEPARGID

Aina rohkem taastuvaid energiaallikaid, sealhulgas tuuleenergiat, kasutatakse elektri tootmiseks, mistõttu teevad kõik ELi riigid koostööd Euroopa-ülese energiaturu loomise nimel. Enamik Läänemere piirkonna riike täidab seatud rohe-eesmärgid²² erinevate energiaallikate kasutamisega. Rohe-eesmärkide osaks olevaid taastuvenergia eesmärgi saab saavutada nii maismaa- kui ka meretuulega. Elering vastutab seejuures võrgu valmisoleku eest nii mere- kui ka maismaatuuleparkide liitumiseks.

3.4.1 Euroopa Liidu rohe-eesmärgid

Euroopa Liidu liikmesriigina osaleb Eesti ühiste keskkonnaga seotud kliima-eesmärkide saavutamises ning energiapoliitika elluviimises. Eesti siseriiklik eesmärk²³ on kasvatada taastuvenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest 2030. aastaks 42 protsendini. Lisaks on loodud Energiamaajanduse korralduse seaduse muutmise seadus, millega tõsteti taastuvenergia osakaalu kogu energiatarbimises 2030. aastaks 65%-le ning taastuvelektri toodangu eesmärk 2030. aastaks 100%-ni.

Euroopa Komisjoni poolt loodi Eesmärk 55 (*Fit for 55*) paketi raames ettepanekuid, kuidas tõsta Euroopa-üleseid taastuvenergia eesmärgi nii elektritootmises, transpordisektoris, tööstuses ja energia lõpptarbimises, et täita 2050. aasta kliimanetraalsuse eesmärgi. Paketis käidi välja, kuidas suurendada taastuvenergiapõhist tootmist ning asendada fossiilsed energiaallikad, tõsta energiaefektiivsust ning energiakasutuse paindlikkust ning integreerida elektri, gaasi, transpordi ja soojusenergia kasutamine ühtseks tervikuks. Pärast Venemaa agressiooni Ukraina suhtes käidi Euroopa Komisjoni poolt välja pakett RePower EU, kus toodi välja leevendusmeetmeid lühivaate energia varustuskindluse ja -julgeoleku probleemi lahendamiseks ning keskpikas vaates seati kõrgemad taastuvenergia ambitsioonid, sealhulgas vesiniku kasutuselevõtu kiirendamiseks. Eelnevalt kirjeldatud energiapoliitika ettepanekud ning tänased kõrged energiahinnad suure tõenäosusega kiirendavad taastuvenergia kasutuselevõttu ning vähendavad Eesti ja Euroopa sõltuvust imporditavast fossiilenergiast. Sellest tulenevalt suurenevad riikide toetused ja garantiid energiatootjatele ning süveneb investorite huvi võimalike innovatiivsete lahenduste leidmiseks. Kokku toob see turule uut energiatootmist, parandab süsteemi võimekust, vähenevad kasvuhuonegaaside emissioonid ning väheneb Eesti ja Euroopa energiasõltuvus kolmandatest riikidest.²⁴

²² <https://valitsus.ee/valitsuse-eesmargid-ja-tegevused/rohepoliitika>

²³ <https://kliimaministerium.ee/media/9407/download>

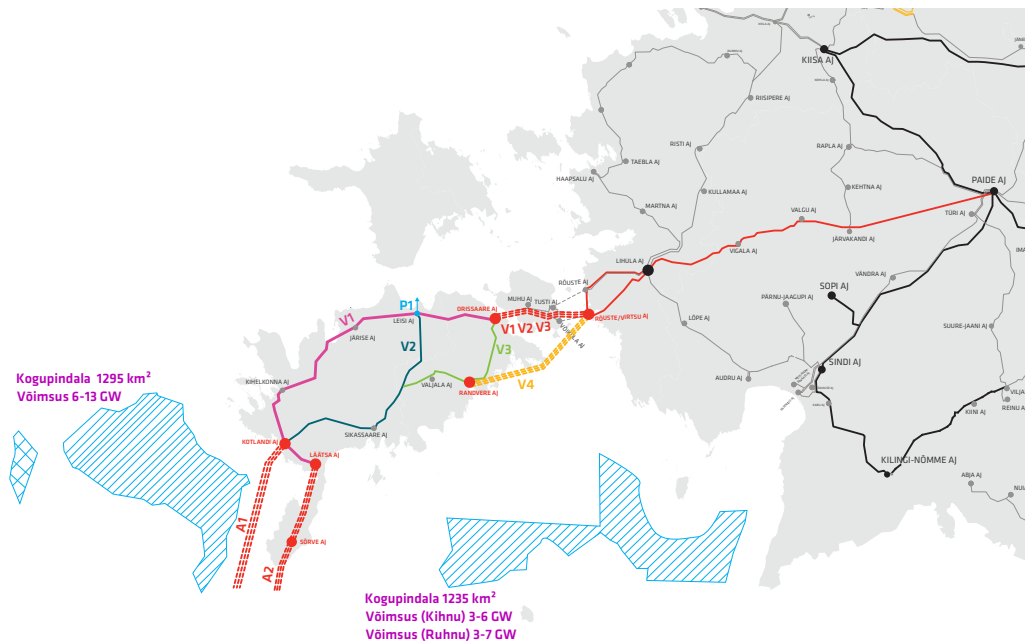
3.4.2 Läänemere ja Eesti meretuule potentsiaal

Eesti teeb teiste Euroopa Liidu riikidega tihedat koostööd, et kõik koos jõuda seatud eesmärkide täitmiseni. Selleks, et planeerimine edukalt kulgeks, luuakse eri merealade piires arengukavasid. Elering koos Läti, Leedu, Poola, Saksamaa, Taani, Rootsi ja Soome põhivõrguettevõtetega on vastutav Läänemere ONDP (*Offshore Network Development Plan*) õigeaegse valmimise eest, mille eesmärgiks on välja tuua, kuidas merevõrk aastate vältel areneb ja kui suureks kasvab, ning analüüsida ühiskonnas tekkivaid eriarvamusi ning nende lahendamist.

Marienburgi deklaratsiooni kohaselt on 2030. aastaks Eesti võrku ühendatud 1 GW meretuuleparke, 2040. aastaks 3,5 GW ning 2050. aastaks 7 GW.²⁵ Eesti meretuulealade potentsiaal on umbes 10 korda suurem, kui Eestil on omatarbeks vaja. Tuuleenergeetika arendamiseks sobilikud alad on kehtestatud Eesti mereala planeeringuga²⁶ ja asuvad Liivi lahes, Saaremaa ning Hiiumaa rannikutel. Eri alade tuulepotentsiaal on järgnev:

- Saaremaa 6-13 GW
- Kihnu 3-6 GW
- Ruhnu 3-7 GW

Joonis 3.8
Meretuuleparkide
alad



Kogu Eesti meretuulepotentsiaali Eesti elektrivõrku ühendamine ei ole mõistlik ega vajalik, mistõttu tuleb luua lahendused, kus energia suunatakse sinna, kus on seda vaja, läbi merevõrgu. TTJA-le on hoonestusloa taotlusi esitatud kokku 2439 km² suurusele alale, millest 1300 km² ulatuses taotlusi kattub, ning mille jaotamiseks kuulutatakse välja konkurs. Mittekattuvaid taotlusi on 20 GW jagu ning olenevalt lõpliku ala määramise tulemustest on taotletud võimsust 30–40 GW, keskmise tuulepargi võimsustihedusega 10–13,4 MW/km². Euroopa Komisjoni Merealade Üldplaneeringu platvormi²⁷ andmetel on Läänemere paigaldatud meretuuleparkide võimsustihedus keskmiselt 5,5 MW/km², mistõttu TTJA-le esitatud taotlused on pigem ülehinnatud mahuga. Tuulikutehnoloogiate arenedes saab aga kasvada ka meretuuleparkide võimsustihedus, kuna näiteks Põhjameres on juba praegu meretuuleparkide alad võimsustihedusega üle 10 MW/km².

Kogu Läänemere tuuleenergia potentsiaal on 93,5 GW, reaalsete projektide koguvõimsus on praegu aga maksimaalselt 50 GW. Läänemereäärsete riikide meretuuleparkide võimsuste eesmärgid aastateks 2030, 2040 ja 2050 on toodud Tabelis 3.1. Põhjamereäärsetel riikidel on aastaks 2030 järgnevad eesmärgid: Belgia 6 GW, Taani (Põhjamere osa) 12,9 GW, Prantsusmaa 4,4 GW, Saksamaa (Põhjamere osa) 30 GW, Iirimaa 7 GW, Norra 0 GW ja Holland 16 GW.

²⁴ <https://kliimaministerium.ee/energeetika-maavarad/taastuenergia/taastuenergia>

²⁵ <https://valitsus.ee/media/5288/download>

²⁶ [Mereala planeering | Rahandusministerium \(fin.ee\)](#)

²⁷ [Capacity Densities of European Offshore Wind Farms | The European Maritime Spatial Planning Platform \(europa.eu\)](#)

Tabel 3.1.
Läänemereäärsete riikide meretuuleparkide võimsuste eesmärgid²⁸

Riik	2030 [GW]	2040 [GW]	2050 [GW]
Taani	7,9	7,9	7,9
Saksamaa (Läänemere osa)	4,1	4,1	4,1
Eesti	1,0	3,5	7,0
Läti	0,4	0,4	0,4
Leedu	1,4	2,8	4,5
Poola	5,9	10,9	10,9
Soome	1,0	5,0	12,0
Rootsi	0,7		
Kokku Läänemeres	22,4	34,6	46,8

Joonisel 3.8 on võimalik tutvuda meretuuleparkide aladega, mis on märgitud kaardile lillaga. Informatiooni potentsiaalsete avamere taastuenergia arendusprojektide kohta leiab siit: <https://xgis2/page/app/TT/Ahoonestusload>

3.4.3 Tuuleparkidest toodetud energia kasutusvõimalused Eestis

Eesti aastane elektrienergia tarbimine suureneb aastaks 2030 praeguselt 8,5 TWh-lt umbes 9,9 TWh-ni (täpsem informatsioon peatükis 4.4 Tarbimise prognoos). Selleks, et elektrienergia tarbimist katta, on lisaks päikeseenergiale vaja 3 GW tuuleparke, mis kindlasti tagaks taastuenergia eesmärkide täitmise. Eesti 2030. aasta tootmise prognoosis on lisanduvate tuuleparkide võimsus kuni 2 GW. Täna tehakse võrku ühendamiseks vajalikud võrgutugevdused liitumisprotsessi käigus, kuid 2030. aastaks on vaja luua võrguvõimekus täiendavate liitumiste lisandumiseks ning arvestada need arenduskohustuste hulka. Seetõttu võib osutuda vajalikuks võrgu ettevalmistamine nagu praegu tehakse olemasolevate võrguklientide perspektiivsete vajaduste katmiseks.

Meretuulepotentsiaal on Eestis kordades suurem maismaatuule potentsiaal. Kuna meretuulepotentsiaal ületab kordades Eesti taastuenergia vajadust, tuleb seda arendades luua ka täiendavaid välisühendusi, et üle jäävat elektrienergiat oleks võimalik Eestist väljapoole suunata. Taastuvatest energiaallikatest üle jääva elektri hõlpsaks kasutamiseks on Eestil mitu võimalust. Esiteks saaks suurendada kohalikku tarbimist tööstuste näol, luues Eestisse näiteks metanooli või ammoniagi tootmistööstused, mis kasutaksid üle jäävat elektrienergiat. Lisaks on võimalus elektrienergia ülejääki eksportida riigist välja elektri või vesinikuna. Selleks, et elektrit või vesinikku transportida saaks, on vaja luua riikidevahelisi ühendusi ning süsteeme. Üheks võimaluseks on elektrit eksportida läbi Eesti – Saksamaa 2000 MW-se mereühenduse²⁹, mille võimalusi hetkel juba uuritakse ja mida planeeritakse aastasse 2040. Lisaks sellele on tulevikus potentsiaali rajada lisahendused Soome ning Rootsi, mis suurendaksid riikidevahelisi ülekandevõimsusi.

2050. aasta prognoos näeb ette tarbimise kasvu kuni umbes 15 TWh-ni. Sellise energiakoguse katmiseks jääb Eestil maismaatuulevõimsusest puudu, mille tõttu on vaja lisada võrku ka teisi taastuvaid energiaallikaid nagu näiteks meretuult (pikaajaline tulevikuvision on kirjeldatud peatükis 3.3).

Vesiniku kasutamise ja tootmise potentsiaal on Läänemeres regiooniti erinev. Põhjamaades (Soome, Rootsi, Taani) on oodata märkimisväärset vesiniku nõudlust ja pakkumist. Tuuleenergia kiirest kasvust tulenevalt ületab pakkumine nõudlust, mistõttu on Põhjamaad võimelised vesinikku suurtes mahtudes eksportima või energiaintensiivset tööstust ligi meelitama. Baltikumis, Eestil ja Lätil, on madal vesinikunõudlus, kuid tulenevalt suurest taastuenergiapotentsiaalst suur võimekus vesinikku toota. Eesti ja Läti saavad tulevikus enda taastuenergiat eksportida või sarnaselt Põhjamaadele seda väärindada. Leedus on Baltikumi mõistes suur vesinikunõudlus, tulenevalt rafineerimis- ja väetise tööstustest. Leedu aga ilmselt ei suuda enda vesinikunõudlust ise katta ning vajab vesiniku impordi. Saksamaa ja Poola (koos teiste Kesk-Euroopa riikidega) jäävad energia importijateks. Nendes riikides on suur hulk tööstust, kus on vaja fossiilsed kütused asendada puhta energiaga. Arvestades hetkeolukorda on vaja Eestil otsustada, kuidas ära kasutada oma head potentsiaali. Alloleval joonisel on välja toodud planeerimisjärgus Põhja- ja

²⁸ Microsoft Word - Offshore agreement BEMIP_final_draft_updated_rev (europa.eu)

²⁹ <https://elering.ee/elering-ja-50hertz-uurivad-voimalusi-ehitada-estti-ja-saksamaa-vahele-elektri-merekaabel>

Baltimaade vesinikukoridor, mis on piiriline vesiniku taristuprojekt Soomest Saksamaale läbi Baltikumi ja Poola, mis võimaldab ühendada piirkondliku pakkumise, nõudluse ja salvestamise piki taristut. Selle peakoridori pikkus on umbes 2500 km ning põhja-lõunasuunaline võimsus 200 GWh/päevas.³⁰

Joonis 3.9
Põhja- ja Baltimaade
vesinikukoridor



3.4.4 Kohalikud arendajad

Huvi meretuuleparkide arendamise vastu Eestis on suur. Arenduses on meretuulepargid Lääne-Saaremaal ja Põhja-Hiiumaal. 2028. aastaks valmib Liivi lahes Kihnust 10 kilomeetrit läänes asuva arenduse esimene etapp planeeritava võimsusega 1200 MW ning kogutoodang aastas saab olema umbes 5 TWh. Teine Liivi lahe meretuulepark asub Kihnu saarest umbes 10 kilomeetrit lõuna pool ja hoonestusloaga taotletud ala suuruseks on 183 km². Selle Liivi lahe meretuulepargi võimsuseks on planeeritud 1000 MW ja tootlikkuseks ennustatakse umbes 4 TWh aastas. Samuti planeeritakse 2028. aasta lõpuks valmis saada kuni 1400 MW võimsusega meretuulepark Saaremaa lääneossa. Lisaks eelnevalt nimetatud arendustele on Eesti-Läti koostööprojektina loodud ELWIND³¹, mis asub Lääne-Saaremaa merealal ning on valmis elektrienergia tootmiseks pärast aastat 2030. See tuuleala on võimeline katma umbes 3 TWh elektritoodangut aastas.

Täna kehtivaid lepinguid maismaatuuleparkide ehitamiseks on 13, millest kaks on hübriidpargid ning 11 tuulepargid. Täitmisel liitumislepinguid tuuleparkide lisamiseks elektrivõrku on kaks. Kehtivates lepingutes sisalduvad ka need võimsused, mis mingite teiste piirangute tõttu takistavad tuuleparkide ühendamist mingites piirkondades³².

³⁰ [ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf](#)

³¹ [Elwind \(elwindoffshore.eu\)](#)

³² <https://elering.ee/pohivorguga-liitumine>

3.5 SISEVÕRGU PIIRKONDADE INVESTEERINGUD

3.5.1 Tallinn ja selle ümbrus

Suurima tarbimisega piirkond Eestis on Tallinn ja selle lähiümbrus ning tulevikuperspektiivis on ette näha tarbimise keskmisest kiiremat kasvu võrreldes teiste Eesti piirkondadega.

Tallinnas on käimas õhuliinide asendamine kaabelliinidega:

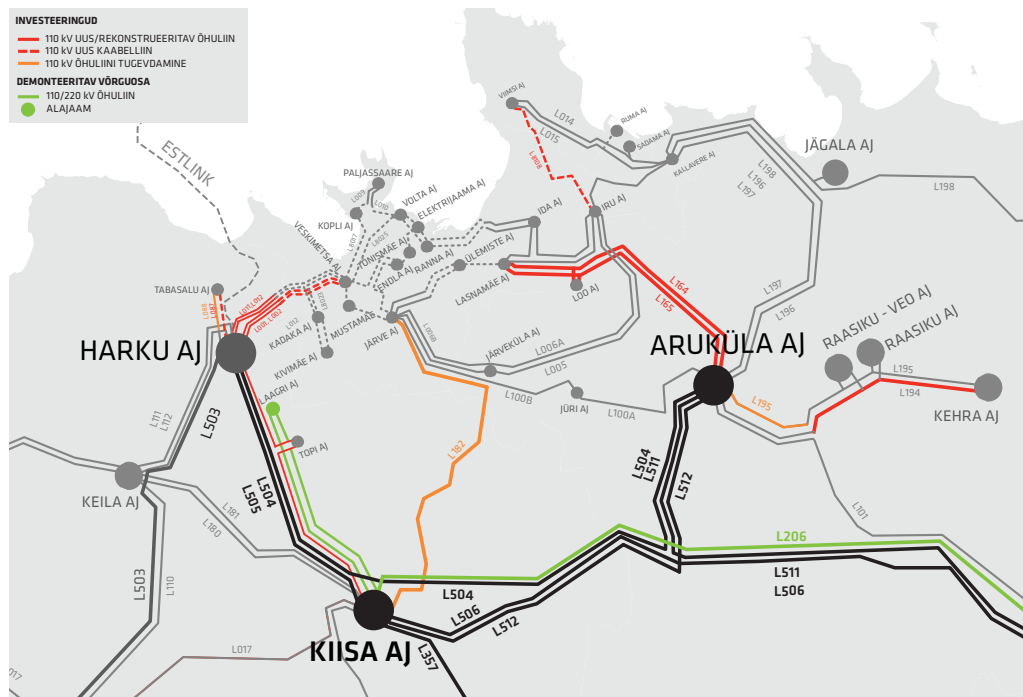
- L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin (kaabliosa on valmis)
- L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin (kaabliosa on valmis)
- L001 Harku-Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L002 Harku-Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine
- L087 Harku-Tabasalu õhuliini asendamine kaabelliiniga

Valminud on Veskimetsa-Kadaka L8023, Veskimetsa-Kopli L8017 ja Veskimetsa-Volta L8025 kaabelliinid ning osaliselt on kaabelliiniga asendatud L009 Kopli-Paljassaare ja L010 Paljassaare-Volta.

110 kV õhuliini tööd:

- 110 kV õhuliinidest rekonstrueeritakse Aruküla-Lasnamäe 110 kV õhuliinid.
- Kehra-Aruküla liinid rajatakse eraldi mastidele, et oleks tagatud Kehra alajaama toide kahe üheaheelalise liiniga. Allesjääval Aruküla-Kehra L195 liinilõigul Aruküla pool tõstetakse gabariidid 45C-le.
- Kiisa-Harku 110 kV õhuliin rekonstrueeritakse Kiisa-Topi ja Topi-Harku liinideks ning demonteeritakse Laagri 110 kV alajaam ja Kiisa-Laagri 110 kV õhuliinid.
- Kiisa-Järve 110 kV õhuliinil on kavas vahetada juhe ja üksikud mastid ning korrastada gabariidid juhtme temperatuuril +60C.
- Tabasalu-Harku L087 õhuliin on kavas viia kaablistse ning teisel Tabasalu-Harku L088 õhuliinil on plaanis juhtme vahetus.
- Demonteerimisel on Eesti elektrisüsteemi ainus 220 kV pingel töötav liin L206 Püssi-Kiisa.

Joonis 3.10
Tallinna
võrgupiirkonna
võrguarengud



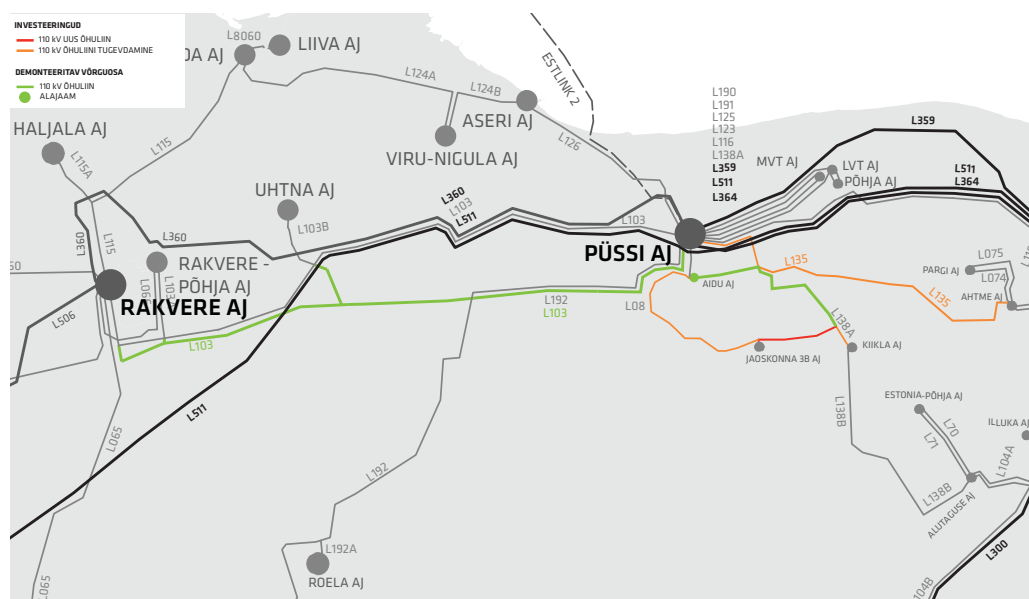
3.5.2 Kirde-Eesti

Kirde-Eesti võrgupiirkonnas muutuvad võimsusvood, kuna pärast Eesti sünkroniseerimist Mandri-Euroopa võrguga ei vajata enam Eesti ja Venemaa vahelisi ülekandeliine. Nimetatud põhjusel on kavas mitmeid töid piirkonna elektrivõrgu optimeerimiseks.

Püssi-Ahtme 110 kV võrgupiirkonnas toimub koormuste ümberjaotumine ja võrgu rekonfigureerimine: Püssi-Kiikla ja Aidu-Ahtme 110 kV õhuliinid ühendatakse kokku nii, et moodustub liin Püssi-Ahtme ning ehitatakse uus 110 kV õhuliin alates Jaoskonna 3B alajaamast kuni Kiikla alajaamani. Gabariite tõstetakse olemasolevatel Aidu-Jaoskonna 3B ja Ahtme-Püssi 110 kV liinidel. Tulevikus demonteeritakse Aidu 110 kV alajaam.

110 kV liin L103 Rakvere-Püssi on praeguseks rekonstrueeritud demonteeritava 220 kV õhuliini Püssi-Kiisa liinikoridoris, vana L103 on demonteerimisel (joonisel rohelisega).

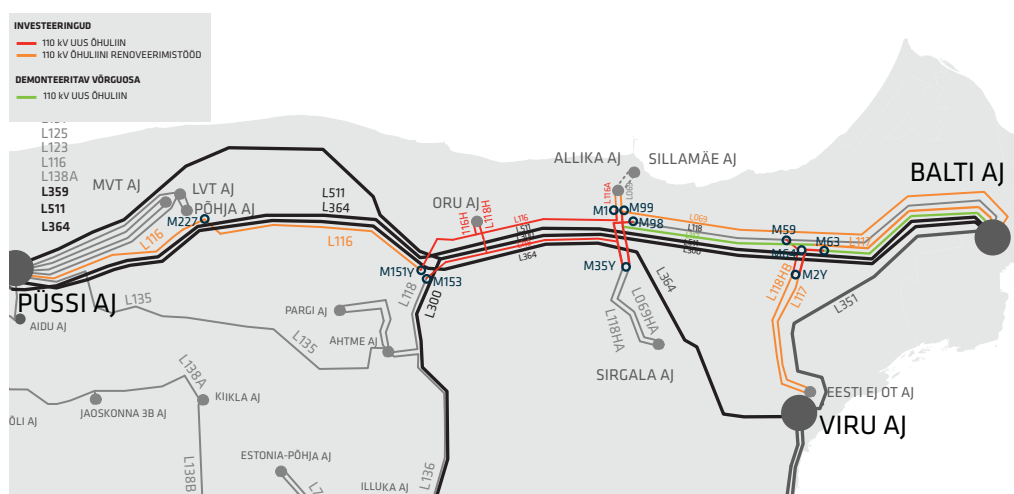
Joonis 3.11
Püssi-Ahtme-
Jaoskonna 3B
võrgupiirkonna
võrguarengud



Balti alajaama suunduvate 110 kV liinide konfiguratsiooni plaanitakse samuti optimeerida (alolev joonis). L118 jaoks ehitatakse L300 demonteerimisel vabanenud liinikoridori uus 110 kV õhuliinilõik algusega L118 mastist 153 kuni olemasoleva Balti-Püssi L116 mastini 98. Mastist 98 ühendatakse kokku L118 uus liinilõik ja olemasolev L116 ning moodustub liin L118 Ahtme-Balti. L116 ja L118 kaheaheelaline osa lõigul mastist 151Y kuni mastini 102Z ehitatakse uueks üheaheelaliseks liiniks ning mastist 102Z ehitatakse uus ümberühendus olemasoleva liini L116A (Allika haru) mastini 1. Moodustub liin L116 Püssi-Allika. Sirgala alajaam jääb ühendatuks haruna – üks haru liinile L069 Allika-Balti ja teine haru liinile L118 Ahtme-Balti. Eesti EJ OT esimene toide ühendatakse haruna liinile L118 Ahtme-Balti, teise toite jaoks ühendatakse paralleeli L117 ja L119 Balti alajaamast kuni mastini 63 liinidega Balti alajaamast (vt alolev joonis). Oru alajaama esimene toide ühendatakse haruna liinile L116 Püssi-Allika ja teine toide haruna liinile L118 Ahtme-Balti.

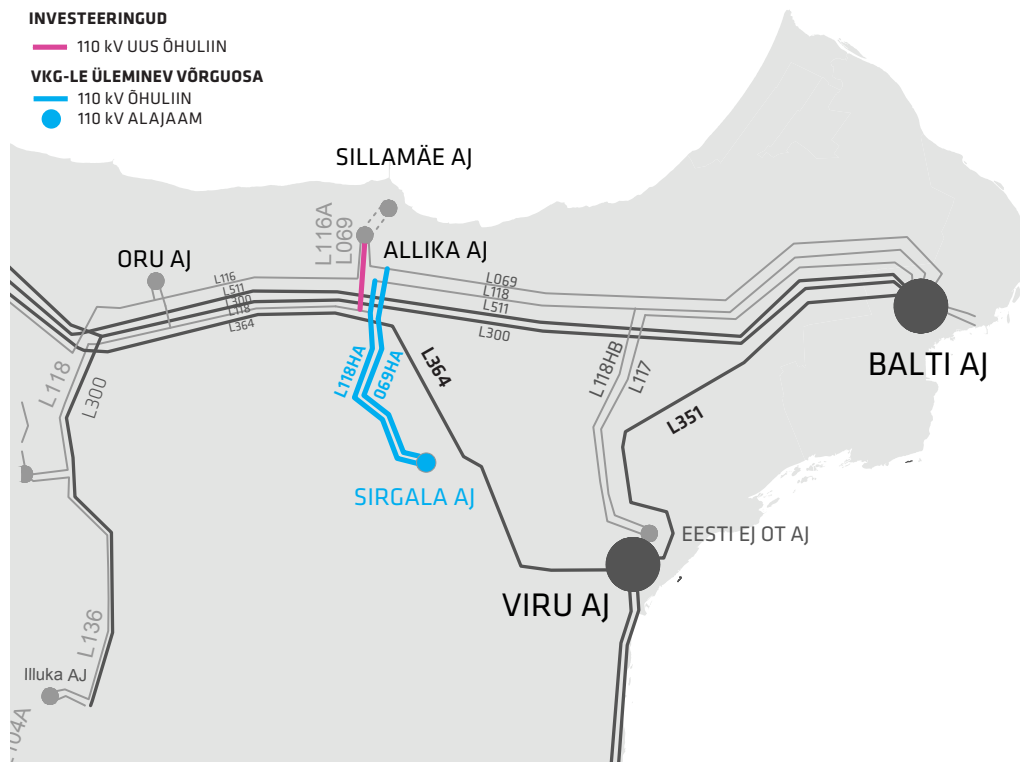
Püssi-Allika olemasoleva lõigu renoveerimistööd näevad ette juhtme ja halvas seisukorras mastide vahetuse lõigul mastist 227 kuni mastini 151Y, Püssi AJ kuni M151Y korrastatakse gabariidid juhtme temperatuuril +60C. L069 Allika-Balti gabariidid korrastatakse samuti juhtme temperatuuril +60C. Eesti EJ OT ühendusliinidel vahetatakse juhe ja amortiseerunud mastid ning korrastatakse gabariidid temperatuuril +35C.

Joonis 3.12
Balti-Püssi
110 kV liinide
rekonfigureerimine



Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimisele on võimalik 110 kV võrku täiendavalt vähendada, kui VKG loobub tarbimiskohast Sirgala alajaamas ja Sirgala 110 kV jaotla demonteeritakse. Sirgala alajaama ühendavad liinid lähevad üle VKG-le. VKG läheb Allika alajaamas üle 110 kV liitumisele ja ehitab Allika alajaamas koos trafodega uued keskpinge jaotusseadmed. VKG Elektrivõrkude ja klientide vahelise liitumislepingu tingimuste tagamiseks ehitatakse Allika alajaama kolmas 110 kV elektriliin Ahtme-Balti liinile haruna. Kolmas 110 kV ühendus Allika alajaama on võimalik ehitada eraldiseisva liinina või rekonstrueerida üks olemasolev liin kaheaheelaliseks liiniks. Hetkel on kolmas ühendus tagatud Sirgala alajaamast, mis optimeeritud lahenduses ei ole enam ülekandevõrgu alajaam. Seoses Allika alajaama ümberehitusega kaotatakse Elektrilevi OÜ 10 kV liitumispunkt Allika alajaamas ja Elering ehitab Elektrilevile uue 10 kV kaabelliini Oru alajaamani.

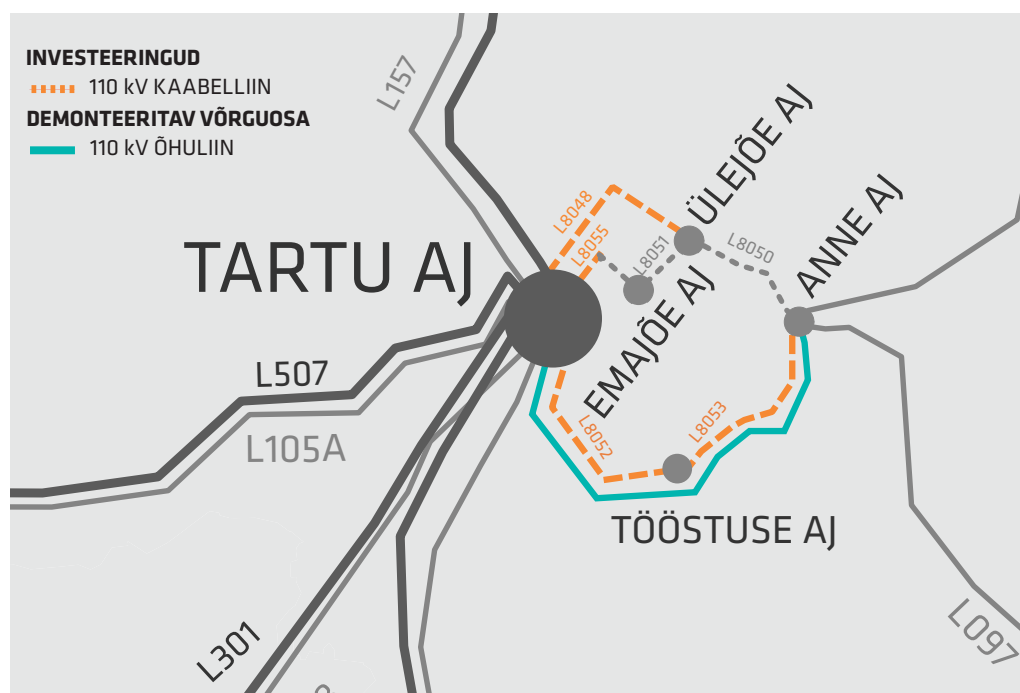
Joonis 3.13
Allika-Sirgala
võrgupiirkonna
optimeeritud
stsenaarium



3.5.3 Tartu piirkond

Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähikonnas, kus on ette näha koormuste jätkuvat kasvu. Tartu sisemuses paiknevad Tartu-Tööstuse-Anne 110 kV õhuliinid on halvas tehnilises seisukorras ning kulgevad elumajade vahetus läheduses, mistõttu rekonstrueeritakse nimetatud õhuliinid kaabelliinideks. Lisaks on kavas rajada uus Tartu-Ülejõe 110 kV kaabelliin ning asendada Emajõe-Tartu alajaamade vaheline segaliin täies ulatuses kaabelliiniga.

Joonis 3.14
Tartu võrgupiirkonna
arengud



3.5.4 Lahutuskohad

Eesti ülekandevõrgus osalevad võimsusvoogude ülekandes paralleelselt 330 kV ja 110 kV liinid. Olukordades, kus mõni liin on hoolduses või avariiliselt välja lülitunud, kandub osa väljalülitunud liini võimsusvoost 110 kV liinidele ja need võivad üle koormuda või nende võimsusvood läheneda maksimaalselt lubatud piirini. 110 kV liinide võimsusvoogude vähendamise üks võimalus on lahutuskohtade kasutamine. Liinide koormustest sõltuvad ka alajaamade vabad liitumisvõimsused. Suuremad vabad liitumisvõimsused soodustavad elektritootjaid ja -tarbijaid liituma Eesti ülekandevõrguga. Lisaks võimaldavad suuremad vabad liitumisvõimsused suurendada taastuvatest allikatest toodetava elektrienergia mahtu, mis omakorda aitab Eestil täita oma kliimaeesmärgi.

Elering AS-s läbiviidud uuringust³³ selgus, et 110 kV võrgus kasutatavad lahutuskohad ei suurenda üldist 110 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi ja otsest majanduslikku lisaväärtust ei anna. Lisaks on pidevalt vaja optimeerida lahutuskohtade asukohta. Optimaalsete lahutuskohtade asukohad võivad ajas muududa ja mitteoptimaalsete lahutuskohtadega võivad elektrisüsteemi aktiivenergia kaod suurenedada. Lahutuskohtade kasutamisega väheneb ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlus, mis on tingitud reservlülitusautomaatika viiteaegadest põhjustatud lühiajalistest katkestustest.

110 kV lahutuskohtade kasutamine suurendab aga märgatavalt 330 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi, mis võib anda kaudset majanduslikku lisaväärtust. Uuringus on järeldatud, et püsivate 110 kV lahutuskohtade kasutamine ei ole otstarbekas ja uurida võiks dünaamiliste lahutuskohtade kasutamist. Dünaamilised lahutuskohad tekitatakse vastavalt võrguelemendi ülekoormusele ja see eeldab täiendava automaatikasüsteemi välja töötamist.

Ajalooliselt suurim tootmisvõimsus oli keskendunud Ida-Eestisse, kuid liitumiste tendents näitab teiste piirkondade, eelkõige Lääne-Eesti, osakaalu kasvu. Meretuuleparkide suurte võimsuste lisandumisega Lihula piirkonnas võivad tekkida 110 kV ülekoormused 330 kV liinide väljalülitumisel. Meretuuleparkide liitumiste võrguarvutused näitavad, et suuremad ülekoormused tekivad liinidel suunas Lihula – Risti – Keila ja Rapla – Kohila – Kiisa. Arvutuste eelduseks oli Lihula 330 kV alajaama valmimine ja uus Lihula – Paide 330 kV õhuliin. Suuremad 110 kV liinide ülekoormused tekivad transiidi tõttu L503 Harku – Lihula – Sindi või L510 Kilingi-Nõmme – Sindi liinide väljalülitumisel. Antud olukorda parandaksid dünaamilised lahutuskohad nt Haapsalu või Lihula ja Rapla alajaamades, mis on esialgse analüüsi järgi ligikaudu 20 mln eurot odavamad kui ülekoormatud liinide rekonstrueerimised.

3.5.5 Tarbimise prognoos

Allolevas tabelis toodud väärtused on viimase 10 aasta statistiline kogum ning järgneva 15 aasta prognoos. Tarbimise prognoosis on toodud aastate keskmised tiputarbimise väärtused.

Tabelis toodud prognoosid on tehtud ENTSO-E süsteemi võimekuse hindamise jaoks tarbimise modelleerimise tulemuste ja Eleringi tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu baasil. Alates 2030. aastast on kasutatud Eleringi tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu³⁴ tulemusi, mis võtab arvesse erinevate Eesti ja Euroopa Liidu, kliima- ja energiapoliitika arengusuundi, mille eesmärk on vähendada fossiilenergia kasutamist ning energiamajanduse järkjärgulist elektrifitseerimist.³⁵

³³ <https://digikogu.taltech.ee/et/Download/06533504-c9d4-4322-9833-1bf519845627>

³⁴ https://elering.ee/sites/default/files/2022-10/Study_-_Electricity_demand_scenarios.pdf

³⁵ [Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuring](#)

Tabel 3.2
Tarbimise prognoos
kuni 2038

Tarbimise prognoos		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2023	8,6	1514
2024	9	1591
2025	9,2	1668
2026	9,3	1705
2027	9,5	1742
2028	9,7	1779
2029	9,9	1800
2030	10,3	1829
2031	10,3	1870
2032	10,5	1910
2033	10,8	1950
2034	11,1	1984
2035	11,3	2018
2036	11,7	2075
2037	11,9	2131
2038	12,3	2187

Energiatarbimise elektrifitseerimisest tulenevalt on oodata tarbimise kasvu järgmiste aastate jooksul. Tabelist on näha, et prognoositav tiputarbimine kasvab järgneva 15 aasta jooksul keskmiselt 45 MW võrra ja alates 2030. aastast on aastane kogutarbimine 9,9 TWh aastas kuni 12,3 TWh aastaks 2038.

Üldine elektrifitseerimine suurendab eelkõige lõpptarbija aastast tarbimise mahtu. Võrguelekttri tarbimise maht kasvab hajatootmise mahu kasvust tulenevalt väiksemas tempos. Koos elektrifitseerimisega ja elektritranspordi kasutuselevõtuga kasvab elektritarbimise paindlikkus (võimekus elektritarbimist juhtida, ajastada ja salvestada), mis toetab taastuvatele energiaallikatele üleminekut, üldist kasvuhooonegaaside heitmete vähenemist, hinnavolatiilsust ja väldib tiputarbimise koondumist samale ajale. Tarbimise juhtimist tiputunnivälisele ajale toetab nutika tehnoloogia kasutuselevõtt, nagu elektriautode targad laadijad, soojuspumpade akumulatsioonipaakide kasutamine, keskkütte piirkondade soojussalvestid, akusalvestid ja elektriautode kahesuunalise laadimise kasutuselevõtt. Tiputundidel tekkiv kõrgem hind ja tarbimise paindlikkuse kasv pidurdavad teatud ulatuses tiputarbimise kasvu kiirust. Taastuvenergia osakaalu kasv energia- tootmises tekitab võrgu tarbimisprofiilis ja elektrihindades volatiilsust, mis soosib energia salvestustehnoloogia, nagu akupatareide ja pumphüdroakumulatsioonijaama(de) kasutuselevõttu ja elektriturul aktiivselt osalemist – see omakorda ühtlustab võrgu tarbimisprofiili ning vähendab elektrihindade volatiilsust.

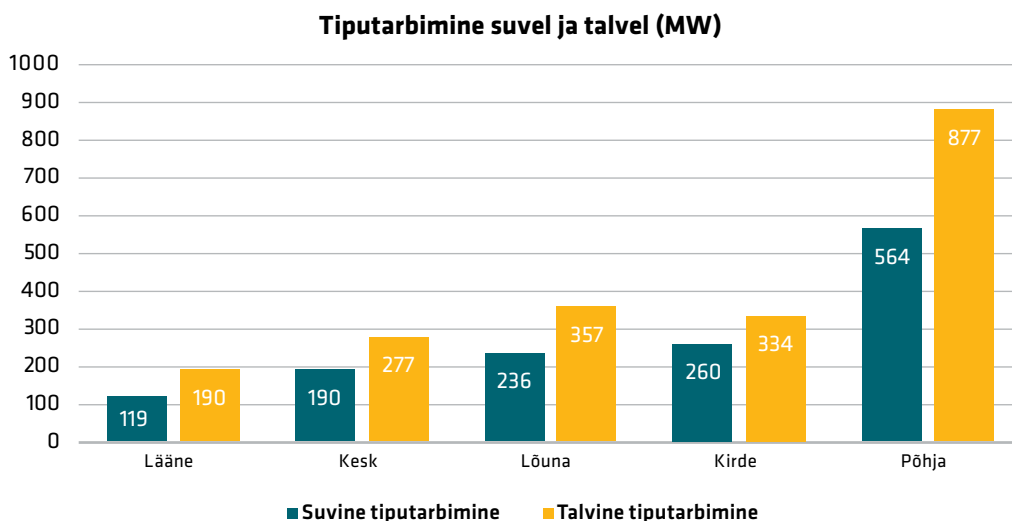
Põhjalikumalt on tarbimise prognoosist räägitud peatükis 4.5.

3.5.6 Koormuskeskuste arengud ja investeeringud

Varustuskindluse tagamiseks loodud investeerimiskava peab arvestama koormuskeskuste (Tallinn, Tartu, Pärnu) tarbimise kasvuga seoses kiireneva energiatarbimise elektrifitseerimisega. Milline on tuleviku tarbimise kasv, kuidas see võrku mõjutab ja milliseid lisainvesteeringuid vajame selleks, et tagada elektrisüsteemi varustus- ja töökindlus. Need on küsimused, mis olid püstitatud eelmainitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu raames.

Analüüsi jaoks oli koostatud kaks baasmudelit (talvine ja suvine tiputarbimine), kus alajaamade lõikes 2035. aastaks prognoositud tarbimise lähteandmeteks kasutati Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu tulemusi (keskmise kliima-aasta /ACY- Average Climate Year/ ja baasstsenaarium). Uuringu kohaselt on Eesti elektritarbimine kasvutrendis eeskätt tänu kiirenevale teenindus-, tööstus- ja transpordisektori elektrifitseerimisele. Kogu Eesti tiputarbimine suvel sai 1370 MW ja talvel 2035 MW. Kuna uuringu raames iga alajaama tunnikaupa tarbimise prognoos oli tehtud ainult 2030. aasta jaoks, siis 2035. aasta mudeli jaoks kõikide alajaamade tarbimise andmed olid suurendatud ühtlaselt 20% võrra, mis on uuringu prognoosi kohaselt kogu Eesti tarbimise kasv 2035. aastaks võrreldes 2030. aastaga.

Joonis 3.15
PSSE baasmudeli
suvise ja talvise
tiputarbimise
piirkondlik jaotus
2035

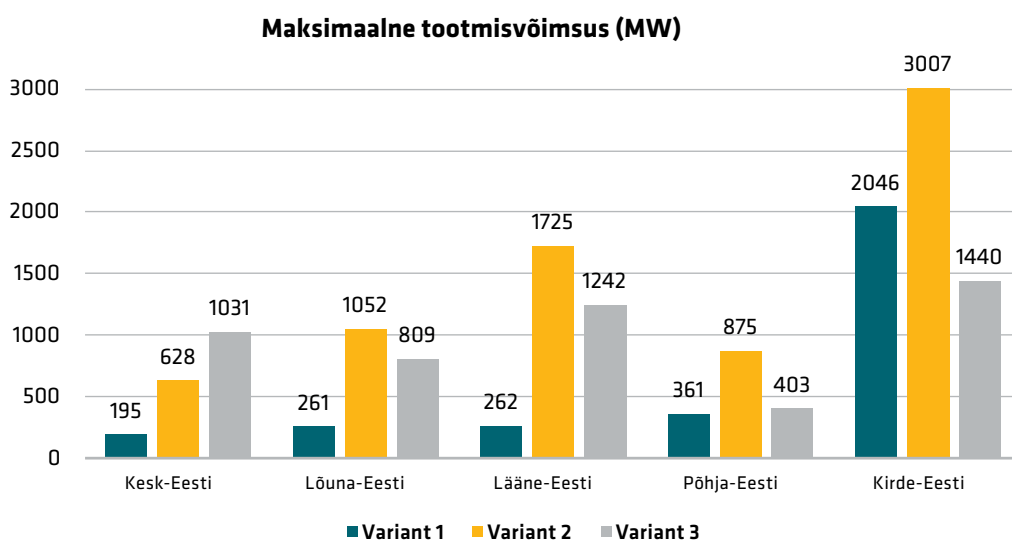


Baasmudeli tootmisvõimsuste mustriloomiseks oli kasutatud kolm varianti, kus iga variandi jaoks omakorda kasutati erineva piirkondliku tootmisprofiiliga stsenaariume. See tähendab, et vähemalt ühes stsenaariumis iga piirkonna jaoks oli saavutatud etteantud maksimaalne tootmisvõimsus.

Variantide kirjeldus:

- Variant 1 – Olemasolev tootmine, kasutatud ainult tootmisüksuseid, kellel on kehtiv võrguleping ja välja ehitatud liitumispunkt. Suurem tootmine paikneb ajalooliselt Ida-Eestis. Kogu Eesti maksimaalne tootmisvõimsus on 3 GW.
- Variant 2 – Esimese variandi tootmisvõimsused ja lisaks liitumisprotsessis olevad tootmissuunalised võimsused. Kuigi suurem tootmine paikneb taas Ida-Eestis, kasvab seekord teiste piirkondade osakaal ning Lääne-Eesti tõuseb teisele kohale. Kogu Eesti maksimaalne tootmine on 7 GW.
- Variant 3 – Kolmas variant on koostatud eeldusega, et Eesti elektrisüsteemis on tarbimine tagatud 10 TWh ulatuses taastuvenergiaallikatest. Tootmisvõimsuste piirkondlik muster arvestab KOV tuuleparkide arendusaladega ja praeguse päikeseelektrijaamade piirkondliku osakaaluga. Fossiilsetel kütustel põhinevate elektrijaamade võimsused on vähendatud 2/3 võrra. Tootmissuunaliste võimsuste järgi esikolmik on Kirde-, Lääne- ja Kesk-Eesti. Kogu Eesti tootmisvõimsus on 5 GW.

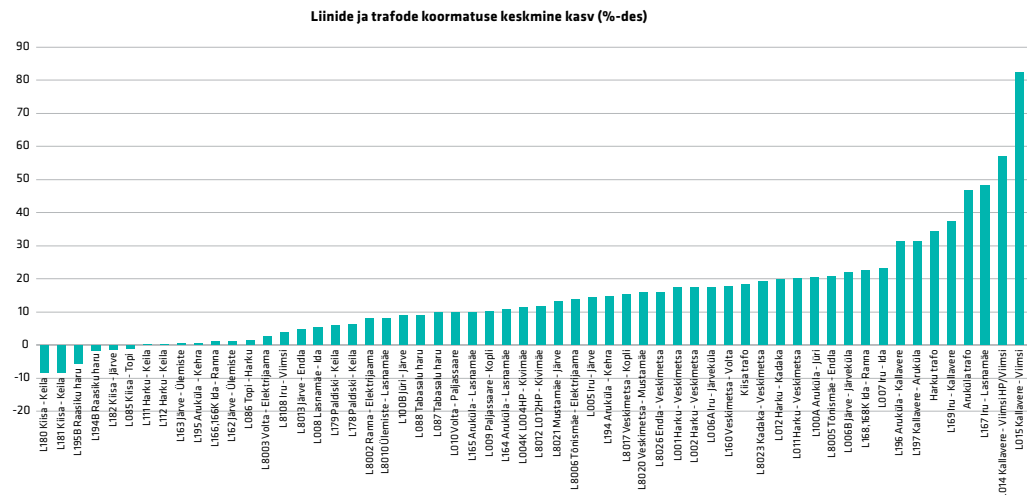
Joonis 3.16
PSSE baasmudeli
erinevate variantide
tootmissuunaliste
võimsuste piirkondlik
jaotus 2035



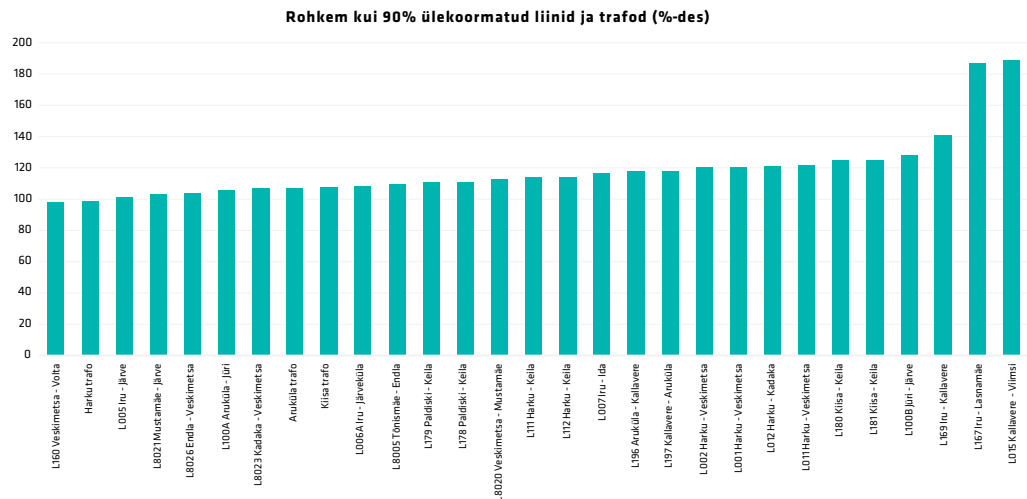
3.5.6.1 Tallinna piirkonna koormuse kasv

Uuringu andmetel avaldub kõige suurem elektrifitseerimise mõju Tallinna piirkonnale, kus tarbimine ulatub 43%-ni kogu Eesti tiputarbimisest. Võrreldes hetkeseisu prognoositud tarbimise kasvuga hakkab enamustel Tallinna piirkonnaga seotud liinidel koormatus kasvama, samuti ka vähemalt ühes vaadeldud variantidest on ülekoormatud rohkem kui 90%. Tallinn on üks tihedama koormusega piirkondadest, kus tulevikus on ette näha kiiremat koormuste kasvu võrreldes ülejäänud Eestiga. Elektritransport ja tehnoloogiate elektrifitseerimine põhjustab täiendava koormuse suurenemise lisaks võimsuste normaalsele kasvule. Tallinna võrk ei ole täna piisav suurenevate võimsuste ülekandmiseks ning seetõttu tuleb rajada piirkonda täiendav 330/110 kV alajaam, mis ühendatakse 330 kV kaabel- või õhuliinidega Kiisa ja Aruküla alajaamaga. Alajaama suunduvad 110 kV liinid selguvad edasiste uurin-gute käigus. Lisaks uuele 330 kV alajaamale on vaja tugevdada 110kV võrku, rekonstrueerides eeldata-valt ca 25 km õhuline kaabelliinideks.

Joonis 3.17
Tallinna piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode koormatuse keskmine kasv 2035. aastaks N-1 olukorras



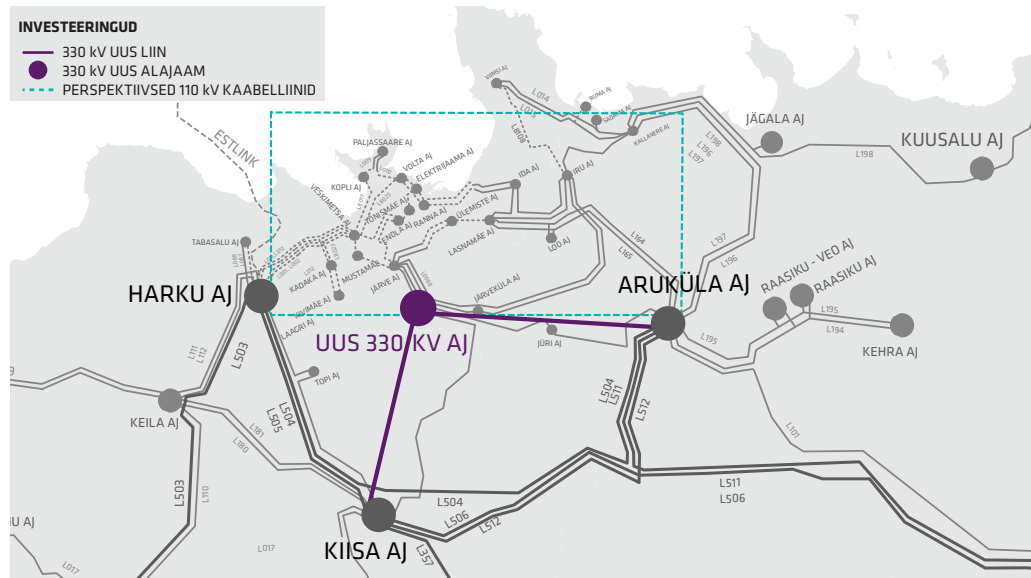
Joonis 3.18
Tallinna piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem koormatus N-1 olukorras (joonisel on esitatud elemendid, kus koormatus moodustas rohkem kui 90%)



Tallinna piirkonna perspektiivsed investeeringud ja modelleerimise tulemused

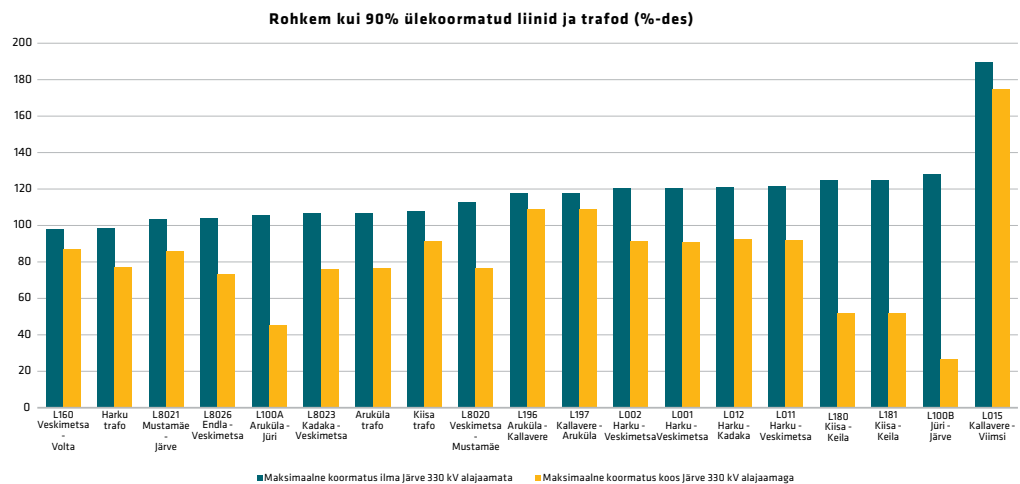
Suurima positiivse efekti annab uus 330 kV alajaam, kui see asub võimalikult lähedal olemasolevale 110 kV kaablivõrgule. Sellisel juhul võtab uus alajaam suurema osa koormusvoogudest enda peale ning vähendab koormusvooge perspektiivis ülekoormuvatelt suundadelt. Kahe 200 MVA 330 kV jõutrafodega alajaam ühendatakse uute 330 kV liinidega Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamadega. Modelleerimisel oli uus 330 kV alajaam ühendatud olemasoleva Järve 110 kV alajaamaga.

Joonis 3.19
Uus Järve 330 kV
alajaam Tallinna
piirkonnas



Investeering avaldab positiivset mõju Tallinna piirkonna liinidele ja trafodele. Õhu- ja kaabelliinide keskmine koormatuse langus on 27%, jõutrafode koormatus langeb keskmiselt 23%.

Joonis 3.20
Tallinna piirkonnaga
seotud õhu-,
kaabelliinide ja
trafode erinevate
variantide suurem
ülekoormus N-1
olukorras, koos ja
ilma investeeringuta
(joonisel on esitatud
elemendid, kus Järve
330 kV alajaamaga
koormatuse langus
oli rohkem kui 1%)



Vaatamata sellele, et enamikel kaabelliinidel on investeeringu mõju positiivne, toimub kaabelliinidel L8005, L8006 lõigul Endla – Tõnismäe - Elektriijaama keskmiselt 8% koormatuse kasv. Mõlemad kaabelliinid näitavad ülekoormust või talitlevad ülekoormuse piiril.

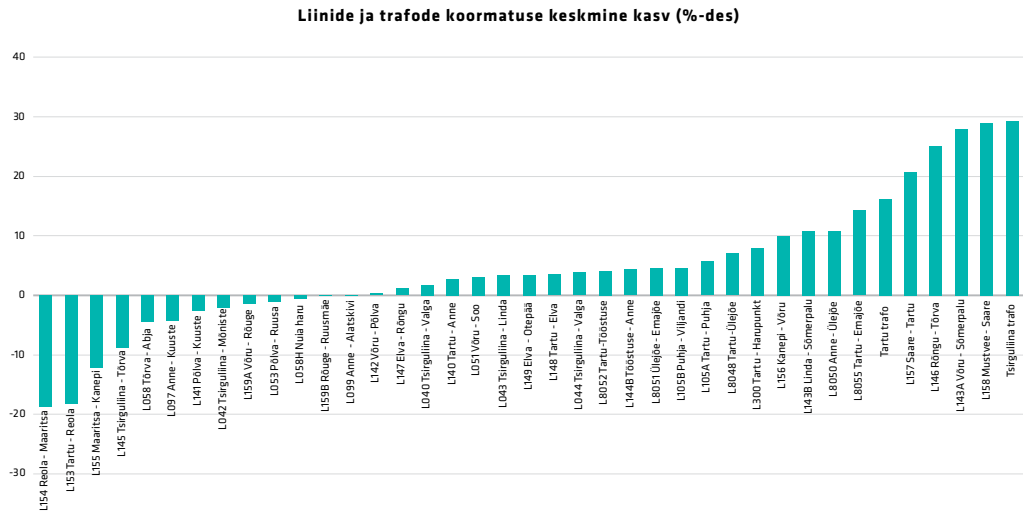
Selleks, et tagada kaabelliinide paremat ülekannet, tuleb perspektiivsete investeeringute täiendamiseks modelleerida ja analüüsida järgmisi variante:

1. L162/L163 õhuliini osa asendamine kaabliga
2. L168 (M14) - Lasnamäe uus kaabelliin
3. Endla - Veerenni uus kaabelliin
4. Järve - Endla - Volta uus kaabelliin
5. Nelinurk: Endla - Veerenni - Lasnamäe - L168 M14 - Tõnismäe-Elektriijaama
6. Endla - Tõnismäe - Elektriijaama uus kaabelliin

3.5.6.2 Tartu piirkonna koormuse kasv

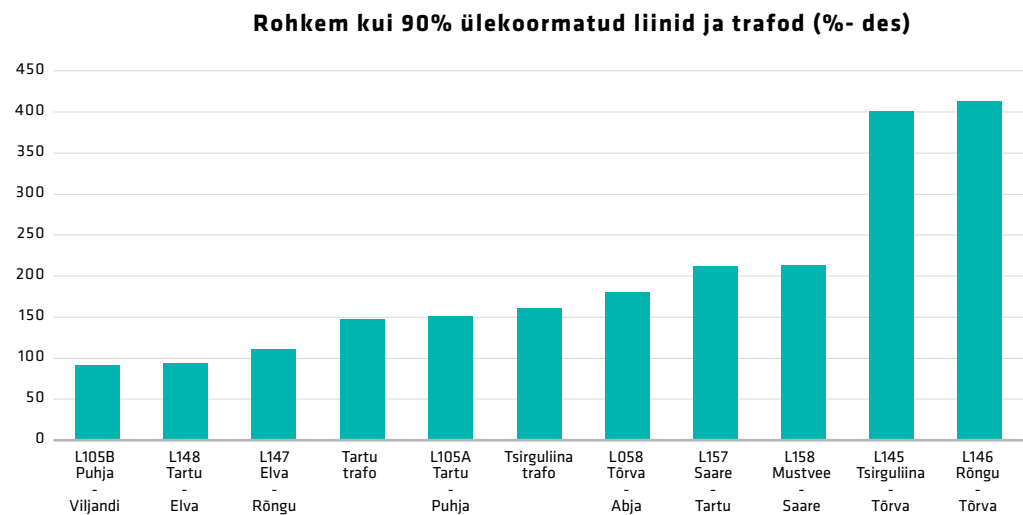
Tallinna järel on Tartu tiheda koormusega piirkond, kus tulevikus on ette näha kiiremat koormuste kasvu võrreldes ülejäänud Eestiga. Elektritransport ja tehnoloogiate elektrifitseerimine põhjustab täiendava koormuste suurenemise lisaks võimsuste normaalsele kasvule. Modelleerimine näitas, et Tartu piirkonna võrguelementidel (liinid, trafod, kaablid) kasvab koormatus keskmiselt 11%. Tsirguliina ja Tartu 330 kV jõutrafode koormuse kasv on keskmiselt 23%.

Joonis 3.21
Tartu piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode koormatuse erinevate variantide keskmine kasv/langus 2035. aastaks N-1 olukorras



Kõige suuremad ülekoormused esinesid kolmandas variandis, eelkõige seetõttu, et Lõuna- ja Kesk-Eestis oli lisatud suured tuulikute potentsiaalsed tootmisvõimsused. Näiteks liinidel L157 ja L158 on kõige raskem N-1 olukord L132A Paide - Koigi väljalülitumine, mille tagajärjel kogu tootmisvõimsus lõigul Paide - Jõgeva - Mustvee liigub Tartu suunas. Tartu jõutrafo näitas ülekoormusi kõikides variantides.

Joonis 3.22
Tallinna piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem koormatus N-1 olukorras (joonisel on esitatud elemendid, kus koormatus oli rohkem kui 90%)



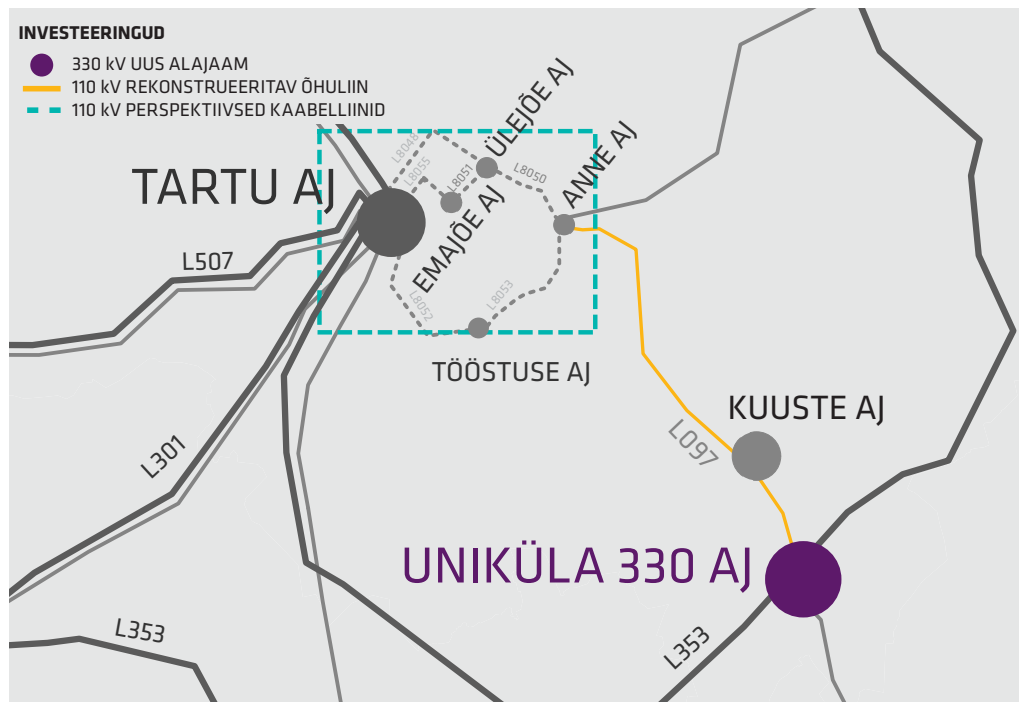
Tartu piirkonna perspektiivsed investeeringud ja modelleerimise tulemused

Tartu varustuskindlus on täna tagatud vaid ühe 330 kV alajaamaga ning riski elimineerimiseks tuleb ehitada täiendav 330 kV alajaam, mis tagab Tartu linna toite Tartu alajaama väljalülitumisel.

Modelleeritud investeeringud:

- Uus ühe trafoga 330 kV alajaam Unikülas
- Anne - Kuuste - Uniküla 110 kV õhuliinide rekonstrueerimine

Joonis 3.23
Uus Uniküla 330 kV
alajaam Tartu
piirkonnas

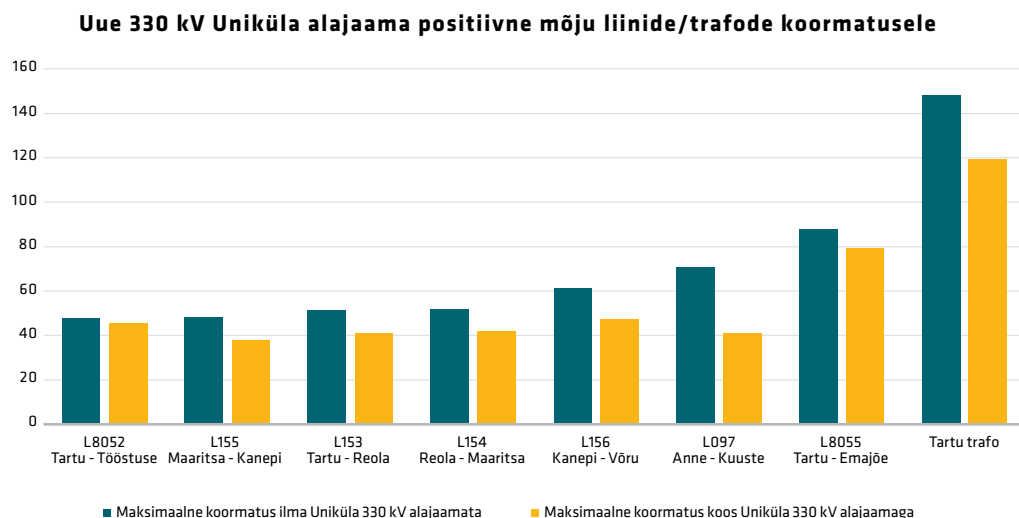


Modelleerimine näitab, et Uniküla 330 kV alajaam mõjutab positiivselt eelkõige liine suunas Tartu AJ – Võru AJ – Anne AJ – Emajõe AJ. Tartu jõutrafo ülekoormus langeb 33% võrra, kuid jääb kõrgemaks kui 100%. Samuti püsib kolmandas variandis suur ülekoormus liinidel L157 ja L158. Põhjuseks võivad olla suured tootmisvõimsused, mis liiguvad Paide ja Sindi poolt Tartu suunas. Suurte võimsuste lisandumine Tsirguliina alajaamas tekitab Tsirguliina jõutrafo ülekoormusi, kus tuleb analüüsida lisavõrgutugevdusi. Esimese ja kolmanda variandi stsenaariumid näitavad, et Tartu AJ – Ülejõe AJ – Anne AJ kaabelliini koormatus uue alajaama tekitamisega hoopis kasvab ja ületab 100%.

Tulemused näitavad, et ainuüksi Uniküla ehitamine ei lahendada erinevate võimalike arengustsenaariumite ülekoormusi. Investeeringu täiendamiseks tuleb modelleerida ja analüüsida järgmisi variante:

1. Lisakaabelliin Tartu piirkonnas
2. Mustvee 110 kV ühendamine Mustvee 330 kV alajaamaga

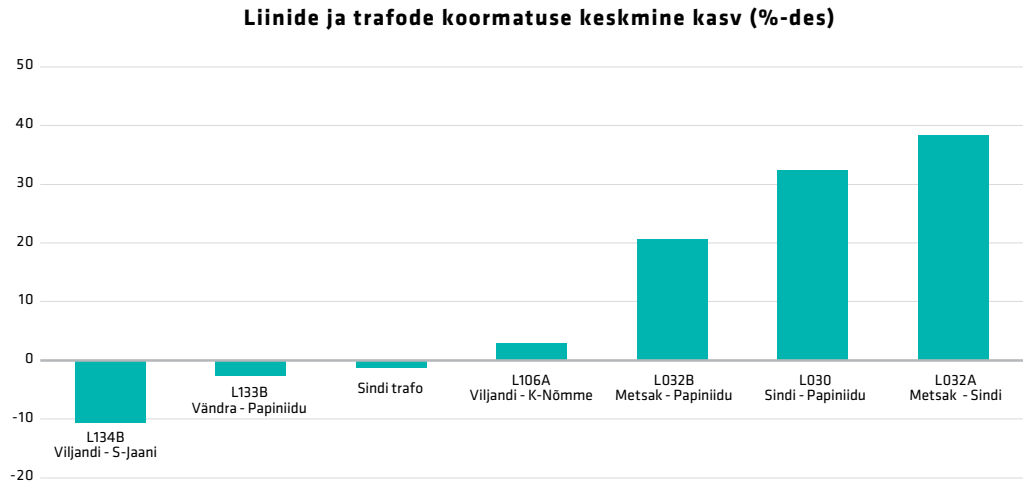
Joonis 3.24
Tartu piirkonnaga
seotud õhu-,
kaabelliinide ja
trafode erinevate
variantide suurem
ülekoormus N-1
olukorras, koos ja
ilma investeeringuta
(joonisel on esitatud
elemendid, kus
langus oli rohkem
kui 5%)



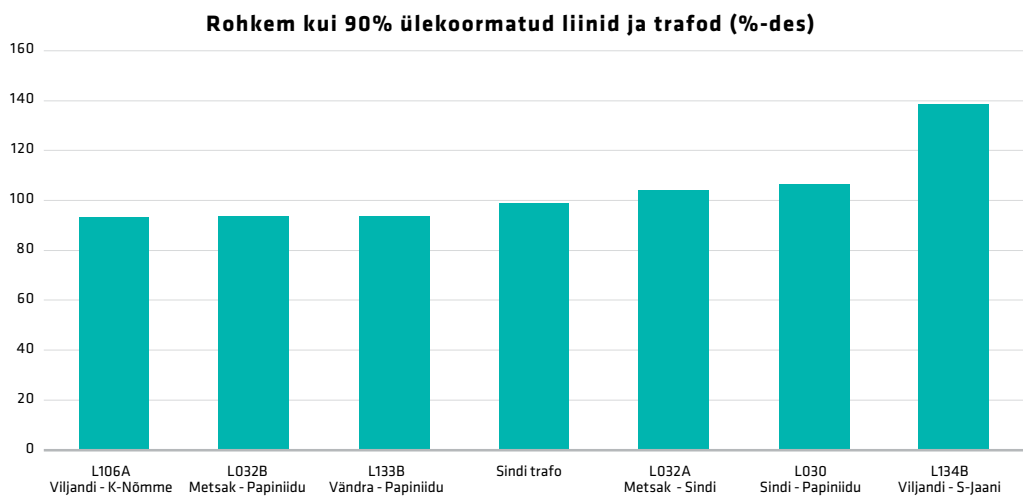
3.5.6.3 Pärnu piirkonna koormuse kasv

Pärnu on lisaks Tallinnale ja Tartule üks tihedama koormusega piirkondi Eestis. Lisaks võimsuste normaalsele kasvule on oodata täiendavat koormuste suurenemist elektritranspordi ja tehnoloogiate elektrifitseerimisest tingituna ja olemasolev võrk pole sellise kasvu jaoks piisav. Samuti on probleemiks varustuskindlus – Pärnu põhitoide on tagatud Sindi 330 kV alajaamast. Pärnu piirkonna modelleerimise raames on vaadeldud liine Sindi – Viljandi – Paide piirkonnas. Suurem koormatuse kasv toimub liinidel Sindi – Metsakombinaadi – Papiniidu. Lisaks näitas nendel liinidel vähemalt üks variantidest ülekoormusi.

Joonis 3.25
Pärnu piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode koormatuse keskmine kasv 2035. aastaks N-1 olukorras



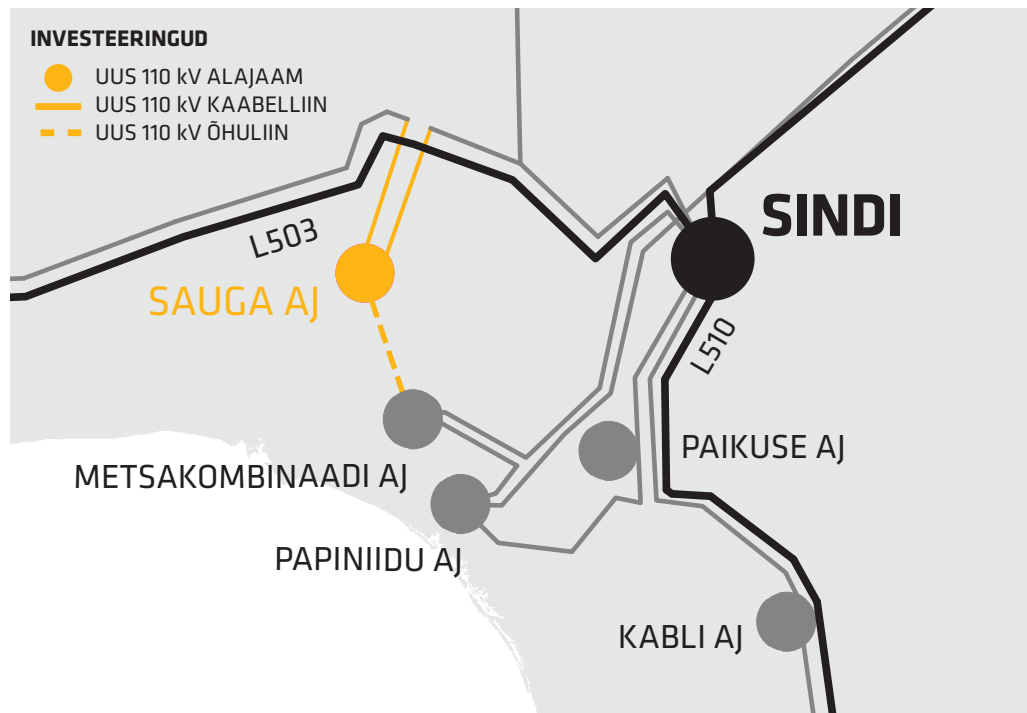
Joonis 3.26
Pärnu piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem koormatus N-1 olukorras (joonisel on esitatud elemendid, kus koormatus oli rohkem kui 90%)



Pärnu piirkonna perspektiivsed investeeringud ja modelleerimise tulemused

Uue Sauga 110 kV alajaama abil on võimalik tagada Pärnu elektrivarustus Lihula alajaama poolt juhul, kui Sindi alajaam peaks välja lülituma. Uus Sauga 110 kV alajaam rajatakse liinile L033 Sindi-Audru ja ühendatakse Metsakombinaadi alajaamaga uue 110 kV kaabelliini abil.

Joonis 3.27
Sauga uus 110 kV
alajaam Pärnu
võrgupiirkonnas



Pärnu piirkonna jaoks olid modelleeritud järgmised lisainvesteeringud:

1. Uus Sauga 110 kV alajaam
2. Metsakombinaadi – Sauga 110 kV kaabelliin

Tagades parema varustuskindluse, tekitab Sauga 110 kV alajaam samal ajal uue N-1 olukorra, kus liini lõigul Sauga – Sindi väljalülitumisel tekivad ülekoormused uuel kaabelliinil Sauga – Metsakombinaadi ning liinidel L032A Metsakombinaadi – Sindi ja L032B Metsakombinaadi – Papiniidu. Ühe lahendusena tuleb rajada lisakaabel Sauga – Metsakombinaadi ning L032A liinil tõsta gabariiti +60C ja rekonstrueerida liin L032B.

3.6 VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS

3.6.1 Liitumistega kaasnevad investeeringud

Liitumise üheks oluliseks protsessiks on uue mooduli võrku ühendamiseks vajalike investeeringute määramine. Investeeringute maht selgitakse välja võrguarvutustest, mille jaoks kasutatakse arvutisimulatsiooni meetodit. Simulatsiooni käigus olemasoleva võrgu mudelisse ühendatakse liidetav moodul ning teostakse N-1 arvutus. Arvutused teostakse erinevate genereerimis- ja tarbimismustritega, mille käigus selgub ebapiisava läbilaskevõimega võrguelementide loetelu. Vajalike investeeringute maht sõltub ühendatava mooduli võimsusest, eksisteeriva võrgu tugevusest ja tihedusest ning varem võrku ühendatud moodulite võimsusest.

Õhuliinide peamiseks piiranguks on termiline taluvus, mis tuleneb otseselt juhtme ristlõikest ja gabariidist. Ebapiisava läbilaskevõime korral uuritakse esmalt, kas ülekoormus kaob olemasolevate juhtmete gabariitide tõstmisega temperatuurini $+60^{\circ}\text{C}$. Juhul kui olemasolevad juhtmed on ebapiisava ristlõikega, kaalutakse uue liini ehitamist olemasolevasse liinikoridori. Ettevõttesiseseks standardseks ristlõikeks on võetud uute 110 kV liinide jaoks $1 \times 240 \text{ mm}^2$ või $2 \times 240 \text{ mm}^2$ ning 330 kV liinide jaoks $3 \times 400 \text{ mm}^2$. Uued liinid projekteeritakse gabariitidega $+80^{\circ}\text{C}$. Kaitsevööndi alla mineva maa kokkuvõtmiseks on liinide ehitamisel eelistatud 110 kV ja 330 kV paralleelselt kulgevate ahelate paigaldamine ühistele mastidele ning olemasolevate trassikoridoride kasutamine.

Uute liitumiste võrguarvutustes esineb ka alajaama seadmete ülekoormusi. Jõutrafo ülekoormuse korral on üheks lahenduseks paralleelselt olemasolevaga ühendada lisatrafo. Jõutrafode ja uute liinide rajamise maksumus on praegu kliendi jaoks peamiseks piiranguks uute tootmismoodulite liitumisel. Elektriijaama põhivõrguga ühenduse planeerimisel tuleb arvestada, et N-1 rikke tagajärjel ei tohi võrgust eemalduda enam kui 400 MW. Sellest tuleneb minimaalselt vajalike liinide arv ning alajaamalahendus. Suuremad võimsused tuleb jagada mitme liitumispunkti vahel. Lõplik lahendus selgub võrguarvutuste käigus, kusjuures tuumajaamad ja meretuuleparkide liitumistega kaasnevad teatavad erisused.

Tuumajaamadele esitatakse täiendavad nõuded põhivõrguga ühenduse töökindluse osas. Sõltumata võimsusest on tuumajaama ühendamiseks vaja vähemalt kahte 330 kV liini ning omatarbe jaoks üht 110 kV liini. Varustuskindluse seisukohalt on tuumaelektriijaam eelistatav rajada tugevate 330 kV alajaamade ning pimekäivitamise võimega elektriijaamade lähedusse. Võrguühenduse planeerimisel on eelistatud jaotla ühendamine liinidega, mis lähevad erinevatesse piirkondadesse. 330 kV liinid ja omatarbe 110 kV liin peavad asetsema üksteise suhtes eraldi mastidel, samuti ei ole lubatud ühisriputus. Liinide läbilaskevõime peab olema piisav kogu tootmisvõimsuse edestamiseks võrku või omatarbeks vajaliku võimsuse saamiseks võrgust kõikide võimalike režiimide korral.

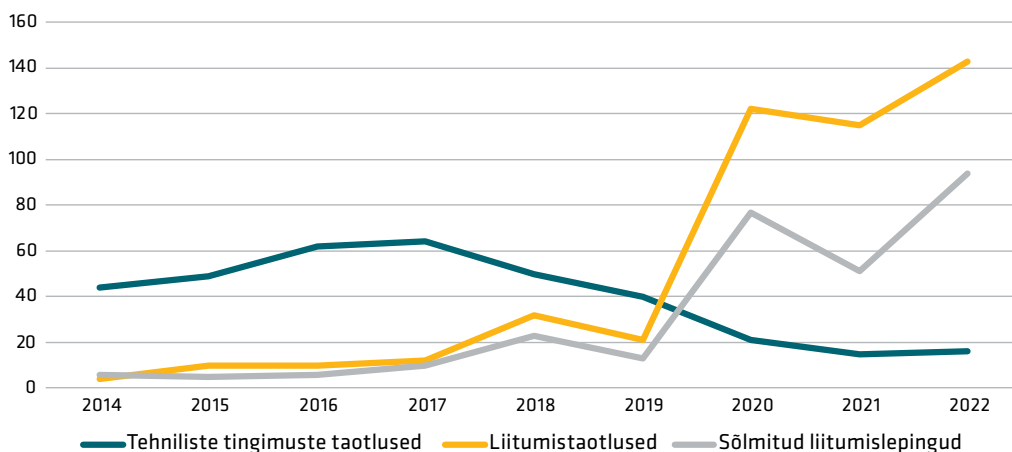
Võrreldes maismaaliitumistega on meretuuleparkide võrguühenduse ehitamine kallim seoses merekaablite paigaldamise vajadusega. Kaabelliinidel on suur mahtuvus, mis vahelduvvoolu võrgus põhjustab täiendava reaktiivvõimsuse genereerimist, mis omakorda võib põhjustada liigpingeid. Mida suurem on ühendatavate kaabelliinide nimipinge ning kogupikkus, seda olulisem on mõju. Pinge hoidmiseks lubatud piirides kaabelliinide alg- ja lõppalajaamadesse tuleb paigaldada šuntreaktorid. Kaabelliinide pikkuse suurendamiseks on võimalik meretuuleparkide ühendust planeerida pingel 220 kV, kuid sel juhul lisanduvad täiendavad investeeringukulud 330/ 220 kV jõutrafode paigaldamiseks. Alalisvooluühenduse korral võib merekaabli pikkus olla märksa suurem. Seejuures tuleb arvestada konverterjaamade maksumust, mis lisandub kaabli hinnale.

3.6.2 Ülevaade liitumiste seisust

Eesti on 2030. aastaks võtnud eesmärgiks katta summaarsest elektri lõpptarbimisest taastuenergia vähemalt 100%. Selleks on vaja iga aasta toota ca 9,5-10 TWh taastuenergiat, mida võimaldab ca 6000 MW ulatuses täiendada tootmisvõimsuse võrguga ühendamine.

Volatilsem elektri börsihind on hüppeliselt kasvatanud huvi tootmissuunalise elektrivõrguga liitumise vastu.

Joonis 3.28
Tehniliste tingimuste
taotlused,
liitumistaotlused
ja sõlmitud
liitumislepingud
perioodil 2014–2022



2023. aasta septembri alguse seisuga on Eleringil:

- Tootjatega sõlmitud kehtivaid võrgulepinguid tootmisseadmete elektrivõrgus talitlemiseks ca **3000 MW** ulatuses;
- Täidetud tootjate liitumislepinguid, mille osas ootame tootmisseadmete võrku ühendamist tootjate poolt ca **1000 MW** ulatuses;
- Sõlmitud tootjate liitumislepinguid, mida täidetakse Eleringi poolt ca **3000 MW** ulatuses.

Võrgulepinguid omavatest elektrijaamadest moodustavad:

- **2655 MW** sünkroongeneraatoritega konventsionaalsed soojuselektrijaamad või soojuse ja elektri koostootmisjaamad;
- **349 MW** tuuleelektrijaamad;
- **25 MW** päikeseelektrijaamad.

Planeeritavatest elektrijaamadest moodustavad:

- **1087 MW** salvestusseadmed (akud);
- **1196 MW** maismaa tuuleelektrijaamad;
- **1721 MW** päikeseelektrijaamad.

Potentsiaalsete ning vajaminevate tootmisvõimsuste vahe katmiseks on oluline, et tootjad saaksid riigilt kas läbi taastuenergia vähepakumiste vms meetmete näol signaali täiendavate tootmisprojektide kiireks arendamiseks. Eleringile toob see kaasa vajaduse olla valmis kiireks liitumiste menetlemiseks ja võrguühenduste, s.h. võrgutugevduste rajamiseks.

Samas on Elering olukorras, kus Venemaa algatatud sõja tõttu kehtestatud sanktsioonid, majanduslangus ning juba kasvanud huvi elektrijaamade ja muu elektritaristu ehitamiseks on tekitanud olukorra, kus valdkonnas tegutsevad töövõtjad on üle koormatud ning ehitushinnad sellest tulenevalt oluliselt kallinenud ja ehitustähtajad pikenenud. Olemasolev põhivõrk on täna dimensioneeritud ligikaudu 3000 MW võimsuse edastamiseks – keskmiselt 1000 MW kohalikuks tarbimiseks ja 2000 MW lõuna ning põhja suunas riikidevaheliseks elektrikaubanduseks. Seetõttu tuleb arvestada aja- ja rahakuluga võrgu läbilaskevõime suurendamiseks, sest iga järgnev liituja tingib aina suuremamahulisema võrgu ümberehituste

vajaduse ja liitumistasu suuruse. Üheks võimaluseks on vabastada võrguettevõtjad oma võrgu- ja/või liitumislepingut mittekasutatavate elektrijaamade ees võetud kohustustest garanteerida neile olemasolevate lepingute järgsed tootmissuunalised ülekandevõimsused.

Selleks täiendati Elektrituruseadust, mis annab alates 17.03.2023 jõustunud muudatusega võrguettevõtjatele õiguse võtta broneeritud elektrivõrgu ressursi mittekasutamise eest põhjendatud tasu. Sellise tasu eesmärk on suunata liitujaid ühe kuni kahe aasta jooksul tootmisest loobuma ka realselt paigaldama ning elektrivõrguga liituma. Samuti kohaldub broneeritud elektrivõrgu ressursi mittekasutamise tasu vanade ja demonteeritud, kuid varem kasutusel olnud elektrijaamasid oma võrguühenduste võimsusi vabastama.

3.6.3 Vabad liitumisvõimsused

Vabad liitumisvõimsused on võimsused, mille korral ei ole vaja liitumisel Eleringiga ülekandeliinide läbilaskevõimeid suurendada. Vabad liitumisvõimsused sõltuvad Eesti ülekandesüsteemi tugevusest. Peamiseks piirajaks on ülekandeliinide termiline piirang, mis sõltub liini läbivast voolust. Vabad liitumisvõimsused vähenevad uute liitumistega ja olemasoleva liitumisvõimsuse suurendamisega ning suurenevad elektrivõrgu tehtavate investeeringutega. Võrguga liitumise võimekust suurendavad eelnevates peatükides kirjeldatud järgneva kümne aasta jooksul tehtavad investeeringud sünkroniseerimise, merevõrgu ning Lääne-Eesti ja saarte võrguinvesteeringute programmi raames.

Kõige parema ülevaate vabade liitumisvõimsuste muutuste kohta annab Eleringi kodulehel olev vabade liitumisvõimsuste rakendus (<https://vla.elering.ee/>).

Järgnevatel joonistel on võrreldud vabu liitumisvõimsusi täna ja viie aasta pärast, kui Eleringi investeeringueelarves ettenähtud investeeringud on realiseeritud.

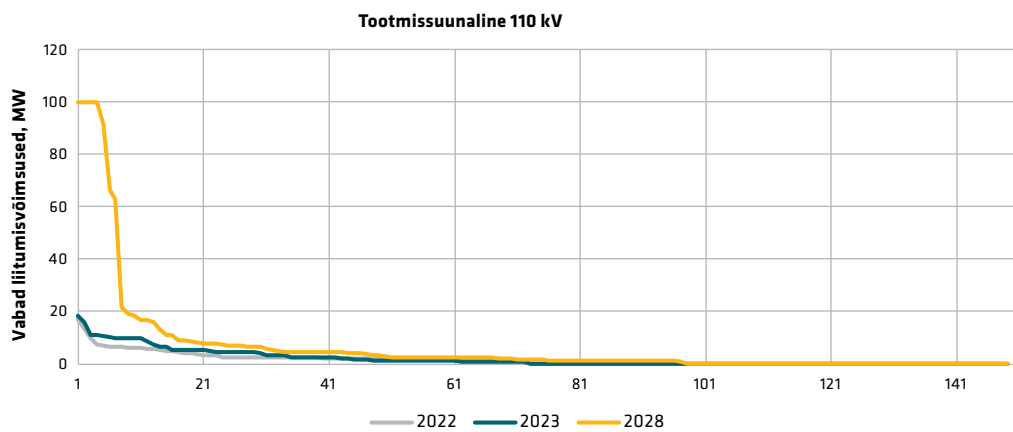
2021. aasta teisest poolest alates on oluliselt suurenenud võrguga liituvate elektritootjate hulk. 2022. aasta sügiseks on põhivõrku välja ehitatud võrguühendusi kokku ca 5000 MW ulatuses ning liitumispakkumise või lepingu täitmise faasis on veel täiendav 6000 MW liitumisvõimsust. Kui see panna kõrvuti eestimaise elektritarbimisega, mis on vahemikus 500-1600 MW, ja välisühenduste võimsusega kuni 2000 MW, siis võib tõdeda, et Elering võimaldab võrguga liituda oluliselt suuremas koguses tootjaid, kui igal ajahetkel tegelikult turule mahub. Ehk sellest järeldub, et võrguga liitumise võimalused Eestis on head.

Võtmekoht on aga kahtlemata see, et kõik juba ehitatud või tulevikus ehitatavad võrguühendused ka kasutusele võetakse, mitte ei jää tegelikult tootmisest loobumise soovijate plaane blokeerima.

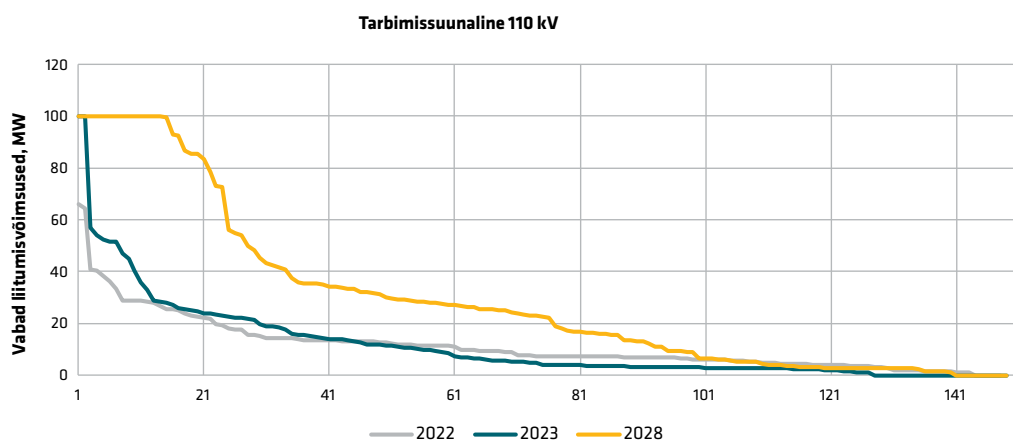
2021.-2022. a. liitumiste huvi tekitas ka hulgaliselt nn. fantoomliitumisi, mis pole töösse läinud (tipphuvi 01.03.2022 oli 12218 MVA). Osalt selle olukorra korrastamiseks kehtestati alates 17.03.2023 põhivõrguga liituda soovijale tagatise nõue 38 000 eurot megavoltampri (MVA) kohta – (ELTS) §87¹ lg. Seda kasutatakse võimsuse väljaehitamisel liitumiskulude katteks. Sellise tagatistasuga motiveeritakse nii kasutusest välja võetud võimsuste kui ka uute reserveeritud, aga kasutamata võimsuste vabastamist või planeeritult kasutusele võtmist.

Kogu tootmisvõimsuse maht on vähenenud (kehtivad võrgu- ja liitumislepingud, liitumislepingupakkumised ning vastu võetud liitumistaotlused). 01.03.2023 oli 11424 MVA ja 01.09.2023 on 8490 MVA.

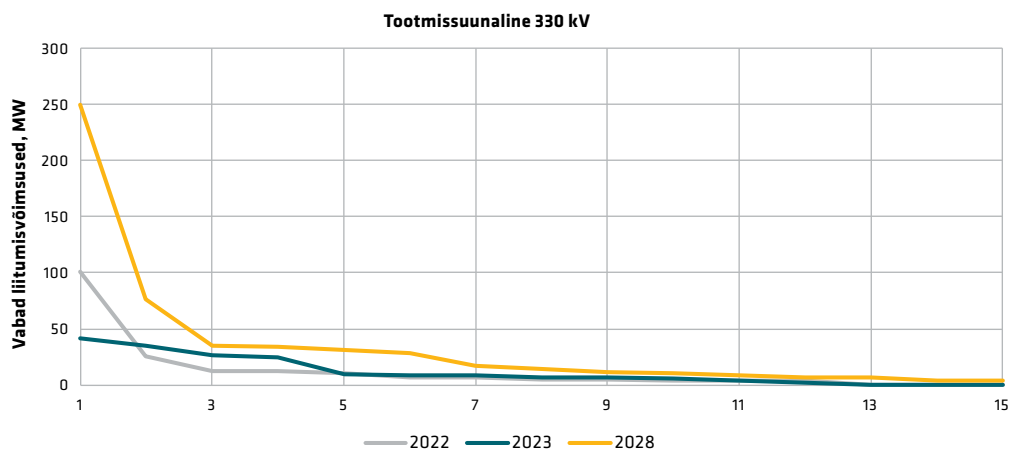
Joonis 3.29
110 kV alajaamade
tootmissuunaliste
vabade
liitumisvõimsuste
jaotus



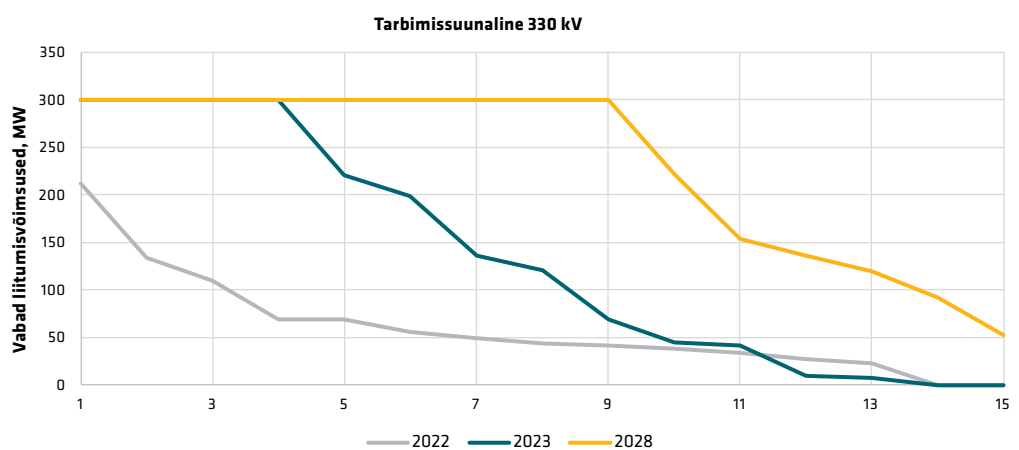
Joonis 3.30
110 kV alajaamade
tarbimissuunaliste
vabade
liitumisvõimsuste
jaotus



Joonis 3.31
330 kV alajaamade
tootmissuunaliste
vabade
liitumisvõimsuste
jaotus



Joonis 3.32
330 kV alajaamade
tarbimissuunaliste
vabade
liitumisvõimsuste
jaotus



Seadusemuudatuse ja võrguinvesteeringute tõttu on paranenud vabade liitumisvõimsuste olukord. Lisaks on Eleringi pikaajalises elektrivõrgu arengukavas ka Eesti-Soome ja Eesti-Läti ühendused, mis kindlasti suurendavad süsteemi läbilaskevõimet nii riigisiselt kui riikide vahel. Nimetatud projektidega suureneks Eesti elektrisüsteemi summaarne eksportvõimekus. Täpset liitumisvõimsustele kaasnevat mõju ei ole hinnatud ning neid potentsiaalseid arendusi ei arvestata tänastes liitumispakkumistes, kuna arvestatakse vaid siduvaid investeeringuid.

3.6.4 Paindlik liitumine

Jätakuvalt pakub Elering elektrivõrguga liitumistel, kus kliendi soovitud võimsuse edastamise tõttu koormub mõni võrguelement üle ja klient peaks tasuma võrgutugevduste eest, et taolist olukorda ei tekiks, võimalust paindlikuks liitumiseks. Sellisel puhul on kliendil võimalik valida, kas maksta kinni ülekoormuva võrguelemendi läbilaskevõime suurendamine või leppida ülekoormuse tekkimise olukordades kokku oma tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse mahakoormamine.

Paindlik liitumine annab klientidele võimaluse mitte investeerida Eleringi võrgu läbilaskevõime suurendamisse ning võrguettevõtjale optimaalsema elektrivõrgu, mille tulemusena vähenevad selle investeerimis- ja ülalpidamiskulud.

Iga liitumispakkumise koostamisel teostatakse elektrivõrguanalüüs, mille käigus lisatakse elektrivõrgu mudelisse planeeritav tootmis- ja/või tarbimisvõimsus ning selgitatakse välja selle mõju elektrisüsteemile erinevatel tootmise ja/või tarbimise piirstsenaariumitel. Juhul, kui teostatud võrguanalüüsi tulemusena selgub, et ühel või mitmel võrguelemendil on tõenäosuslik võimalus režiimist sõltuvalt ülekoormuda, tuleb kliendi soovitud tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse tagamiseks selle võrguelemendi läbilaskevõimet suurendada. Klientidele, kellel on ülekoormuse ajal võimalik kasutada soovitud liitumisvõimsust kas täielikult või osaliselt mahakoormatuna, saab Elering lisaks traditsioonilisele võrgutugevduskuludega liitumislepingupakkumisele esitada ka alternatiivse pakkumise, mille järgi võrgutugevdusi ei ole vaja teostada. Samas lepatakse sellise liitumislepinguga kokku võimsus, millest alates loetakse üks või mitu võrguelementi ülekoormunuks, ning võrguelemendid, mille ülekoormumisel on Eleringil õigus kliendi tarbimis- ja/või tootmisvõimsuse mahakoormamist rakendada. Mahakoormamise ajalise kestvuse osas kokkuleppeid ei sõlmita.

Enne kliendi poolt liitumislepingu allkirjastamist ja investeeringuotsuse tegemist annab Elering kliendile informatsiooni, missuguste tootmis- ja/või tarbimissenaariumite korral näitab mudel ülekoormuse teket, ning ka statistilise ülevaate ülekoormust põhjustava stsenaariumite esinemise kohta. Samuti annab Elering infot potentsiaalselt ülekoormust põhjustava võrguelemendi eelmistel aastatel esinenud väljalülitamiste kohta. Teades ülekoormuva võrguelemendi läbilaskevõime suurendamise maksumust ning mahakoormamise tõenäosuslikku võimalust, saab klient teha otsuse paindliku liitumisvõimsuse kasutamise kohta.

Võimsuspiirangut rakendatakse vaid selle võrguelemendi ülekoormumise ohu korral, mis kliendiga liitumislepingus kokku lepatakse. Juhul, kui antud võrguelement sisaldub mitme kliendi liitumislepingus, siis alustatakse paindliku võimsuse piiramist kõige uuemast liitujast, kasutades ära kogu tema paindlik liitumisvõimsus ning seejärel piiratakse ajaliselt järgmist liitujat, kuni vajadusel jõuab järg kõige varasema liitujani. Tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse mahakoormamine tuleb teostada kliendil vastavalt võrguettevõtja nõudele.

Vajadus paindliku liitumisvõimsuse rakendamiseks selgub põhivõrguettevõtja poolt erinevatel ajahetkedel läbi viidava elektrisüsteemi talitluse modelleerimise käigus – alates aasta ette planeerimisest kuni operatiivtunni alguseni. Paindliku liitumise kas osalise või täieliku mahakoormamise vajadusest informeeritakse klienti esimesel võimalusel. Sõltuvalt katkestusaja pikkusest annab põhivõrguettevõtja vastava info järgmistel tähtaegadel:

1. Juhul, kui mahakoormamine kestab järjestikku üle 120 tunni, siis informeeritakse klienti piiramise kuule eelneva kuu 25. kuupäevaks;
2. Juhul, kui mahakoormamine kestab järjestikku kuni 120 tundi, siis informeeritakse klienti tema liitumispunkti maksimaalselt lubatud tarbimis- ja/või tootmissuunalisest võimsusest tundide lõikes hiljemalt eelmisel päeval kell 12:00.

Paindliku liitumisvõimsuse mitteplaanilise piiramise puhul (näiteks avariid elektrisüsteemis või erakorralised tööd võrgus jms) toimub piiramine Eleringi poolt automaatselt kaugjuhtimise teel.

Põhivõrguettevõtja informeerib klienti paindliku liitumisvõimsuse piirangutest vastavalt põhivõrguettevõtja kehtestatavale andmevahetusformaadile. Kliendil tuleb tagada andmeside toimimine põhivõrguettevõtja SCADA ja kliendi vastava süsteemi vahel ning kehtestatava andmevahetusformaadi kasutusele võtmine. Samuti tuleb kliendil välja ehitada ning testida tehniline lahendus, mis põhivõrguettevõtja SCADA-st käskluse saabudes muudab lubatud tarbimis- ja/või tootmissuunalist paindlikku liitumisvõimsust.

Aruande koostamise hetkeks on Elering sõlminud kokku viis paindlike tingimustega lepingut: tarbimine 64MVA (üks leping) ja tootmine kokku 121,5MVA (4 lepingut).

3.6.5 Salvestusseadmete liitumine

Salvestusseadmed elektrisüsteemis on elektripaigaldised, mis võimaldavad elektrienergiat soovitud ajal võrgust salvestada ja valitud ajal seda võrku tagasi anda. Põhilised salvestusseadmete võimekust iseloomustavad suurused on elektrienergia mahutavus ja võimsus, ning ka väljundvõimsuse reguleerimise kiirus. Kõige levinumad tehnoloogiad on reservuaariga pumphüdroelektrijaamad ning elektriakudel baseeruvad salvestusseadmed. Tänapäeval kasutatakse üldjuhul läbi konverterite ühendatud tehnoloogiad, mis võimaldavad võrgu sagedusest sõltumatult sujuvalt reguleerida salvestusseadmete väljundvõimsust ja on opereerimise mõttes palju paindlikumad.

Võrguga liitumisel kehtivad salvestusseadmetele sarnased nõuded nagu tootmismoodulitele ja/või HVDC konvertersüsteemidele. Samuti on salvestusseadmete liitumisel vajalik piisav võrgu läbilaskevõime nagu tavapärase tootmise- ja tarbimissuunalise uue liituja liitmisel. Kui salvestusseadmed on projekteeritud töötama liinide koormuse vähendamise suunas, saab salvestusseadmeid liita ka kohtades, kus täna võrgu läbilaskevõime puudub – näiteks kombinatsioonina koos tootmismoodulitega. Eelpoolmainitud võrgu arengud võimaldavad tulevikus kindlasti suuremahulist salvestusseadmete liitumist, mis võiksid pakkuda nii süsteemiteenuseid kui teenida tulu elektrihinna volatiilsuse pealt.

Eesti elektrisüsteemiga ülekandevõrku ühendatud salvestusseadmeid täna ei ole. Küll aga on kauges tulevikus planeeritavad mitmed salvestusseadmed, seal hulgas suuremahulised pumphüdroelektrijaamad erinevates Eesti piirkondades, mis võiksid selle tüümiku Eesti elektrisüsteemis kindlasti täita ja anda täiendava panuse Eesti elektrisüsteemi varustuskindlusesse.

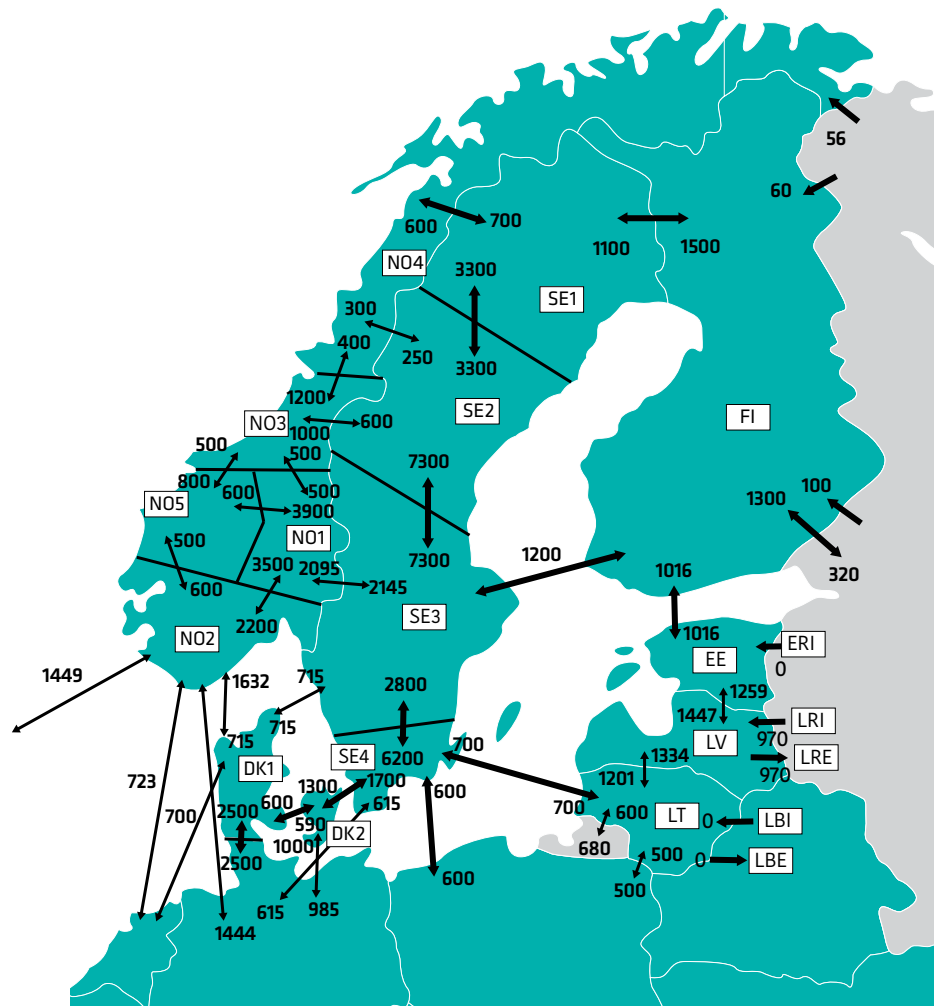
Hetkel on töös olevaid liitumislepinguid, mille alusel rajatakse võrguühendusi salvestusseadmetele, kokku 1087 MVA ulatuses. Paldiski pumphüdrojaama projekt (500 MW) raames toimuvad liitumislepingut ettevalmistavad tegevused, liitumislepingut sõlmitud ei ole.

Kokkuvõttes on võrk salvestusseadmete ühendamiseks valmis, vaja on veel välja töötada salvestusseadmete jaoks kasutatavad süsteemiteenuste ja muud reguleerimisturud. Lisaks on Elering välja töötanud salvestusseadmetele sobilikuma ülekandetasu struktuuri, luues eraldi ainult püsitasukomponentidel põhineva tariifipaketi. Salvestusseadmetele on püsitasupõhine tariifipakett sobilikum, kuna salvesti ei pea sellisel juhul tasuma energiapõhist tariifi, mis võimaldab tal madalama muutuvkuluga elektriturul osaleda.

3.7 VÕIMALUSED TEISTE RIIKIDEGA KAUPLEMISEKS

Eesti ning Baltikum tervikuna on naaberriikidega elektriliselt hästi ühendatud. Euroopa elektrituruga ühendavad Baltikumi lisaks EstLinkidele ka Leedu ühendused Rootsisiga (NordBalt) ja Poolaga (LitPol). Ühendused Soomega on kokku 1016 MW, Poolaga 500 MW ja Rootsisiga 700 MW. Teiste turupiirkondade ühenduste läbilaskevõimed on näha alloleval joonisel.

Joonis 3.33
Läänemere regiooni
maksimaalsed
ülekandevõimsused
(MW) 25.mai 2022
seisuga



Arendatud ajalooliselt osana Venemaa elektrisüsteemist, on Balti riikide elektrisüsteemidel mitmed ühendused ka Venemaa ja Valgevenega. Eesti elektrisüsteem kuulub koos Läti, Leedu, Vene ja Valgevene elektrisüsteemidega koostööorganisatsiooni BRELL, mille raames toimub koordineeritud süsteemi opereerimine ja sageduse juhtimine – seda kuni Kesk-Euroopaga sünkroniseerimiseni, mis on kavandatud 2025. aasta algusesse.

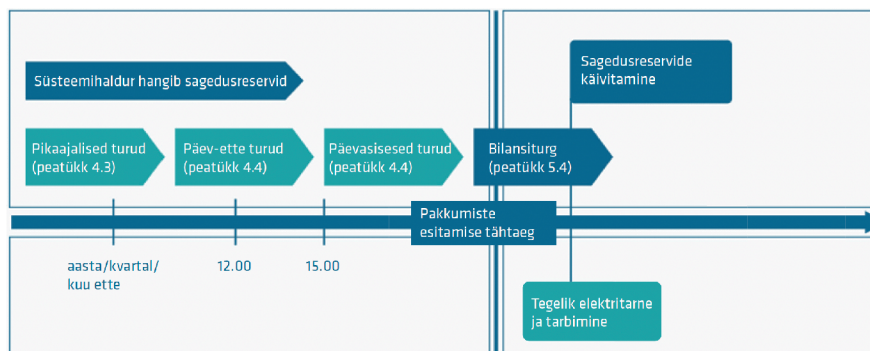
Elering kui süsteemihaldur vastutab piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele ja Eesti elektrituruseadusele.

Euroopa Komisjon on võtnud eesmärgiks kasutada ülekandevõimsuse jaotamisel vaid turupõhiseid lahendusi ning mitte anda eeliseid üksikutele turuosalistele. Selline lähenemine tõhustab konkurentsi ning suurendab läbipaistvust, mis on vajalik uute investeerimisotsuste tegemiseks. Piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted on reguleeritud ELi määrusega nr 2019/943 ja 1222/2015 (CACM NC), 2016/1719 (FCA NC), 2017/2195 (EB GL) võrgueeskirjadega. Süsteemihalduri kohustus on tagada ülekandevõimsuste jaotamisel süsteemi varustuskindlus. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale lubab süsteemihal-

dur elektrienergia importi teistest elektrisüsteemidest ja eksporti teistesse elektrisüsteemidesse ning samuti transiiti põhivõrguettevõtja elektrivõrgu kaudu sellisel määral ning tingimustel, mis otseselt ei kahjusta riigi elektrisüsteemi, ei tekita lisapiiranguid elektri sisetarbimisele ega halvenda riigi elektrisüsteemi tarbijate varustuskindlust ja elektrienergia kvaliteeti. Oluline on märkida, et võrgueeskirjad ei käsitle kauplemist kolmandate riikidega (nagu Venemaa ja Valgevene). Venemaa agressiooniga Ukraina vastu 2022. aastal lõppes süsteemihaldurite, Euroopa Komisjoni ja Venemaa vaheline dialoog ja energia-kaubandust Venemaaga ei toimu.

Elektriturul on turuosalistele kasutada erinevad võimalused nii kauplemiseks kui ka riskide maandamiseks. Kui päev-ette, päevasisesel ja bilansi ehk reguleerimisturul kaubeldakse eelkõige füüsilise energiaga, siis näiteks pikaajalistel finantsteenuste turul pakutavad tooted on eelkõige ette nähtud turuosaliste hinnariskide maandamiseks (allolev joonis).

Joonis 3.34
Euroopa ühtne
turumudel
ajaperioodide lõikes



Pikaajalisi tooteid pakub Elering Soome piiril (suunas FI-EE) ja Läti piiril (suunal EE-LV) üleeuroopalise pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühisel platvormil SAP (*single allocation platform*), mida opereerib JAO³⁶.

Järgmise päeva ehk päev-ette turg on elektrituru osa, kus börsidel kaubeldakse järgmisel päeval tarnitava füüsilise elektriga igaks turuperioodiks (2023. aastal on turuperioodiks üks tund, tulevikus on plaan liikuda 15-minutilise turuperioodi peale). Eestis saab elektriostu/müügi otselepinguid sõlmida vaid riigisiselt. Teine võimalus elektrienergia kauplemiseks on osaleda elektribörsil, mis on üleeuroopalise turgude ühendamise projekti osa (SDAC). Eestis on börsikorraldajaks määratud elektriturukorraldaja NordPool³⁷ ja EPEX³⁸, kuid viimane 2023. aasta seisuga kauplemist veel ei pakkunud. Börsil kujuneb hind kindlal kokkulepitud perioodil tehtud pakkumiste alusel marginaalse hinnastamise (*marginal-pricing*) põhimõtte alusel igaks tunniks kõikidele ühinenud pakkumispriikondadele korraga.

Päevasisene turg on elektrituru nõ järgmine etapp, kus turuosalistel on võimalik täiendavalt üleeuroopalise (SIDC) kaubelda elektritarnetega, et korrigeerida järgmise päeva turul tehtud tehinguid. Vajadus teha täiendavaid ostu-müügitehinguid võib tuleneda ka täpsustunud tootmis-/tarbimisprognosidest (näiteks ilmastikuolude muutumisel). Päevasiseste tehingutega kauplemist alustatakse pärast järgmise päeva turutulemuste avalikustamist ning kauplemine on võimalik ka tarnega samal päeval kuni üks tund enne tegeliku tarnetunni algust.

Alates 2018. aasta 1. jaanuarist käivitus Baltikumis ühine reguleerimisturg. Balti reguleerimisturul kasutatakse alljärgnevalt loetletud reguleerimisreservide tooteid:

- standardtoode (mFRR), mida pakuvad Balti riikides ja ühtlasi väljaspool Baltikumi tegutsevad reguleerimisteenuse pakujad, mille parameetrid ühtivad Baltikumi standardtootele kehtivate kriteeriumitega. Viimaseid hoitakse Baltikumi ühises pakkumiste nimekirjas koos prognooshindadega;
- spetsiifiline toode (ER mFRR), mida pakuvad Balti riikides ja Balti riikidest väljaspool tegutsevad reguleerimisteenuse pakujad.

³⁶ <https://www.jao.eu/auctions#/>

³⁷ <https://www.nordpoolgroup.com/en/>

³⁸ <https://www.epexspot.com/en>

Balti elektrisüsteemide liitumine Mandri-Euroopa sünkroonalaga toob kaasa fundamentaalse muudatuse kogu senise Balti elektrisüsteemide tasakaalustamise korraldusel, mille tulemusena Balti süsteemihaldurid loovad võimekuse osaleda ise sageduse juhtimise ehk *load-frequency control* (LFC) vastutuse kandmisel. Euroopa süsteemi osana peavad Balti riigid olema vajadusel valmis oma elektrisüsteemi iseseisvaks juhtimiseks. Seejuures peavad Balti riigid liituma üleeuroopalise automaatse sageduse taastamise (aFRR) reservi platvormiga (PICASSO) ja manuaalsete sageduse taastamise (mFRR) reservide platvormiga (MARI). Päev-ette reservide võimsusturult hangitakse iga päev järgmiseks ööpäevaks kolme Balti riigi jaoks ühiselt vajalik kogus kiiret sageduse taastamise reservi (FCR) ning automaatselt ja manuaalselt aktiveeritavat sageduse taastamise reserve (aFRR ja mFRR).

Olukorras, kus füüsiline energjavoog ületab võrgu läbilaskevõimsust ning on oht süsteemi juhtimise võimekusele, tuleb füüsilise ülekoormuse eemaldamiseks teha vastukaubandust. Vastukaubandust teostatakse ainult operatiivtunnil, ennetavalt (näiteks 8 tundi ette) vastukaubandust ei teostata. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu aktiivvõimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämise tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Peamiselt tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel (vahelduvvoolu ühendus) just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutamperatuuri tõusu tõttu. Suured võimsusvood Läti või Eesti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös vastukaubandust. Eelmisel talveperioodil tehti vastukaubandust kokku 1 tunnil Eesti-Läti ristlõikel. Tabelis 3.3 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel. Tabelis toodud väärtused on Eleringi poolt arvatud ülekandevõimsused vastavalt täna kehtivale ülekandevõimsuste arvutamise metoodikale³⁹. Turu käsutusse antav võimsus koordineeritakse Läti süsteemihalduri AST-ga, kus mõlema süsteemihalduri piirangud võetakse arvesse.

Tabel 3.3
Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eesti ristlõigetel talvel ja suvel 2023-2033

Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus (TTC)		EE→LV	LV→EE	EE↔FI	EE→RU	RU→EE
2023	talvel 0°C	1610	1600	1016	910	910
2023	suvel +25°C	820	920	1016	350	360
2024	talvel 0°C	740	890	1016	910	910
2024	suvel +25°C	475	890	1016	350	360
2025	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2025	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2026	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2026	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2027	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2027	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2028	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2028	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2029	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2029	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2030	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2030	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2031	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2031	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2032	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2032	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0
2033	talvel 0°C	1200	1250	1016	0	0
2033	suvel +25°C	1050	1250	1016	0	0

³⁹ https://elering.ee/sites/default/files/attachments/03.10.2018_Baltic%20CCR_CCM.pdf

3.8 ELEKTRIVÕRGU FÜÜSILINE TURVE

Toimiv elektriülekandevõrk on kriitilise tähtsusega kriisi korral. Ülekandevõrgu erakorraliste oludega toimetulekuks on vaja siseriiklikke taasteplaane ning vajalikke ressursse. Taasteplaanide olemasolu ning nende õppustel kontrollitud sobivus tagab valmisoleku erakorralisteks oludeks.

Elektrivõrgu kriisiõppuste läbiviimiseks ning elektri ülekande- ja jaotamise kutsepädevuse tõstmiseks valmib 2024. aastal Elering AS ja Elektrilevi OÜ koostöös õppeväljak. Väljakule ehitatakse muuhulgas ka tüüpiline Eleringi alajaam ning kõrgepinge õhuliin. Õppeväljakul asuvas alajaamas saab treenida elektripaigaldises töötamiseks vajalikku ohuteadlikku käitumist, seadmete hooldusesse viimise ja tagasiühendamise põhimõtteid. Kõrgepinge õhuliinide ehitamise põhimõtete ning hooldusvõtete õppimiseks püstitatakse väljakule erineva konstruktsiooni ning kõrgusega maste.

Alajaamadevaheliste ühenduste katkestuste kiireks taastamiseks on vajalik taastada õhuliinid alajaamade vahel. 2023.aastal sõlmis Elering Kanada ettevõttega ACIER PROFILE SBB INC lepingu avariitaastesüsteemi hankimiseks. Hangitav süsteem võimaldab püstitada kuni 10 kilomeetrit ajutist liini. Avariitaastesüsteemi abil saab loetud tundidega koostada ja püstitada kõrgepingeliini ajutisi ankru-, nurga- ja kandemaste. Süsteemi saab kasutada erineva pingeklassi ja ahelate arvuga õhuliinide rajamiseks. Ajutisi maste on võimalik püstitada kraana või helikopteriga, aga sõltuvalt oludest ka kuue töötaja jõul ehk rasketehnikat kasutamata näiteks raskesti ligipääsetaval maastikul. Samuti on modulaarset mastisüsteemi võimalik kasutada ajutiste liinilõikude ja möödaviikude rajamiseks kõrgepingevõrgu remondi- ja ümberhitustöödel, kui elektrivarustuse tagamiseks pole elektriliini võimalik pikemaks ajaks välja lülitada.

Eleringil on olemas ka standardsete mastide reserv, ent selliste mastide püstitamine avariide likvideerimiseks võib võtta liialt kaua aega ja seda võivad takistada transpordi ja püstitamise keerukusega seotud piirangud. Näiteks võib olla tavamasti püstitamine soisel pinnasel keerukas ja aeganõudev, võttes nädalaid ja olles teatud juhtudel võimalik üksnes külmunud pinnasega.

Elektrisüsteemi eriolukordadega kohanemiseks on vajalik mobiilsus ning selle eesmärgi täitmiseks alustas Elering 2023.aastal projektiga, mille raames hangitakse mobiilne alajaam. Kohanemisvõime parandamine annab Eleringile võimaluse tulla paremini toime tootmisvõimekuse võrku ühendamise olukordades, kus tootmisega ühendatud alajaama seadmeid on vaja hooldada või vahetada. Mobiilne alajaam on asendamatu puhkudel, kus elutähtsa teenuse osutamine piirkonnas on oluliselt raskendatud elektri puudumise tõttu.

Varude tähtsus ning olemasolu on muutunud järjest olulisemaks. 2022.-2023. aastal on Elering suurendanud oluliselt elektri- ja gaasisüsteemi taastamiseks vajalike komponentide koguseid ning nende ladustamiseks on Elering ehitanud täiendavaid ladustamisvõimalusi.



4 Elektrisüsteemi võimekus

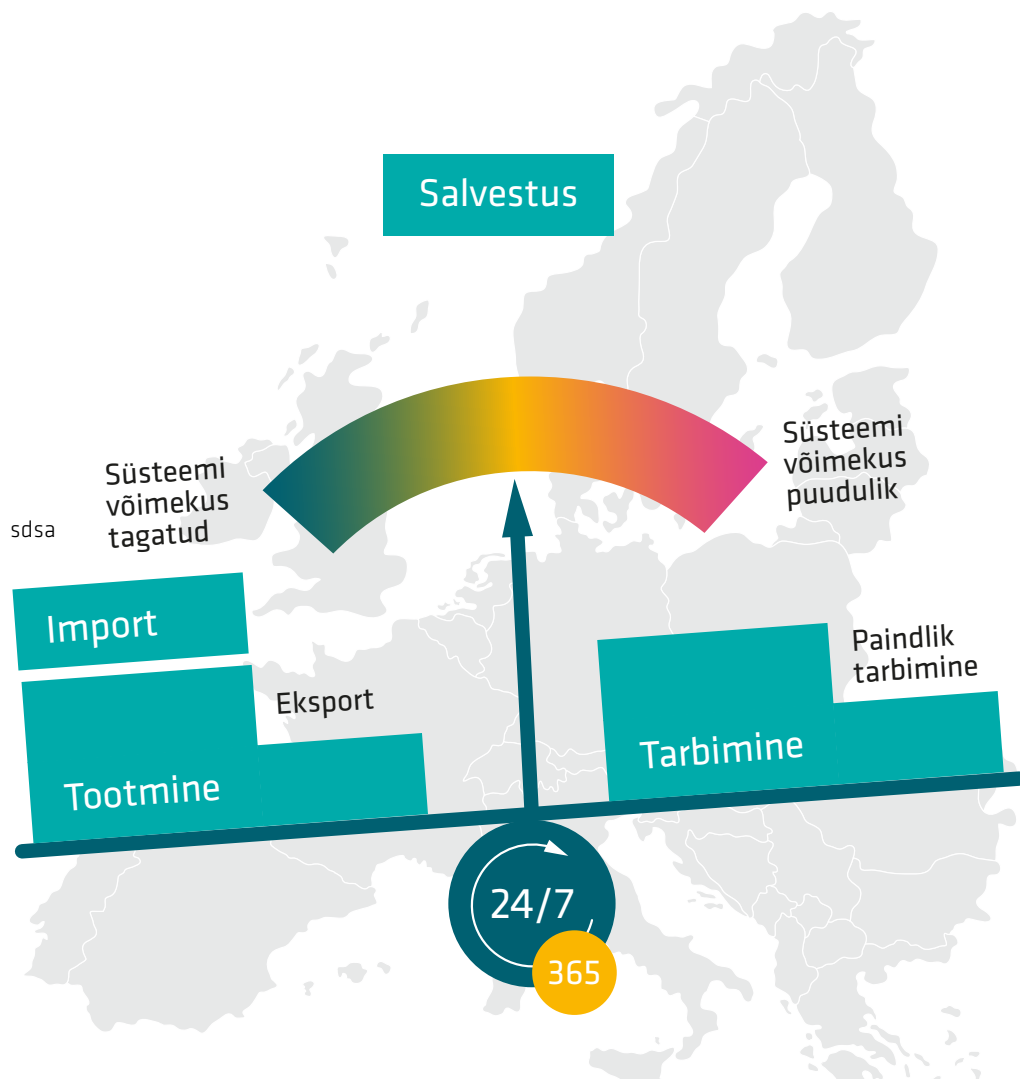
4.1	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA SELLE TAGAMINE	94
4.2	EESTI VARUSTUSKINDLUSE NORM	96
4.3	STRATEEGILISE RESERVI KONTSEPTSIOON	97
4.4	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS	98
4.4.1	Olulisimad eeldused süsteemi võimekuse analüüsid	99
4.4.2	Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs	100
4.4.3	Eesti riiklik süsteemivõimekuse analüüs	102
4.4.3.1	Tundlikkuse analüüs	103
4.4.4	Regiooni süsteemivõimekuse deterministlik analüüs	104
4.4.5	Eesti süsteemivõimekuse deterministlik analüüs	107
4.4.6	Eeloleva talve süsteemivõimekuse hinnang	108
4.4.7	Erakorralised stsenaariumid 1	10
4.4.7.1	Balti saartalitluse stsenaarium	110
4.4.7.2	Erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga	112
4.4.7.3	Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium	113
4.4.7.4	Eesti hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium	114
4.5	TARBIMISE PROGNOOS	115
4.6	TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEoses TOOTMISVÕIMSUSTEGA EESTIS	120
4.7	HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE	122



4.1 SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA SELLE TAGAMINE

Elektrisüsteemis peavad tarbimine ja tootmine olema igal ajahetkel omavahel tasakaalus. Selleks, et seda tasakaalu majanduslikult ja keskkonnasäästlikult hoida, on vaja tekkivaid probleeme pikalt ette näha ja tegutseda, et elektrisüsteemis oleks tarbimise katmiseks tagatud piisavalt ressursse, seda illustreerib Joonis 4.1. Elektrisüsteemi võimekus vaatab mitu aastat ette, et kodumaine elektritootmine, salvestus, impordivõimekus ja paindlikkuse võimekus oleksid piisavad erinevates olukordades tarbimise katmiseks.

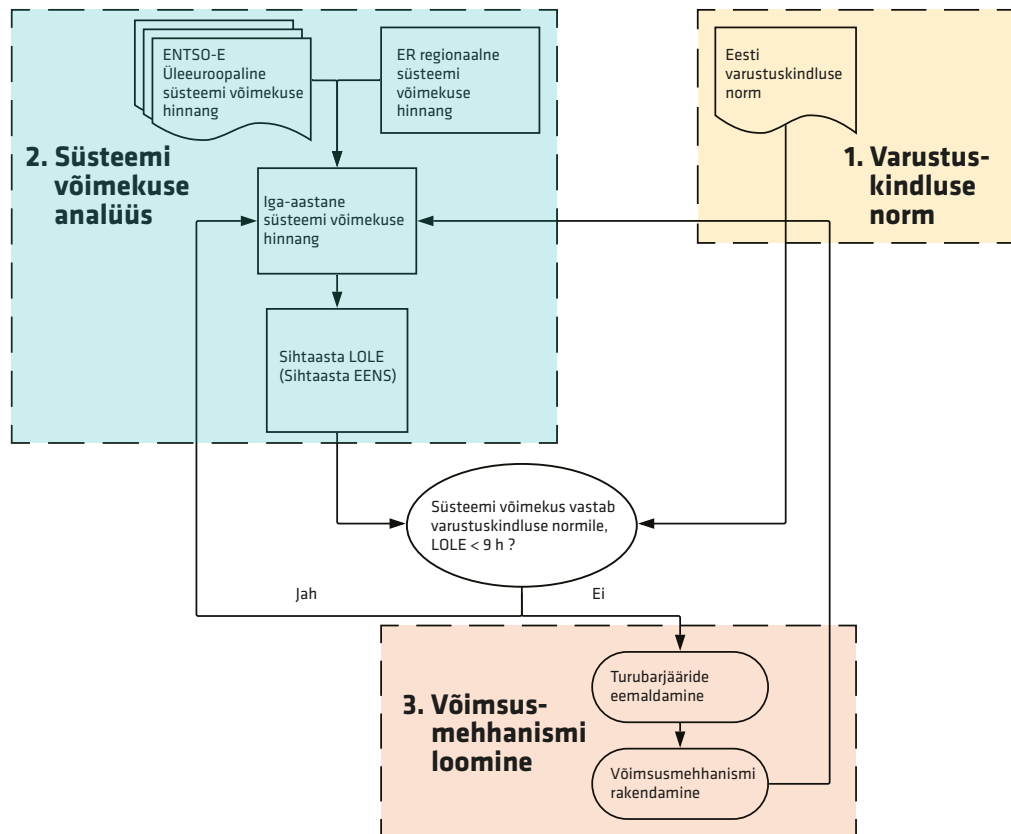
Joonis 4.1.
Pikaajalise
süsteemi võimekuse
komponendid ja
tasakaaluasend



Elektrisüsteemi võimekuse tagamisel on kolm olulist etappi:

- varustuskindluse normi kehtestamine (peatükk 4.2) vastavalt tasakaalule andmata energia kulude ja uute võimsuste investeringukulude vahel;
- pikaajaline elektrisüsteemi võimekuse hindamine (täpsema meetodika kirjelduse leiab peatükist 4.4.1 ja detailsemad tulemused Eesti ja Läänemere regiooni riikide kohta leiab peatükist 4.4.4);
- juhul kui pikaajaline elektrisüsteemi hinnang näitab paremaid süsteemivõimekuse indikaatorite väärtusi, kui varustuskindluse norm ette näeb, siis on süsteemi võimekus tagatud. Juhul kui hinnang toob välja, et tulevikus on olukord kehvem, kui norm lubab, siis on vastavalt Euroopa Komisjoni juhistele vaja eemaldada turutõrkeid ning viimases olukorras on võimalik välja kuulutada võimsusmehhanism (täpsem kirjeldus peatükis 4.3).

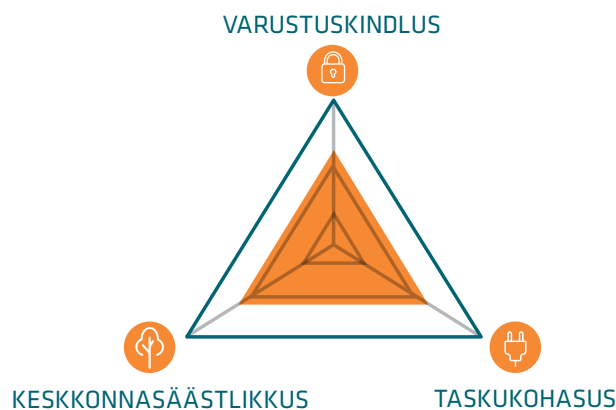
Joonis 4.2.
Süsteemi võimekuse
tagamise etapid



Joonis 4.2 näitab erinevaid etappe, milles süsteemi võimekuse analüüs igal aastal läbi viiakse. Varustuskindluse norm kehtestati 2021. aasta kevadel ning võimsusmehhanismi rakendamine leiab aset siis, kui on leitud, et võimekus ei vasta normile.

Süsteemi võimekuse ühe osana ei analüüsita elektrienergia hinda. Energia taskukohasus on vaieldamatult energiapoliitika üks elemente. Näiteks Maailma Energeetikanõukogu (World Energy Council – WEC) kirjeldab energiapoliitikat kolmest osast koosneva nn trilemma (Joonis 4.3). Selle trilemma osad on varustuskindlus, taskukohasus ja keskkonnasäästlikkus. Varustuskindluse ühe osana ei vaadelda energia taskukohasust, vaid see on eraldi energiapoliitika element. Sama käsitlus on ka Eesti ja Euroopa seadusandluses, mille järgi Elering varustuskindlust hindab. Varustuskindluse ja kitsamalt süsteemi võimekuse hindamise meetodikates ei analüüsita ühe komponendina energia hinda. Euroopa energia ühisturul tekib energia hind vabal turul konkurentsitingimustes. Euroopa reeglid keelavad riikidel elektriturule sekkumise (riigiabi andmise) välja arvatud põhjendatud juhtudel (tõendatud varustuskindluse probleem) ja riigiabi loa olemasolul. Vabal turul tuleb siiski veenduda, et eksisteerib õiglane konkurents ehk oluline on järelevalve turuosaliste käitumise osas, mida teostavad turuoperaatorid ning regulaatorid (Eestis Nord Pool ja Konkurentsiamet). Vaba turu olukorras ei ole välistatud ka vajadus haavatavamaid tarbijagruppe energia taskukohasuse osas aidata, näiteks toetuste kaudu erakordselt kõrgete hindadega perioodidel.

Joonis 4.3.
Energeetika
trilemma – Maailma
Energeetikanõukogu
(World Energy
Council – WEC)



4.2 EESTI VARUSTUSKINDLUSE NORM

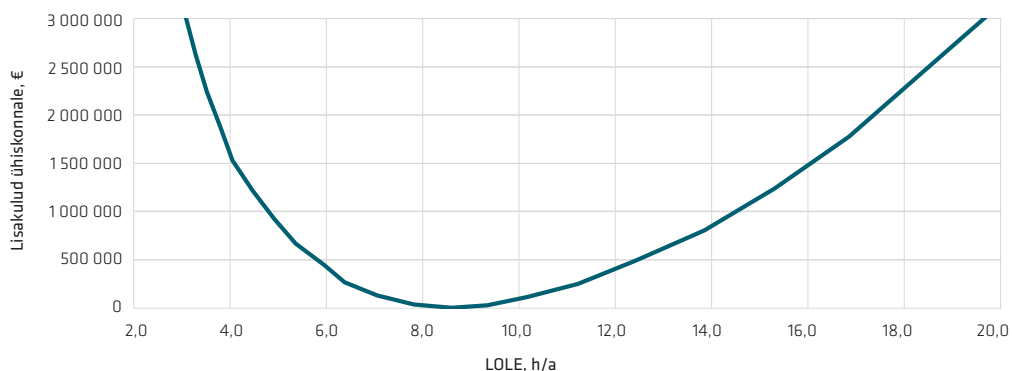
Euroopa elektri siseturu määrus nõuab, et kõik riigid, kes soovivad süsteemi võimekuse probleemi korral taotleda võimsusmehhanismi rakendamist, peavad esmalt kehtestama riikliku varustuskindluse normi, mis on kooskõlas ACER-i kinnitatud üleeuroopalise ühise metoodikaga. Normiga määrab iga liikmesriik oma elektrisüsteemi võimekuse aktsepteeritava taseme ning sellega võrreldakse elektrisüsteemi võimekuse analüüsi tulemusi. Juhul kui läbi viidud analüüs näitab, et süsteemi võimekuse olukord on kehvem kui normis lubatud, võib liikmesriik taotleda Euroopa Komisjonilt riigiabi luba ning loa saamisel kehtestada riigis võimsusmehhanismi. Võimsusmehhanism on sisuliselt riigipoolne toetus elektritootjatele või juhitavale tarbimisele, et nad oleksid valmis vajalikul hetkel oma võimsust pakuma.

Vastavalt määruale väljendatakse varustuskindluse norm kahe parameetri kaudu – piirangutundide arv (*Loss of Load Expectation – LOLE*) ja andmata jäänud energia kogus (*Expected Energy Not Served – EENS*). Parameetrid, mida kasutatakse varustuskindluse normi määramiseks, on saamata jäänud energia hind (*Value of Lost Load – VOLL*), ühik [EUR/MWh] ja tasandatud uue lisandvõimsuse maksumus (*Cost Of New Entry – CONE*), ühik [EUR/MW]. CONE põhineb standardtehnoloogiatel, mis on kõige tõenäolisemalt turupõhiselt lisanduvad tootmisvõimsused. Detailsemad selgitused ja väärtused eeltoodud parameetrite kohta on leitavad Varustuskindluse standardi uuringust⁴⁰.

Eestis on kehtestatud optimaalne varustuskindluse tase piirangutundidele (LOLE) keskmiselt 9 tundi aastas. See tähendab, et ühiskonnale on soodsam lasta tekkida mõned tunnid, kus tarbimist ei suudeta täielikult turupõhiselt katta, kui nende üksikute tundide jaoks ehitada lisatootmisvõimsust. Kui neid tunde on rohkem kui üheksa, siis on kahju ühiskonnale suurem kui uue võimsuse investeering ning siis on võimsuste lisamine sotsiaalmajanduslikult põhjendatud. Iga-aastased süsteemi võimekuse analüüsid ja eristsenaariumid hinnatakse vastavalt mainitud normile.

Kui kalduda optimaalsest üheksast tunnist kõrvale, kannab ühiskond suuremaid kulusid. Joonis 4.4 näitab, millisel määral aastased kulud ühiskonnale kasvavad, kui varustuskindluse norm oleks midagi muud kui optimaalne. Kui lisada rohkem võimsusi, soovides vähendada LOLE näiteks kolme tunni peale (varustuskindluse norm Poolas, Ühendkuningriigis ja Prantsusmaal), maksaks Eesti tingimustes ühiskond selle eest ligi 3 MEUR aastas rohkem.

Joonis 4.4.
Sotsiaal-
majandusliku kulu
köver vastavalt LOLE
tasemele



⁴⁰ <https://elering.ee/varustuskindluse-standardi-uuring>

4.3 STRATEEGILISE RESERVI KONTSEPTSIOON

Olukorras, kui varustuskindluse norm ei ole tagatud, võib piisavate võimsuste kindlustamiseks rakendada riigiabi meetme. Eesti süsteemi võimekuse probleem tekib, kui erakordsete sündmuste tagajärjel tiputarbimisega periood on kokku sattunud madala kohaliku toodangu ja mitteplaaniliste erakordsete sündmustega elektrivõrgus. Eesti süsteemi analüüsid on suurima tagajärjega sündmusteks riikidevaheliste ühenduste ootamatu katkemine tulenevalt nende elementide suurest võimsusest. Selles olukorras ei ole võimalik elektrit teistest elektrisüsteemidest importida. Taolise potentsiaalse probleemi lahendamiseks sobib, nagu kinnitas ka Eestile sobivaima võimsusmehhanismi disaini uuring⁴¹, kõige paremini strateegiline reserv.

Strateegiliseks reserviks nimetatakse võimsusmehhanismi tüüpi, kus etteantud tingimustel hangitakse piiratud ajaks elektri tootmisvõimsust (või tarbimise alla koormamise võimekust), mis eraldatakse ülejäänud elektriturult. Tulenevalt sellest, et võimsus ei osale elektriturul, ei oma strateegiline reserv mõju elektrituru hinnateketele. Strateegilise reservi käivitamisel jääb elektrituru hinnaks seesama hind, mis oleks tekkinud ilma strateegilise reservita. Strateegiline reserv käivitatakse ainult erakordsetel juhtudel, kui elektrisüsteemis tekib reaalne oht, et turuvahenditega ei ole võimalik tarbimist ja süsteemi töökindluseks vajalikke reserve tagada. Strateegiline reserv on oma olemuselt ja kvalifitseerumistingimustelt mingile kindlale süsteemi võimekuse probleemile suunatud mehhanism, mis aitab selle mehhanismi haldamiseks vajalikud kulud hoida soodsamad kui turuülese võimsusmehhanismi puhul.

Teiste võimsusmehhanismi tüüpide suureks puuduseks on, et need saavad osaleda pidevalt ka teistel elektriturgudel ning võimsusmehhanismi maksete saamine moonutab normaalset turuhinda ja konkurentsi elektriturul. Turuülese võimsusmehhanismi tekitatud turumoonutused võivad omakorda takistada uute turupõhiste tootmisvõimsuste rajamist ning kiirendada teiste, võimsusmehhanismi makseid mittesaavate võimsuste sulgemist, sealhulgas naaberriikides.

Strateegilist reservi nähakse Euroopa Komisjoni poolt kõige vähem vaba elektriturgu mõjutavana, seega sobitub see kõige paremini nende nõudmistele ja reeglitega, eeldusel, et kindel vajadus taolise turusekkumise jaoks on olemas. Euroopa Parlamendi elektrituru määruse kohaselt peab liikmesriik analüüsima, kas võimsusmehhanism strateegilise reservi kujul lahendaks liikmesriigi süsteemi võimekuse probleemi ja ainult siis, kui strateegiline reserv seda ei tee, on võimalik kasutusele võtta alternatiivseid võimsusmehhanismi tüüpe. Eesti puhul ei ole hetkel alust arvata, et strateegilise reservi loomisest ei piisaks võimaliku süsteemi võimekuse probleemi lahendamiseks.

Elering viis 2022. aasta kevadel läbi strateegilise reservi kontseptsiooni avaliku konsultatsiooni⁴², mille käigus tutvustati turuosalistele esmast nägemust strateegilise reservi reeglitest ning küsiti nende kohta tagasisidet. Praeguseks on strateegilise reservi kontseptsioon esitatud Kliimaministeriumile ning Konkurentsiametile.

Tabel 4.1.
Varustuskindluse
tagamise
vastutusala

Tegevus	Vastutaja
1. Varustuskindluse normi probleemi tuvastamine	Elering
2. Euroopa Komisjoni teavitamine võimalikust võimsuse puudujäägist	Kliimaministerium
3. Vajadusel riikliku varustuskindluse analüüsi teostamine	Elering
4. Turutõrgete analüüsi koostamine	Konkurentsiamet
5. Võimsusmehhanismi riigiabiloat väljastamine	Euroopa Komisjon
6. Võimsusmehhanismi kontseptsiooni ettepanek	Kliimaministerium
7. Võimsusmehhanismi võimaliku mõju naabritele analüüsi teostamine ja avalik konsultatsioon	Elering

41 <https://elering.ee/sites/default/files/public/T%26A/Study%20on%20a%20Capacity%20Remuneration%20Mechanism%20for%20Estonia.pdf>
42 <https://elering.ee/loppenud-konsultatsioonid?page=1#tab2052>

8. Võimsusmehhanismi detailse kava väljatöötamine ja avalik konsultatsioon	Elering
9. Võimsusmehhanismi detailse kava kinnitamine	Konkurentsiamet
10. Võimalikud muudatused seadusandluses	Kliimaministerium
11. Potentsiaalsete teenusepakkujate eelkvalifitseerimine	Elering
12. Riigihanke läbiviimine ja eduka(te) pakkuja(te)ga lepingu sõlmimine	Elering

4.4 SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS

Elering hindab Eesti elektrisüsteemi võimekust vastavalt Joonisel 4.2 toodud skeemile ning rakendades erinevaid meetodikaid. Analüüsi saab jagada neljaks osaks:

1. Vastavalt Euroopa siseturu määrusele saab vaadata ERAA (*European Resource Adequacy Assessment*) analüüsi, kui esimest etappi süsteemi võimekuse taseme hindamisest, sest see võtab arvesse Euroopa tasemel vajalikke trende, eeldusi ja majanduslikku jätkusuutlikkust.
2. Regionaalne analüüs vastab NRAA (*National Resource Adequacy Assessment*) reeglitele, kuid analüüsib detailsemalt Baltikumi jaoks olulisi eripärasusi ja tundlikkust. Kõige olulisemaks täienduseks võrreldes ERAA analüüsiga on Baltikumi süsteemiteenuste turu detailsem modelleerimine, millel on oluline mõju Eesti süsteemi võimekusele. Tulenevalt süsteemiteenuste turu lihtsustatud modelleerimisest on ERAA analüüs Baltikumi jaoks teatud tingimustes ebätäpne. NRAA analüüs kasutab ERAA majandusliku jätkusuutlikkuse tulemusi sisendina ja lisab täpsustavaid detaile. Seda kasutatakse ka nõ „baasstsenaariumina“ tundlikkuse analüüsides.
3. Tundlikkuse analüüs – kui ERAA ja NRAA leiavad süsteemi võimekuse taseme eri aastatel tehtud eelduste vastu, siis tundlikkuse analüüsiga leitakse kriitilisemate aastate kohta Eestile vajalik tootmisvõimsuse kogus, mis tagaks süsteemi võimekuse LOLE 9 piirangutunni tasemel.
 - Kui baasstsenaariumi analüüsist selgub, et olukord ei vasta varustuskindluse normile, siis tundlikkuse analüüsiga selgitatakse välja, kui palju juhitavat võimsust on puudu.
 - Ühtlasi, kui baasstsenaariumi analüüsi alusel süsteemi võimekuse tase on kõrgem kui varustuskindluse norm, siis selgitatakse välja, kui palju juhitavat võimsust on minimaalne kogus, et süsteemi võimekuse tase oleks normi piires.
4. Täiendavate stsenaariumite analüüs deterministlikul meetodil, sest eelnevate osade üheks eelduseks oli toimiv Euroopa elektriturg, kuid ei arvestata võimalike regionaalsete madala töönaosusega sündmustega. Lisaks analüüsib Elering täiendavaid toimepidevusstsenaariume.

Töenäosusliku analüüsi (peatükid 4.4.2 ja 4.4.3) peamine eelis tuleneb sellest, et see vaatab suurt hulka erinevaid olukordi – luuakse tarbimise profiilid, mida peab katma erinevate elektrijaamades tootmise profiilide ja importidega. Seejuures võetakse arvesse ka võimalikke avariisid nii tootmisüksustes kui ka ülekandeliinidel. Kuna suuremad elektrisüsteemid nagu Saksamaa, Norra, Rootsi, Poola mõjutavad Eesti elektriturgu oluliselt, on töönaosuslike analüüsides korral minimaalne geograafiline vaade vähemalt Läänemere-äärsed riigid.

Deterministlik analüüs (peatükid 4.4.4 kuni 4.4.7) vaatab ühte prognoositud tiputarbimise olukorda ja hindab, mis võimsused ja mis ulatuses sel hetkel saadaval on ehk sisuliselt „kõige kriitilisem hetk“. Sellises tiputarbimise olukorras avaldab Eesti süsteemi võimekuse tasemele kõige suuremat mõju Soome,

Läti ja Leedu (3B+FI ehk kolm Balti riiki ja Soome), kuna oleme nendega kõige tihedamini seotud. Peamised parameetrid sellel meetodikal on tiputarbimine, kättesaadav tootmisvõimsus ja maksimaalne impordi võimekus. Oluline on märkida, et taastuenergia osakaalu suurenemisel ja paindlikkusel põhineva elektrisüsteemi arenguga on järjest keerulisem saada realistlikku ülevaadet süsteemi võimekusest, vaadates vaid üht tiputarbimise tundi aastas. Nimelt ei pruugi taastuenergia tootmise prognoosimatuse tõttu kõige kõrgema tarbimisega tund olla süsteemi võimekusele kõige kriitilisem. Ühtlasi peab deterministlikul lähenemisel tegema palju eeldusi turuosaliste varasema käitumise põhjal, kuid tuleviku elektrisüsteemi opereerimine on oluliselt erinev mineviku omast ning turuosaliste otsuseid on keeruline prognoosida. Paindlikkuse ja salvestuse kasvuga muutub „kõige kriitilisema hetke“ planeerimine järjest ebatäpsemaks.

4.4.1 Olulisimad eeldused süsteemi võimekuse analüüsid

Käesolev peatükk toob välja süsteemi võimekuse analüüsi olulisemad eeldused Eesti (ja Baltikumi) elektrisüsteemi jaoks. Elering on eelduste osas konservatiivne, see tähendab, et arvestame analüüsid ainult nende tootmisvõimsustega, mis on suure tõenäosusega analüüsitaval aastal olemas. Tabel 4.2 ja Joonis 4.5 selgitavad olulisemaid eeldusi Eleringi ja ENTSO-E süsteemi võimekuse analüüsid.

Tabel 4.2.
Olulisimad eeldused
varustuskindluse
analüüsid

Muutuja	Aeg	Kirjeldus	Kommentaar
Estlink 3	<ul style="list-style-type: none"> ERAA analüüsis 2033 NRAA ja deterministlikus analüüsis 2035 	Eesti-Soome-vahe- line HVDC ühendus 700 MW	ERAA analüüsi sisendandmete kogumise ajal (kevad 2023) oli parim teadmine, et ühendus valmib 2033, hiljem uuendati eeldatav realiseerumise aeg 2035. aasta peale.
Harmony link	<ul style="list-style-type: none"> ERAA analüüsis 2030 NRAA analüüsis ja deterministlikes analüüsid 2032 	Leedu-Poola-vahe- line HVDC ühendus 700 MW	ERAA analüüsi sisendandmete kogumise ajal (kevad 2023) oli parim teadmine, et ühendus valmib 2030. Hiljem uuendati eeldatav realiseerumise aeg 2032. aasta peale.
Narva põlevkivi elektri- jaamad		Baasstsenaariumis võeti aluseks tootja prognoos turul saadaval olevatest võimsustest erinevate aastate jooksul.	ERAA majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi raames kontrollitakse jaamade tasuvust. Kuni 2026. aasta lõpuni hoitakse võimsuseid vastavalt omaniku ootusele hoolimata ERAA analüüsi tulemustest.
Tuuleenergia arengud		Konservatiivne tuuleenergia kasv. Esimene mere-tuulepark lisandub aastal 2035.	Elering arvestab vaid nende tuuleenergia tootmisvõimsustega, mis tänase teadmise järgi suure tõenäosusega realiseeruvad.
Pump- hüdro- elektri- jaamad	-	Ei ole analüüsis arvestatud.	Eestis on arendamisel kaks pumphüdroelektrijaama. Kuna jaamade valmimise aja osas ei ole täit kindlust, siis analüüsis ei ole nendega arvestatud.
Akud	-	Ei ole analüüsis arvestatud.	Eestis on arendamisel mitu akujaamaprojekti. Kuna akude valmimise aja osas ei ole täit kindlust, siis analüüsis ei ole nendega arvestatud.

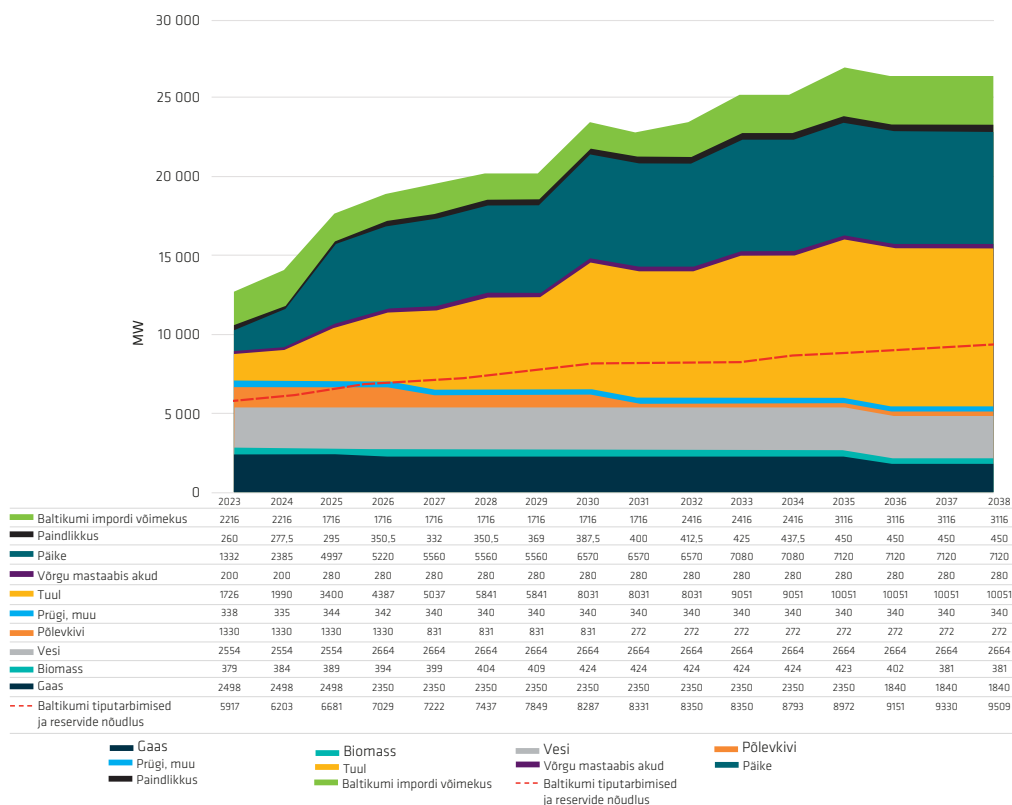
Eesti-Läti 4. ühen- dus	<ul style="list-style-type: none"> • ERAA analüüsis 2032 • NRAA analüüsis ja deterministlikes analüüsides 2035 	ERAA analüüsi sisendandmete kogumise ajal (kevad 2023) oli parim teadmine, et kaabel tuleb 2032, hiljem uuendati eeldatav realiseerumise aeg 2035. aasta peale.
-------------------------------	--	---

Elektrisüsteemides üle Euroopa on selgelt välja joonistuvad trendid:

- Tarbimise kiire kasv (nii kogutarbimise kui ka tiputarbimise)
- Kiire taastuvenergia tootmisvõimsuse kasv
- Fossiilsetel kütustel töötavate elektrijaamade sulgemine

Baltikumi kõiki tootmisvõimsused (sh taastuvad) ja tarbimise prognoosnumbrid ning trendid on leitava alljärgneval joonisel (Joonis 4.5), mis on analüüside baasstsenaariumiks. Installeeritud võimsuste ja kasutatavate ressursside kogus (sh taastuvatest allikatest toodetav elekter) ületab mitmekordselt tipunõudlust ja aastase tarbitava elektri tootmisega probleeme ei tohiks olla. Kuna taastuvenergia põhinevad tootmisvõimsused ei ole igal ajal kindlalt kättesaadavad ja nagu järgnevatest peatükkidest selgub, on Baltikumi süsteemis vaja suures koguses paindlikke tootmisvõimsuseid.

Joonis 4.5.
Baltikumi
elektrisüsteemis
installeeritud
võimsused,
paindlikkuse
ressursid ja
tipunõudlus



4.4.2 Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs

ENTSO-E, koostöös Eleringi ja teiste Euroopa TSO-dega, koostab igal aastal üleeuroopalise elektrisüsteemi võimekuse analüüsi ERAA (*European Resource Adequacy Assessment*). Seekord on süsteemi võimekuse analüüsi perspektiiv kuni 2033. aastani ning tulemused sisaldavad kõigi Euroopa riikide elekt-

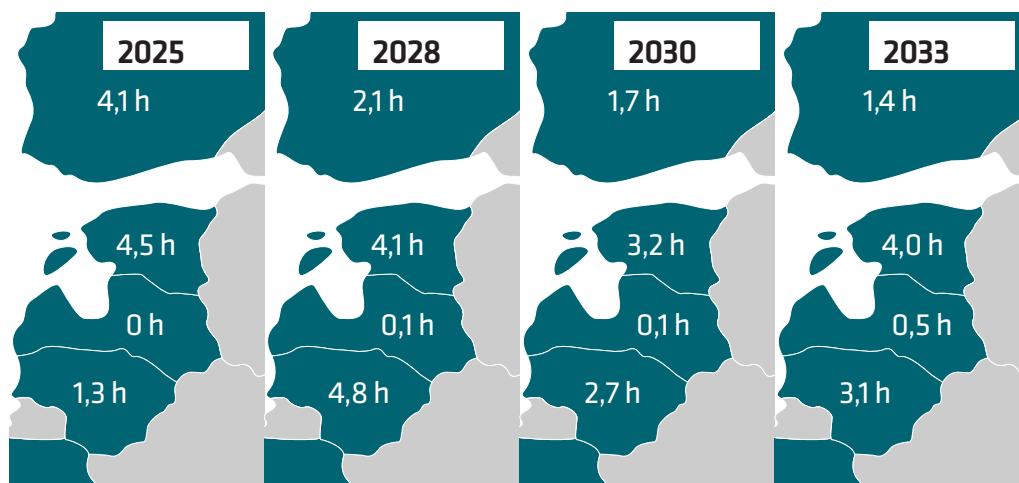
risüsteemi võimekuse indikaatoreid aastatel 2025, 2028, 2030 ja 2033. Nimetatud aastate analüüsid võetakse andmete aluseks kõigi Euroopa Liidu riikide esitatavad riiklikud energia- ja kliimakavad, TSO-de parimad teadmised vastaval aastal olemasolevatest tootmisvõimsustest ja riikidevahelistest ühendustest, tarbimisprognosid ning ajaloolised kliimaandmed. Vastavalt ERAA meetodikale arvutab simulatsioonimudel, millised elektrijaamad on majanduslikult jätkusuutlikud. Meetodikaga saate tutvuda ENTSO-E kodulehel⁴³.

Euroopas on palju elektrijaamu, mis kasvavate kütusehindade ja ambitsioonika kliimapolitiika tõttu ei suuda enam katta oma püsikulusid elektriturult saadud tuludega. Ühtlasi on riike, mille elektrisüsteemi on alainvesteeringutega ning mudel leiab nendesse piirkondadesse vajalike omadustega võimsusi, optimaalseteks tehnoloogiateks võivad osutuda salvestus akude näol, paindlik tarbimine või gaasielektrijaam. Elering kasutab ENTSO-E ERAA analüüsi tulemusi kui lähtepunkti, mille põhjal koostada Eesti rahvuslik NRAA analüüs, et saada veelgi parem ülevaade eelolevast olukorrast.

ERAA tulemused lähtuvad süsteemi võimekuse parameetritest LOLE ja EENS. Joonis 4.6 näitab tulemust, milline oleks Euroopas piirangutundide arv, kui:

- Eesti tarbimise numbrid on vastavalt peatükis 4.5 kirjeldatud eeldustele;
- tootmisvõimsuste areng on agregeeritud kujul näidatud Joonisel 4.5, kuid vastavalt ERAA meetodikale on lisaks turuosaliste ja riikide kliima eesmärkidele tehtud majandusliku jätkusuutlikkuse analüüs (EVA – Economic Viability Assessment) ja eeldatud on, et kahjumlikud jaamad on turult lahkunud ning juurde on lisatud investeeringuid uutesse ressurssidesse.

Joonis 4.6.
ERAA 2023. aasta
analüüsi keskmised
piirangutundide
arvud regioonis



Eeltoodud joonisel (Joonis 4.6) on arvesse võetud eeldusi, et majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi tulemusel on Baltikumis ja Soomes tehtud lisaks baasstsenaariumile järgmised otsused:

- 2025. aastal – Eestis vähendatakse 420 MW võrra põlevkiviplakkide võimsust; Soomes viiakse 240 MW kivisöe võimsust konserveeritud olekusse ja investeeritakse 120 MW paindlikku tarbimisse; Leedus vähendatakse 90 MW võrra vanemat gaasil töötavat võimsust.
- 2028. aastal – vastavalt baasstsenaariumile
- 2030. aastal – vastavalt baasstsenaariumile
- 2033. aastal – Lätis vähendatakse 270 MW võrra gaasil töötavat võimsust, Soomes vähendatakse 960 MW võrra gaasil töötavat võimsust ja 620 MW võrra kivisöel töötavaid võimsusi.

ERAA tulemuste põhjal ei täida regioonis ainult Soome 2025. ja 2028. aastal oma varustuskindluse normi LOLE, mis on Euroopas üks madalamatest – keskmiselt 2,1 piirangutundi aastas. Kuna 2030. aastaks

⁴³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>

on turupõhiste meetmetega probleem lahenenud, siis oleks käesolevate tulemuste põhjal Soomes vaja võimsusmehhanismi, et süsteemivõimekust parandada. Teistel naaberriikidel regioonis on varustuskindluse tase normi piires ja ERAA uuringu resolutsiooniga rohkem süsteemi võimekuse probleeme ei tuvastatud. Sarnaselt Eestile võivad teiste riikide TSO-d koostada NRAA analüüsi oma regiooni kohta, et kontrollida süsteemivõimekuse taset ka regiooni-spetsiifiliste, detailsemate eelduste korral.

Eelmise aasta ERAA näitas Eestile 2027. aastal keskmiselt 9,7 piirangutundi aastas, mis ületab varustuskindluse normi. Analüüside järgi see tulemus tekiks olukorras, mil ükski Narva plokk ei ole majanduslikult jätkusuutlik. Võrreldes eelmise aasta ERAA-ga, on käesoleval aastal mõningad muudatused nii sisendandmetes kui ka uuringu meetodikas, mis täpsustavad neid trende. Nagu kirjeldatud Tabelis 4.2, on üks suur muutuja olnud Poola-Leedu ühenduse Harmony Linki valmimise aasta. ERAA2022 koostamise ajal oli parim teadmine, et see valmib 2026. aastaks ning see sidus Baltikumi elektrisüsteemi paremini Kesk-Euroopaga. Parema ühenduse väliste turgudega tõi 2022 ERAA analüüsis Eesti hinnapiirkonna hinnad alla ja järelusena ei oleks Narva plokid turul konkurentsivõimelised. ERAA2023 eelduste kohaselt lisandub Harmony Link 2030. aastal, mis tähendab, et sinnani on Baltikumis naabritega ühendus väiksem ja piirkonna hinnad selle tõttu kõrgemad. Sellises olukorras on tõenäolisem, et Narva jaamad püsivad konkurentsis ja suudavad hoida süsteemi võimekuse alla varustuskindluse normi taset. Eesti elektriga varustatuse suur tundlikkus nii projektide realiseerumisele kui ka väikestele muudatustele süsteemi võimekuse hindamise meetodikas kinnitab seda, et tähelepanu peab pöörama detailidele ja iga projekti viibimine võib omada suurt mõju.

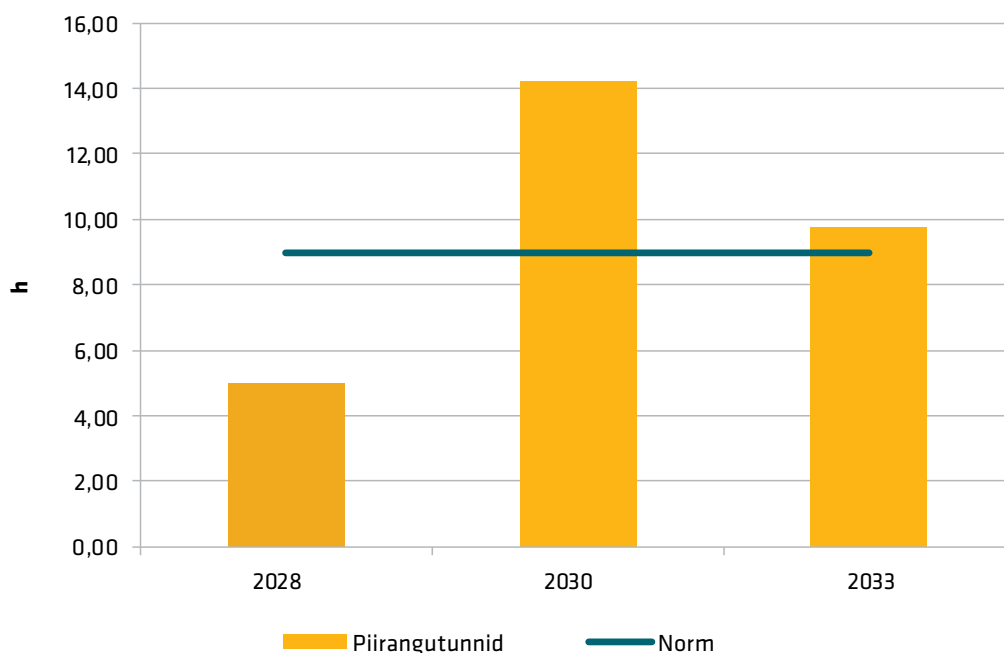
4.4.3 Eesti riiklik süsteemivõimekuse analüüs

Eesti riiklik süsteemivõimekuse analüüs (NRAA) kasutab sama meetodikat, mis eelnevas peatükis kirjeldatud ERAA analüüs, kuid Baltikumi kohta on läbi viidud täpsem modelleerimine. NRAA simulatsioon kasutab sisendina ERAA majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi, kuid mudel erineb järgnevate muudatuste tõttu:

- Detailsem sagedusreservide vajaduse modelleerimine – vastavalt Baltikumi LFC ploki kontseptsiooni dokumendile. Iga riigile lisatud FCR-i, aFRR-i ja mFRR-i (üles ja alla) nõuded (kokku 15 reservide hoidmise tingimust) ning reservvõimsuste pakkumise võimalus üle Baltikumi.
- Vähendatud geograafiline ulatus – ERAA analüüsib kõiki Euroopa riike ning olulisema mõjuga kolmandaid naaberriike. Kuna selliste mudelite arvutamine on ajaliselt väga ressursimahukas, siis NRAA analüüsib vaid Eestile olulisema mõjuga piirkonda. Analüüsis on modelleeritud Läänemere-äärseid riike ehk Eesti, Läti, Leedu, Poola, Saksamaa (koos avamere turutsoonidega), Taani (koos avamere turutsoonidega), Norra, Rootsi ja Soome.
 - ▶ Oluline on märkida, et turumudel on Saksamaa, Taani, Poola ja Norraga ühendatud riigid modelleeritud vastavalt ERAA simulatsioonide tulemustele. Mudelis on mitte modelleeritud naaberriikide panus süsteemi võimekusse asendatud varasematest simulatsioonidest tekkinud arvutuslike maksimaalsete voogudega, mida on võimalik nendest riikidest importida vältimaks puudujääki.
- Täpsustatud turuosaliste tootmisvõimekusi, mis on seotud reserviturgude modelleerimisega. Analüüsis arvestatakse Leedu gaasielektrijaamadega (Leedu elektrijaama plokid 7 ja 8 – 510 MW).
- Uuendati suure mõjuga projektide ajakavasid, mis selgusid pärast ERAA analüüsi jaoks sisendandmete kogumist (vaata Tabel 4.2). Kõige olulisemad muudatused võrreldes varasemate aastate analüüsidega:
 - ▶ Leedu-Poola ühenduse Harmony Link valmimise edasilükkumine 2027. aastast 2032. aastasse.
 - ▶ Estlink 3 ja Eesti-Läti 4. hübriidühenduse (koos 1 GW meretuulepargiga) valmimine aastal 2035.

Võrreldes Eesti süsteemivõimekuse parameetreid Joonise 4.6 ja Joonise 4.7 vahel, siis on näha, et detailsem reserviturgude rakendamine vastavalt Balti LFC ploki tingimustele ja Harmony linki edasilükkumine tekitavad Eestis olulisel määral rohkem piirangutunde ka baasstsenaariumi korral. Regionaalsete simulatsioonide tulemusena suureneb Eesti piirangutundide arv 2028. aastal ligi kaks korda- 2,6 tunnilt 5 tunnini ning 2030. aastal suureneb piirangutundide arv 1,9 tunnilt 14,2 tunnini, ületades ka varustuskindluse normi. 2033. aastal suureneb piirangutundide arv 0,9 tunnilt 9,8 tunnini, ületades varustuskindluse normi. Märkimisväärne erinevus ERAA ja NRAA analüüsist tuleneb suurprojektide ajakavade muutustust, mille iga muutus mõjub süsteemivõimekusele negatiivselt. 2033. aastani on piisavalt aega, et turuosalisel jõuaks adekvaatselt reageerida ja leida parima lahenduse, mis suudaks konkureerida suure taastuenergia osakaaluga energiaturul.

Joonis 4.7.
Eesti
süsteemivõimekuse
analüüsi
baasstsenaariumi
keskmised
piirangutundide
arvud



4.4.3.1 Tundlikkuse analüüs

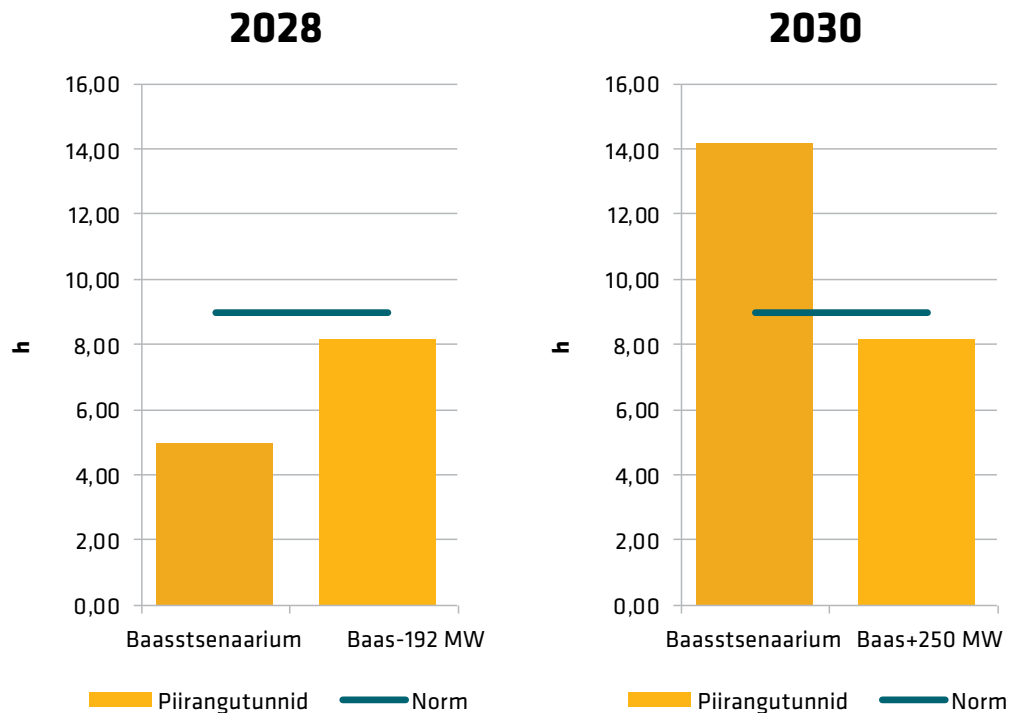
Leidmaks vajaliku koguse juhitavat võimsust Eestis, et tagada varustuskindluse norm, viidi läbi täiendavad tundlikkusanalüüsid. Kuni 2026. aasta lõpuni tundlikkusanalüüsi ei koostatud, sest Eesti Energiale seatud omaniku ootuste kohaselt tagatakse 2026. aasta lõpuni Eesti-sisene juhitav elektritootmisvõimekus vähemalt 1000 MW sõltumata veetasemest Narva jões ja veehoidlas, va korraliste hoolduste ja remontide teostamiseks või avariide kõrvaldamiseks vajaliku perioodi ajal. Sealjuures säilitab külmas reservis 1. novembrist 28. veebruarini võimsusi vähemalt 900 MW ja 1. märtsist kuni 31. oktoobrini vähemalt 600 MW⁴⁴.

Kui Joonis 4.7 arvestas baasstsenaariumis 2028. aasta kohta, et turul osaleb 1100 MW juhitavat võimsust, millest osad on koostootmisjaamad, siis tundlikkuse analüüsis Joonisel 4.8 oli turul 930 MW juhitavat võimsust ning piirangutundide arv jõudis normi lähedale. Selle põhjal võib järeldada, et 2028. aastal oleks varustuskindluse tagamiseks vaja umbes 1000 MW kindlat võimsust.

Eelkõige tulenevalt Leedu-Poola ühenduse (Harmony Link) edasilükkumisest, ei vasta 2030. aasta süsteemivõimekus varustuskindluse normile. Lisades Eestisse 250 MW tootmisvõimsust (vastab Kiisa avariireservelektrijaama võimsusele, mis on baasstsenaariumis analüüsist väljas), vastab süsteemivõimekus varustuskindluse normile. Selle põhjal võib järeldada, et 2030. aastal oleks varustuskindluse tagamiseks Eestis vaja lisaks olemasolevatele väiksematele elektrijaamadele ca 800 MW ulatuses põlevkiviplokke ja 250 MW täiendavat tootmisvõimsust.

⁴⁴ <https://www.fin.ee/uudised/rahandusministerium-uuendas-omanikuootusi-estis-energiale>

Joonis 4.8.
Eesti keskmised
piirangutundide
arvud koos
tundlikkuse
analüüsiga



ERAA ja NRAA analüüside järgi on varustuskindluse tagamiseks 2028. aastal Eestis vaja hoida umbes 1000 MW juhitavat võimsust. Kuna Narva põlevkivielektrijaamadele seatud omaniku ootus lõpeb 2026. aasta lõpus, siis risk võimsuste piisavuse osas tekib juba 2027. aastal. Seetõttu on oluline olla valmis Eestis strateegilist reservi rakendada juba 2027. aastast alates. Alates 2030. aastast on regioonil vaja täiendavat juhitavat tootmisvõimsust, et asendada turult väljuvaid vanu tootmisvõimsuseid ning pakkuda kiireid reserve kasvava taastuvenergia tootmise kontekstis. Siinkohal tasub veel meelde tuletada, et käesolevad simulatsioonid viidi läbi konservatiivsete taastuvenergia kasvuga, kui Eestis suudetakse täita „Eesti taastuvenergia 100%“ eesmärgid, siis see omaks positiivset mõju süsteemi võimekuse tasemele.

4.4.4 Regiooni süsteemivõimekuse deterministlik analüüs

Deterministliku analüüsi meetodika kasutamisel kõrvutatakse visuaalselt uuritavates riikides eeldatavad kasutatavad tootmis- ja ülekandevõimsused prognoositud elektrienergia tipunõudluse ja vajalike reservide kogusega. Meetodika eelis on selle lihtsus ja aastane resolutsioon.

Analüüsis eeldatakse ühtse elektrituru kui terviku toimimist. Alates 2025. aasta algusest on arvestatud Baltimaade sünkroniseerimisega Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga. Tootmisvõimsuste eeldused põhinevad elektritootjate esitatud andmetel ja süsteemihalduri hinnangul, arvestades kliimapoliitika eesmärgi ja arenguid taastuvenergia valdkonnas.

Detailsemad eeldused:

- Baltikumis ja Soomes on tipukoormuse ajal kasutatava tuule tootmisvõimsus kuni 2027. aastani 7% installeeritud võimsusest ning alates 2027. aastast 8%. See on hinnanguliselt kindel tootmine tuuleparkidest, mis on igal ajal saadaval. Kasv tuleb sellest, et mida suuremale alale on tootmisvõimsused paigutatud, seda suurem on tõenäosus, et kuski tuul puhub, ühtlasi on uued lisatud võimsused efektiivsemad.
- Päikeseenergia panust tiputundide katmiseks arvestatud ei ole.

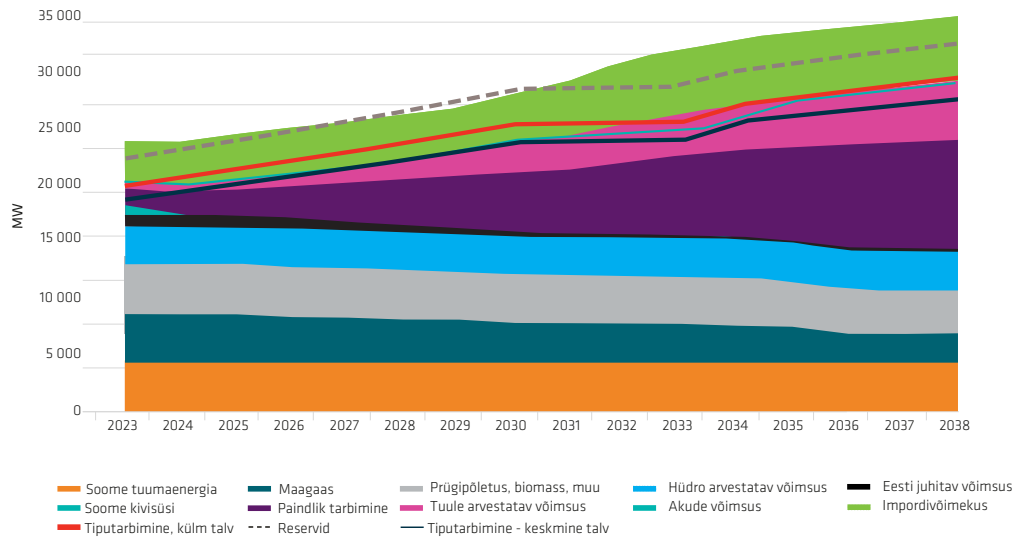
- Eesti põlevkivi võimsused on vastavalt uutele omanikuootustele kuni 2026. aasta lõpuni vähemalt 1000 MW ning seejärel vastavalt tootja esitatud prognoosile.
- Paindlikud tarbijad on tiputundide ajal võimelised end alla koormama. Paindliku tarbimise maht on hinnatud tuginedes 2021. ja 2022. aasta kõrge hinnaga perioodide tarbimise hinnatundlikkusele. Järgnevatel graafikul on see lisatud kui tootmisüksus, et visuaalselt paremini suurus edasi anda, kuid reaalsuses vähendaks see hoopis tiputarbimist paindliku tarbimise võrra.
- Sünkroniseerimine on toimunud vastavalt uuendatud plaanile 2025. aasta alguses.
- Harmony link hilineb ning valmib eeldatavalt 2032. aastal. Leedu ja Poola vahelduvvoolu ühendusel 2025-2032 elektrienergia kaubandust ei toimu, liin on broneeritud reservide jaoks.
- „Muude“ võimsuste all on summeeritud väiksemate elektritootjate tootmisvõimsused. (Näiteks biomassi-, prügipõletus- ja kütteõlijaamad).
- Hüdrolektrijaamad ei tooda tavaliselt tiputundide ajal oma maksimaalsel installeeritud võimsusel ning seetõttu on arvestatud Leedu, Läti ja Soome hüdrolektrijaamade puhul installeeritud võimsusest vastavalt 50%, 24% ja 77%.
- Akude panust arvestatakse 25% nende mahutavusest. Salvetus osaleb kõige tõenäoliselt reservide turul ning Eleringi analüüsi põhjal on see realistlik suurus, millega turuosalisel reserve pakuksid.

Alloleval joonisel (Joonis 4.9) on võimalik näha, et Baltikumi ja Soome regioon sõltub kogu vaadeldava perioodi oma reservidega tiputarbimise katmiseks tugevalt importvõimekusest. Ilma väliste ühendusteta Rootsi, Poola ja Norraga ei suudetaks Soome ja Baltikumi tiputarbimist katta. Kõige kriitilisem periood regioonile on 2027.-2030. aasta, kus jääb tipuhetkel tootmisressurssidest puudu kuni 465 MW (aastal 2029). Kõige olulisemad muutujad selle vahemiku sees oleksid:

- 2027. aasta lõpuga lõppeb Kiisa avarielektrijaamaga võimalus üles reguleerimise reserve pakuda, mis vähendab saadaval olevaid ressursse 250 MW võrra;
- Leedu-Poola ülekandeliin Harmony Link, mis pidi varasemalt lisanduma juba 2026. aastaks, lükati edasi. See 700 MW importi oleks olnud piisav, et puudujääk katta;
- 2026. aasta lõpuga lõppeb Eesti jaoks oluliste Narva põlevkiviplokkide hoidmise omaniku ootus Eesti Energiale, mistõttu võidakse neid sulgeda;
- Tarbimine ja reservide hoidmise kogus kasvab kiiremini kui uute kindlate võimsuste kogus;
- 2031. aastal leevendab olukorda uue Soome-Rootsi ülekandeliini Aurora line 2 lisandumine.

Joonisel on hüdrolektrijaamade tootmisvõimsused viirutatult välja toodud, kuna reaalsel tiputunnil võib see panus olla sõltuvalt olukorrast oluliselt suurem, kuid siin on lähtutud varem mainitud konservatiivsemast eeldusest. Samuti on viirutatud Soome paindliku tarbimise potentsiaal juhtimaks tähelepanu sellele, et elektrisüsteem muutub edaspidi oluliselt paindlikumaks. Loomulik tarbimise vähenemise ressurss sõltub tiputunnil tekkivast elektrihinnast, ilmastikust ning kõrge tarbimise perioodi pikkusest, kuid enne TSO-de poolt tarbimise piiramist on kogu ressurss tõenäoliselt rakendatud.

Joonis 4.9.
Kasutatavad
tootmisvõimsused
Baltikumis ja
Soomes aastatel
2023-2038

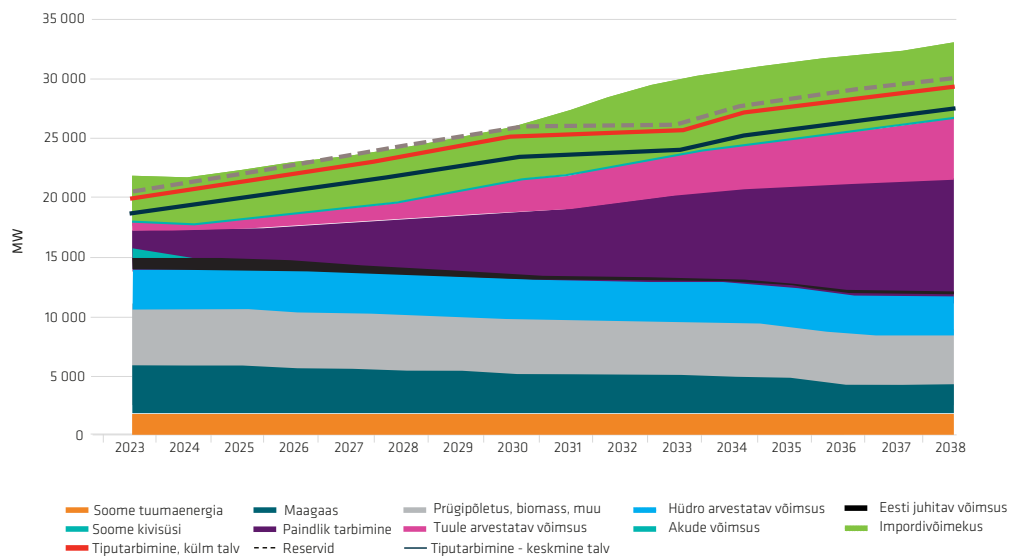


Varustuskindluse hindamisel arvestab Elering erinevate võimalike avariidega süsteemis. Joonis 4.10 esitab deterministliku analüüsi olukorrale, kui Balti ja Soome regioonis ei ole saadaval suuruselt esimene ja teine element ehk N-2 olukord.

Võrreldes Joonisel 4.9 esitatud olukorrale on N-2 korral arvesse võetud järgnevaid täiendavaid eelduseid:

- Suurimad elemendid, mille kadumist arvestatakse on Olkiluoto 3 (1600 MW), ja Olkiluoto 2 (890 MW) tuumaelektrijaamad Soomes.
- Kui Olkiluoto 3 võimsus ei ole kättesaadav, siis kaob Rootsi-Soome piirilt piirang ning impordivõimekus suureneb 300 MW võrra. Ühtlasi väheneb tarbimine 300 MW võrra, mis on varasemalt Soome tarbijatega kokku lepitud.
- Soome kasutab süsteemi tasakaalustamiseks gaasijaamades hoitud reserve, mis N-2 olukorras käivitatakse ning seetõttu on 3B+FI regioonis reservide nõudlus vähenenud. Kuna mõlemad N-2 avariid toimuvad Soomes ja Baltikumis on endiselt vaja avariide katmiseks reserve hoida, siis Baltikumis hoitavate reservide kogus ei muutu.

Joonis 4.10.
N-2 olukorras
kasutatavad
tootmisvõimsused
Baltikumis ja
Soomes aastatel
2023-2038



N-2 olukorras on tipuhetke puudujääk tuvastatud vaid 2029. aastal varasema nelja aasta vastu. Olukorra paranemine tuleneb sellest, et Soome tarbijatega on kokku lepitud, et taolise avarii korral vähendada tarbimist 300 MW võrra ja Soome ei hoia enam reserve.

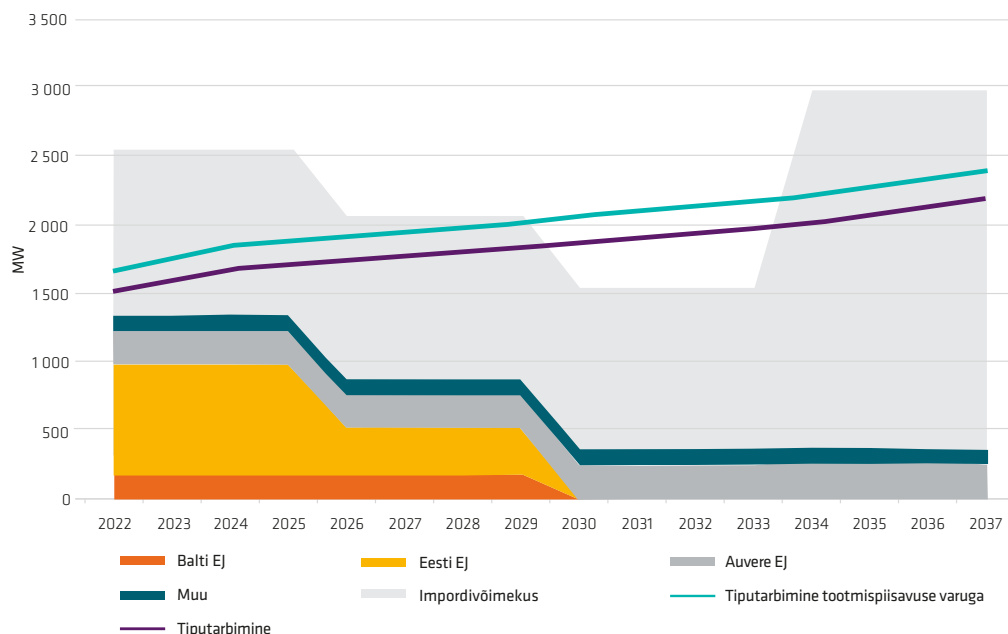
Regiooni deterministliku analüüsi kokkuvõttena on regiooni impordisõltuvuse vähendamiseks vaja investeringuid kas tootmisüksustesse või tarbimist nihutatavatesse tehnoloogiatesse nagu paindlik tarbimine ja akud. Investeeringud tuule- ja päikesevõimsustesse annavad tiputarbimise katmiseks oma panuse, kuid oma planeerimatu töötsükli poolest on see väiksem kui juhitava võimsuse panus. Elektrisüsteemi võimekuse planeerimise seisukohast on vaja rohkem ilmastikust sõltumatuid lahendusi nagu soojuselektrijaamad, salvestusvõimekus või tarbimise juhtimine.

4.4.5 Eesti süsteemivõimekuse deterministlik analüüs

Eesti talvine süsteemivõimekuse olukord aastatel 2023-2038 (Joonis 4.11) näitab, et Eestil on iga aasta tiputarbimise katmiseks vaja naaberriikidest imporditud elektrit. Tarbimise prognooside kohaselt kasvab talvine tiputarbimine viieteist aasta pärast 2187 MW-ni, mis on ligi 30% kõrgem kui 2023. aasta prognoositav tipp 1514 MW. Koos täiendava 10%-lise tootmispiisavuse varuga oleks tiputarbimine 2038. aastal 2406 MW. Installeeritud turupõhist juhitavat tootmisvõimsust on elektritootjate esitatud andmete ja Eleringi prognooside kohaselt 2030. aastal ca 873 MW ja 2038. aastal ca 346 MW, millele lisandub veel täiendavalt Kiisa avariireservelektrijaam ja võimalik strateegiline reserv.

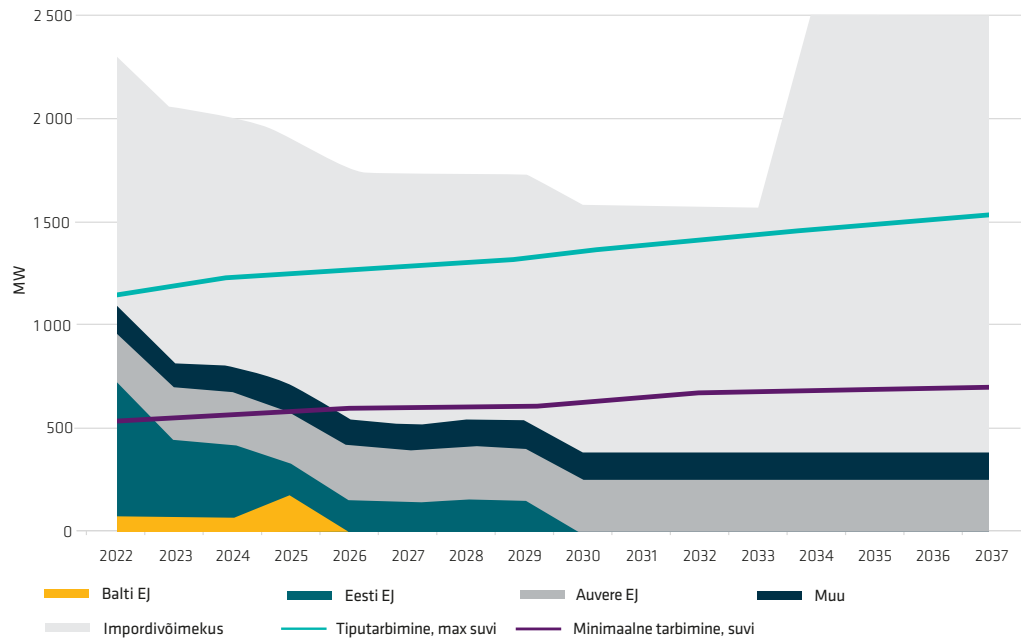
Kuni 2035. aastani on Eestis N-2 olukord, kui välja on kukkunud Estlink 2 ja üks kolmest Eesti-Läti ülekandeliinist. Pärast 2035. aastat on N-2 olukorras avarii Estlink 2 ja Estlink 3. Kui 2025. aasta alguses toimub Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimine, on Eestil N-2 olukorras välisühendusi 1200 MW ning uute välisühenduste – Eesti-Läti 4. ja Estlink 3. liinide – realiseerumisega suureneb Eesti impordivõimekus 2616 MW-ni.

Joonis 4.11.
Kasutatav tootmisvõimsus, impordivõimekus ja tipunõudluse eeldatav prognoos talvel



Tänaste prognooside kohaselt on suvine tiputarbimine aastaks 2038 kuni 1543 MW (Joonis 4.12). Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §14-le vastavat kasutatavat tootmisvõimsust on prognoosi kohaselt 2030. aasta suvel ca 589 MW ja 2038. aastal 389 MW. Kasutatav tootmisvõimsus suvel on madalam kui talvel tulenevalt elektrijaamade hooldustest ja osade koostootmisjaamade tööks vajaliku soojuskoormuse puudumisest. Joonisel toodud suvise tootmisvõimsuse piisavuse hinnangu kohaselt on Eesti kohalikke tootmisvõimeid ja impordivõimekust piisavalt, et katta suvine tiputarbimine. Lisaks graafikule olevatele ressursidele ei ole siin arvesse võetud päikese ega tuule võimsusi.

Joonis 4.12.
Kasutatav
tootmisvõimsus,
impordivõimekus
ja tipunõudluse
eeldatav prognoos
suvel





4.4.6 Eeloleva talve süsteemivõimekuse hinnang

Süsteemivõimekuse olukord enne eelmise aasta (2022/2023) talve oli Läänemere regioonis lähiajaloo kõige pingelisem, kuna lühikese aja jooksul kaardistati mitmeid suure mõjuga riske (Joonisel 4.13 heledam) ja oli juba realiseerunud mitmeid suure mõjuga sündmusi (tumedam). Õnneks oli talv 2022/2023 tavapärasest soojem ning kõrged gaasi- ja elektri hinnad panid tarbijaid oma tarbimisharjumusi kriitilise pilguga üle vaatama (tarbimise juhtimine), mis vähendas stressi elektrisüsteemile. Selle aasta sügisel on väljavaade eeloleva talve (2023/2024) vaates parem.

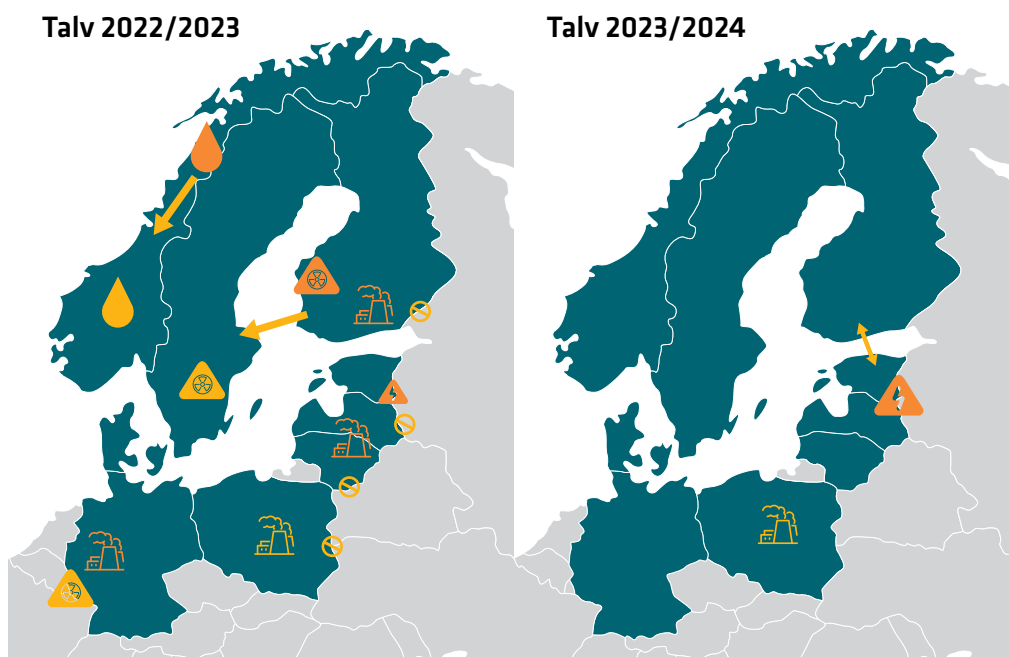
Tabel 4.3.
Varustuskindluse
riskid eelmisel
talvel võrreldes selle
talvega (vaata koos
Joonisega 4.13)

	Talv 2022/2023	Talv 2023/2024
	Üheaegselt olid hoolduses nii Rootsi kui Prantsusmaa tuumajaamad. Soome Olkiluoto 3 tuumajaama regulaarne tootmine lükkus korduvalt edasi.	Tuumajaamade kättesaadavus on hea ja Prantsuse tuumajaamade pikaajalised hooldused on tehtud.
	Norra hüdroreservuaarid olid suve läbi väga madalal, alles sügisel hakkasid täituma.	Põhjamaade hüdroreservuaaride tase on viimase 20 aasta mediaantasel (Joonis 4.14). Viimaste andmete järgi on Põhjamaade hüdroreservuaarides 13,4 TWh rohkem energiat.
	Ebaühtlane ressursside jaotus tekitas võrgus pudelikaelad ja suured hinnaerinevused naaber-hinnatsoonide vahel.	
	Gaasi, kivisöe ja pruunsöe tarneahelad olid takistatud või olemasolevad reservid madalad mitmes riigis korraga.	Poolas on kivisöe ja pruunsöe tasemed endiselt madalad, kui paremad kui eelmisel aastal.
		Gaasireservuaaride täituvus aruande kirjutamise ajal kogu Euroopas on 98%, Läti reservuaar on 96% täituvusega ⁴⁵ .
		BalticConnectori avarii on katkestanud Soome ja Baltikumi vahelise gaasitarne.

⁴⁵ <https://ogsi.gie.eu/#/>

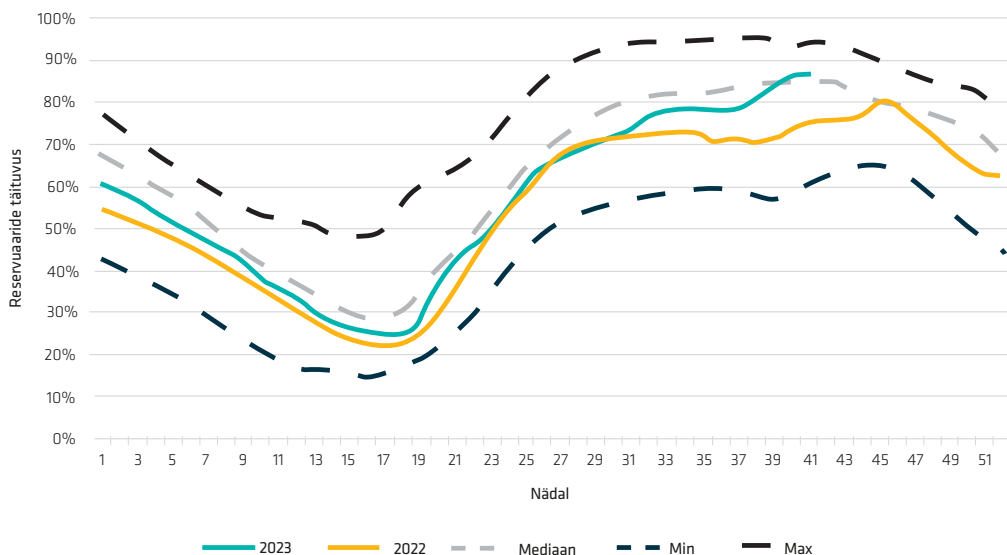
	Ootamatult tekkis vajadus piirata energia impordi Venemaalt ning alternatiivseid tarneallikaid oli keeruline lühikese ajaga leida.	Uue olukorraga on kohanatud.
	Erakorraline esünkroniseerimine IPS/UPS elektrisüsteemist oleks toonud kaasa suuri riske, sest vajalikud tegevused ohutuks opereerimiseks olid pooleli.	Suured pingutused on tehtud, et erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga ei ohustaks elektrivarustust, tegevused on endiselt pooleli, kuid valmisolek on kõrgem kui eelmine aasta.

Joonis 4.13.
Talviste riskide kaardistus sügisel 2022 ja 2023. Tumedam punane juba realiseerunud, heledam kaardistatud risk



Põhjamaades on hüdroreservuaarides viimase 23 aasta kõrgeim elektritootmise võimekus 121 TWh . Selline tase saavutati jaanuarikuus 2012. aastal. Aruande kirjutamise ajal on reservuaaride tase 86% (Joonis 4.14) ehk 109 TWh. Keskmise talve (oktoober-aprill) korral on Põhjamaade (Norra, Rootsi, Soome) elektritarbimine 218 TWh.

Joonis 4.14.
Norra, Rootsi, Soome reservuaaride täituvus aastatel 2001-2023



Sarnaselt pikaajalisele süsteemivõimekuse hindamisele viiakse üleeuroopaliselt läbi ka eelolevaks talveks tõenäosuslik analüüs – Winter Outlook 2023/2024. Aruande kirjutamise ajaks on käes vaid esialgsed tulemused, mis võivad veel täpsustuda, kuid Eestis ega naaberriikides andmata jäänud energiat (EENS) ei esinenud. See kinnitab ka kvalitatiivset hinnangut, et riskid on madalamal ja hetkel probleeme ette ei nähta.

4.4.7 Erakorralised stsenaariumid

Eelneva süsteemivõimekuse hindamise üheks eelduseks oli tavapärane toimiv Euroopa elektriturg, mis ei kirjelda võimalikke madala tõenäosusega sündmuseid nagu füüsilise taristu tahtlik või tahmatu kahjustamine või turutõrkeid, mis võivad pikaks ajaks tekitada häiringuid elektrisüsteemi opereerimises. Nendel põhjustel on Elering analüüsinud lisaks täiendavaid toimepidevusstsenaariume. Stsenaariumeid analüüsid kasutame deterministlikku meetodit.

4.4.7.1 Balti saartalitluse stsenaarium

Olukordades, kui Balti riikide elektrisüsteemil kaovad vahelduvvoolu ühendused suurema sünkroonalaga, on vajalik, et Balti elektrisüsteem töötaks iseseisvalt nn. saarena. Selline olukord võib tekkida, kui kaob vahelduvvoolu ühendus Venemaa elektrisüsteemiga või pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonalaga.

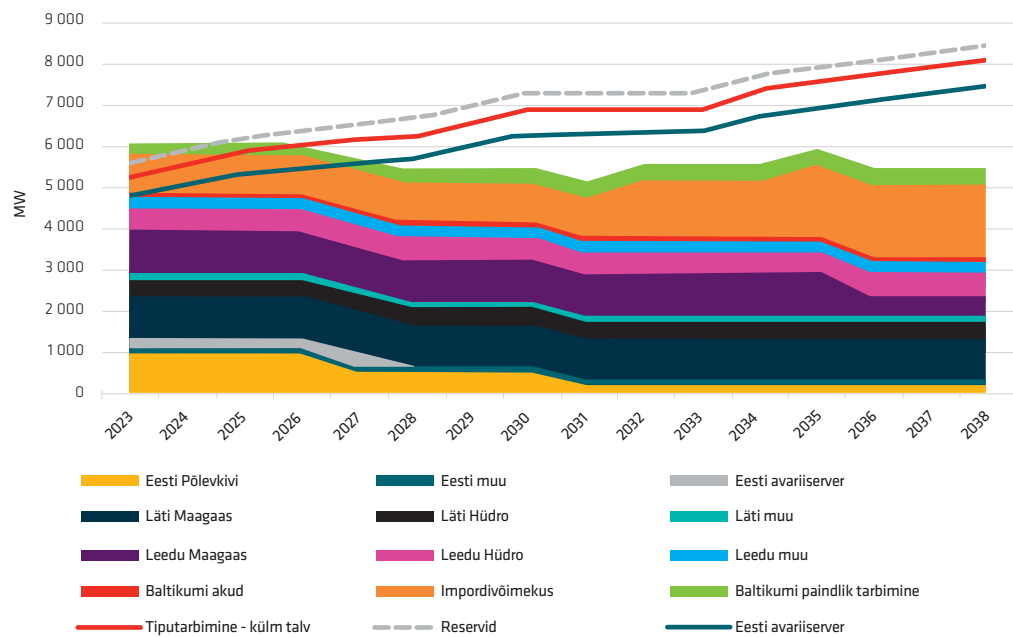
Vastavalt erakorralise sünkroniseerimise kavale, kui Balti riigid eralduvad Venemaa sünkroonalast, toimub tundide jooksul Balti riikide sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga. Seega ei ole antud olukorras tõenäoline pikaajaline Balti riikide töö saartalitluses.

Saartalitlus võib olla pikaajalisem, kui toimub eraldumine Mandri-Euroopa sünkroonalast. Selle ajendiks võib eelkõige olla Leedu-Poola ühenduste rike. Sellises olukorras tuleb valmis olla saartalitluses opereerimiseks kuni rikke kõrvaldamiseni.

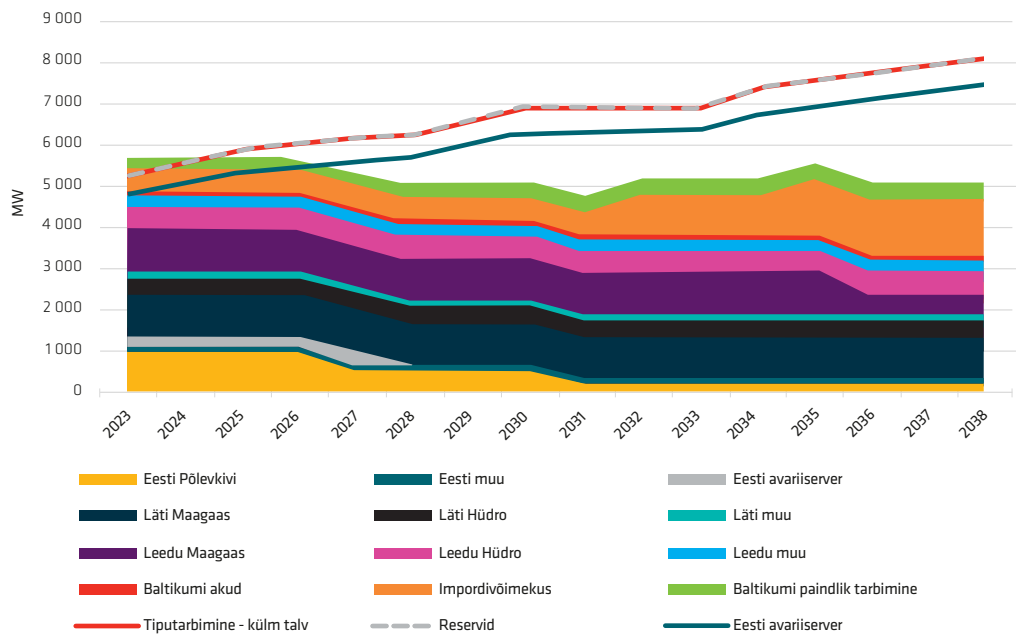
Eeldused:

- Balti riigid peavad olema valmis Balti saarestunud sünkroonala stsenaariumiks igal ajahetkel.
 - ▶ Perioodil, kui Balti riigid on osa Venemaa sünkroonalast, toimub Balti riikide eraldumine Venemaa sünkroonalast. Sellisel puhul suudetakse loetud tundide jooksul end Mandri-Euroopaga sünkroniseerida, mille tegevused on juba varem kokku lepitud.
 - ▶ Perioodil, kui Balti riigid on osa Mandri-Euroopa sünkroonalast, toimub Leedu-Poola vahelduvvoolu ühenduse katkemine ning Balti riigid peavad vahelduvvoolu ühenduse taastamiseni iseseisvalt hakkama saama. See olukord võib kesta kauem, kuni ühenduse katkemise põhjus on likvideeritud.
- Mandri-Euroopa sünkroonala olles on kuni 2032. aastani Leedu-Poola piiril ülekandevõimsus 0 MW, sellel ühendusel toimub ainult sagedusreservide vahetamine. Harmony linki valmimisel hakkab sellel toimuma kaubandus ning olemasolev Litpol link jääb sünkroontöökäitajate vajalikele toodetele.
- Alalisvooluühendused Põhjamaade ja Poolaga on kasutatavad, kuid vähendatud mahus, arvestades suurima elemendi piiranguga 400 MW. Suurimad tootmisvõimsused on samuti piiratud 400 MW-ni.
- N-1 olukord tähendab veel ühe alalisvoolukaabli väljalülitust.
- Balti riigid sõltuvad antud olukorras kiirete sagedusreservide osas alalisvooluühendustest naabersüsteemidega.

Joonis 4.15.
Balti saartalitluse
stsenaarium



Joonis 4.16.
Balti saartalitluse
N-1 stsenaarium



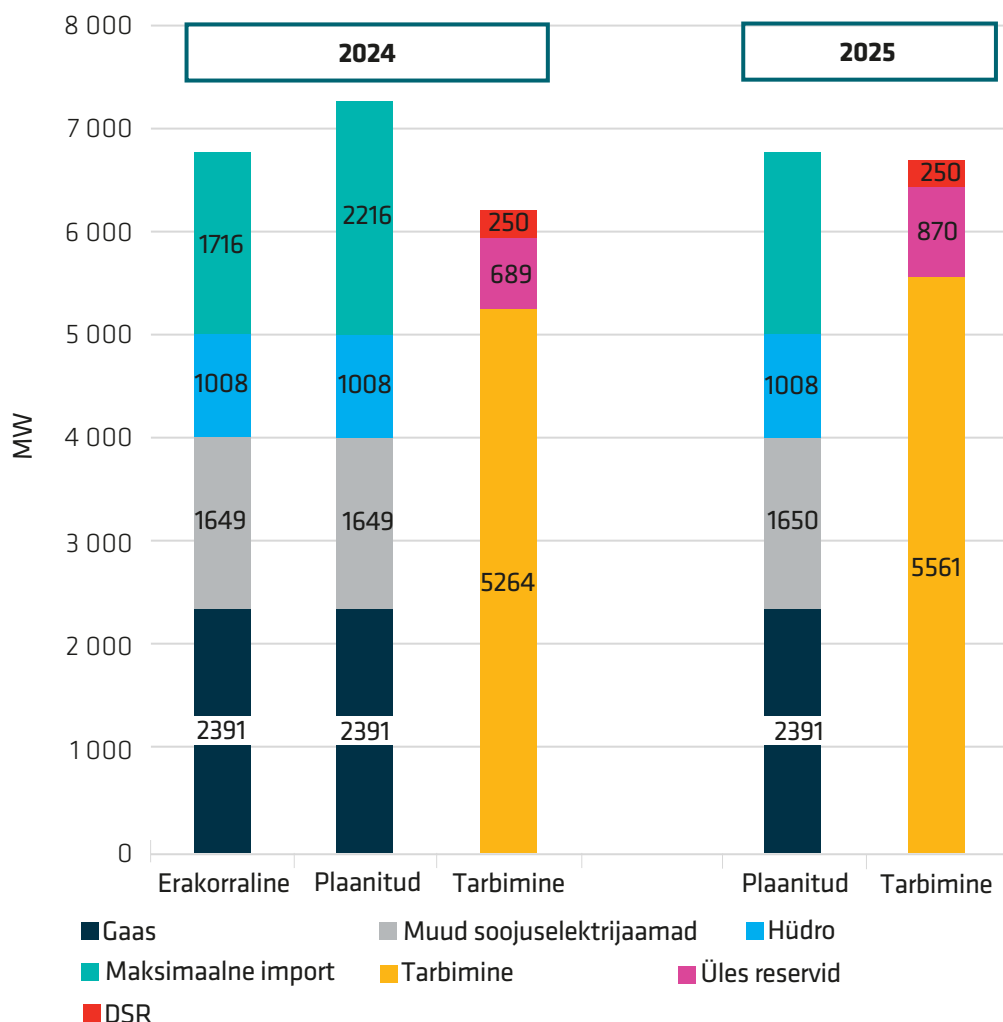
Joonisel 4.15 ja Joonisel 4.16 toodud Balti sünkronala saartalitluse stsenaariumi analüüs näitab, et teadaolevate juhitavate tootmisvõimsustega ja ülekandevõimsustega oleks Baltimaade süsteemivõimekuse tase kaetud vaid 2024. aasta lõpuni. Pärast seda tuleks puudu tiputarbimise tunnil reserveid katmisest 2026. aastal. Pärast 2026. aastat ei ole võimalik täielikult katta ei tiputarbimist ega reserveid vajadust. Siinkohal on oluline mainida, et tuule- ega päikeseparke ei ole antud graafikul arvestatud, mis on peamised uued tootmisvõimsused, millesse praegu investeeritakse. Oluline on meele pidada, et tuulel ja päikesel on positiivne mõju talve tiputarbimise tundide katmisel, kuid kuna geograafiline ala on üsna piiratud, siis võib tekkida olukord, mil tiputarbimine ja tuulevaikne periood on samal ajal. Kuna aasta tiputarbimine toimub talvel tavaliselt kas hommikuti või õhtuti, siis on see ka pime aeg ja päikepargid ei tooda elektrit.

Elering on koos teiste Baltimaade süsteemihalduritega suurendamas saartalitluses opereerimise valmidust, mis luuakse sünkroniseerimisprojekti raames tehtavate investeeringutega. Saartalitluse jäämise riski mõju meie elektrisüsteemi stabiilsusele väheneb järk-järgult tehtavate investeeringutega, kuid kõige paremat leevendust riskidele saarestunud olekus pakuksid investeeringud juhitavatesse tootmisvõimsustesse või salvestusse, mis võimaldaks kasutada päikese ja tuule ressursi.

4.4.7.2 Erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga

Baltikum on ühendatud IPS/UPS ehk Venemaa elektrivõrguga kuni 2025. aasta veebruarini, mil valmib viimane ühendus Eesti-Läti vahel ja toimub sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga. Täpsemalt saab sünkroniseerimise kohta lugeda peatükist 2.2. Jälgides praeguseid sündmusi nii Ukrainas kui ka tahtlikke või tahmatuid õnnetusi erinevate kriitiliste taristuobjektide vastu, võib tekkida olukord, mil Baltikum ühendatakse erakorraliselt lahti Venemaa elektrivõrgust enne kõikide vajalike eelduste täitmist.

Joonis 4.17.
Võimsusbilansid
planeeritud ja
erakorralise
sünkroniseerimise
korral



Joonis 4.17 kirjeldab olukorda, kui erakorralise sünkroniseerimise korral lülitatakse Baltikum mõne tunni jooksul Mandri-Euroopa sagedusalasse ning Leedu-Poola ülekandeliini kasutatakse ainult süsteemiteenuste jaoks. 2024. aastal väheneks ülekandeliinide läbilaskevõime ka Eesti-Läti vahel, kuna praegu võimaldab Eesti-Venemaa ülekandeliin anda rohkem kauplemissahtu Eesti-Läti liinile. Kui toimuks erakorraline sünkroniseerimine ja Eesti-Venemaa liinid lahti ühendatakse, siis tuleb süsteemi ohutu opereerimise tagamiseks Eesti-Läti liinil kaubandust piirata.

Pärast sünkroniseerimist suureneb oluliselt hangitavate reservide nõudlus ning võimsusbilans nõudluse ja pakkumise vahel muutub kriitilisemaks. Ühtlasi ootavad TSO-d, et üldine elektritarbimine hakkab lähiaastatel kiiresti kasvama tänu erinevatele trendidele, mis on kirjeldatud põhjalikumalt peatükis 4.5. Tarbimise ja reservide vajaduse kasv on kiirem kui lisanduvate võimsuste kasv ning sarnaselt teiste stsenaariumite analüüsile eelolevates peatükkidest, võib ka Jooniselt 4.17 välja lugeda, et süsteemivõimekuse tase muutub kehvemaks.

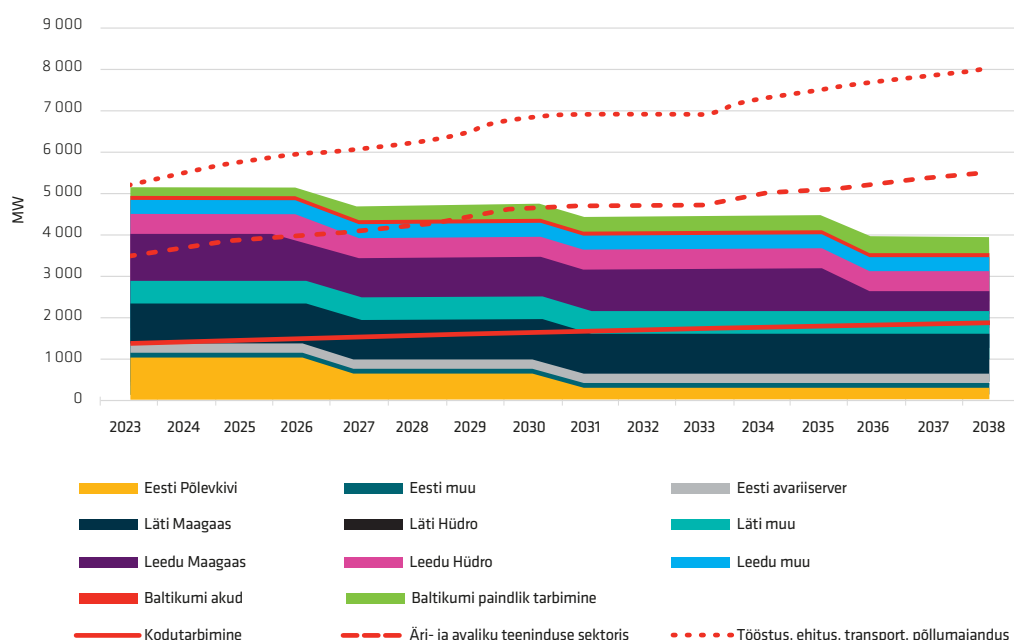
4.4.7.3 Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium

Balti saartalitluse stsenaariumist raskem olukord on nn Balti hädaolukorra stsenaarium, kus lisaks saartalitluse olukorrale puuduvad ka alalisvoolu ühendused naabersüsteemidega. Sellise stsenaariumi realiseerumise tõenäosus on madal ning eeldab tõenäoliselt koordineeritud rünnet energiainfrastruktuuri vastu.

Analüüsi koostamise eeldused:

- Balti riigid on jäänud saartalitlusse Euroopa energiasüsteemist ja moodustavad eraldi Balti saartalitluse sünkroonala.
- Ühendused teiste regioonidega puuduvad.
- Stsenaariumi kestuseks eeldatakse kahekuulist perioodi, millega oleks potentsiaalselt võimalik vähemalt üks alalisvoolu ühendus taastada.
- Sektorite tarbimisandmed on leitud Baltimaade statistikaametite andmebaasidest, mille kaudu on leitud sektori osakaal kogu lõpptarbimisest ning on eeldatud sektori osakaalu samaks jäämist ka tiputarbimise ajal.

Joonis 4.18.
Baltikumi
hädaolukorra
toimepidevuse
stsenaarium



Antud stsenaariumi korral, kus mitte ükski Baltimaade alalisvooluühendus ei ole kasutatav, juhitavad tootmisvõimsused lähevad tööst välja, tuule- ja päikeseenergia toodang on null ning prognoositav tarbimiskoormus kasvab, pole võimalik kogu tarbimist tootmisvõimsustega igal hetkel katta (Joonis 4.18). Analüüs näitab, et alalisvooluühenduste puudumise korral oleks Baltimaades elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt võimalik tagada kodumajapidamiste, äritegevuse ja avaliku teenuse sektori elektrivarustus, muude sektorite elektrivarustust peaks tipukoormuse ajal piirama. Kasvava elektritarbimise tõttu tuleks antud stsenaariumi realiseerumisel tulevikus järjest enam tööstussektori elektrivarustust piirata. Samuti tuleks taolise stsenaariumi korral arvestada, et elektrivarustuse kvaliteet oleks oluliselt häiritud. Ilma ülekandevõimsusteta ei ole tänasel päeval Balti riikidel võimalik samaaegselt tagada tarbimise katmine ja piisavalt kiireid sagedusreserve, mistõttu võivad avariid põhjustada täiendavat tarbimise automaatset väljalülitumist. Sagedusreservide võimekuse kohta Balti riikides saab lugeda täpsemalt peatükis 2.2. Vastavad võimekused hangitakse sünkroniseerimise projekti raames.

Rõhutada tuleb, et antud stsenaarium on väikese tõenäosusega ekstreemjuhtum, kus ühele ajale satub väga palju madala tõenäosusega sündmuseid: sünkroontöö katkemine kas IPS/UPS või Mandri-Euroopa sagedusalast, vähemalt nelja alalisvoolu ühenduse üheaegne katkemine ning piisavalt kõrge tarbimine talveperioodil.

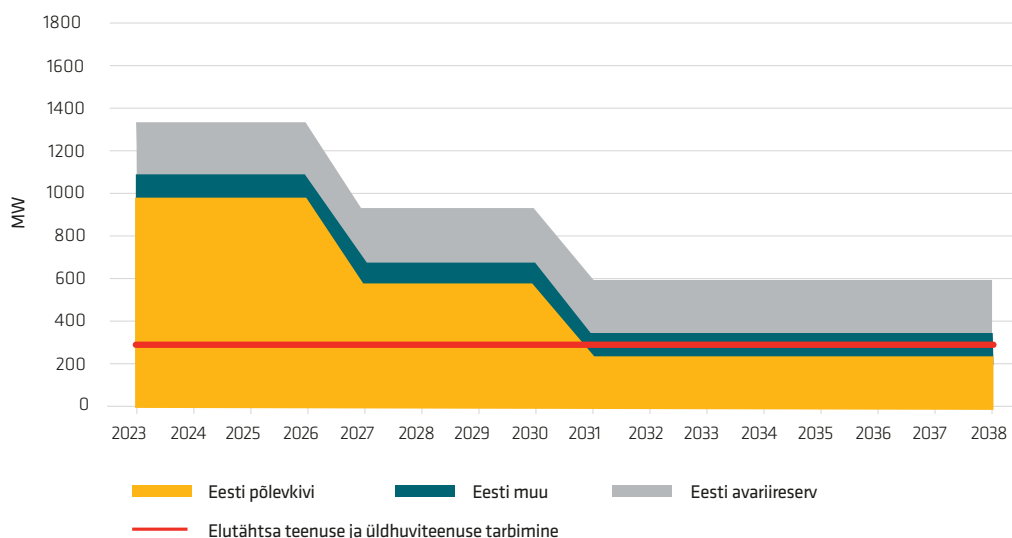
4.4.7.4 Eesti hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium

Analüüsi koostamise eeldused:

- Eesti on erakorraliselt jäänud saartalitlusse.
- Puuduvad elektriühendused teiste riikidega.
- Elektrisüsteem peab olema valmis toimima piiramata ajaperioodi.
- Elektrisüsteem peab olema võimeline pidevalt katma elutähtsa teenuse tarbimise ja üldhuviteenuse tarbimise.

Joonisel 4.19 võib näha, et Eestis on elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse tarbimine kokku umbes 300 MW, mis on kogu vaadeldaval perioodil mitmekordselt kaetud. Antud väärtus on leitud koostöös jaotusvõrkudega, millega on liitumisühendus enamikul elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse pakkujatest. Tegelik elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse tiputarbimine on madalam, kuid kuna liitumispunktide taga on peale elutähtsa teenuse pakkuja veel mitmeid muid liitujaid, siis nende eristamine ja väljalülitamine võrgu vaatepunktist on keeruline manuaalne tegevus ning seetõttu arvestatakse siin 300 MW-ga. Hoolimata sellest, et antud stsenaariumis on kõige olulisemad tarbijad kaetud, võib kriitilise olukorra tekitada elektrisüsteemi stabiilsuse ning tarbimise-tootmise tasakaalu tagamine.

Joonis 4.19.
Eesti elutähtsa
teenuse stsenaarium



4.5 TARBIMISE PROGNOOS

Järgnev alapeatükk annab ülevaate Eesti lõpptarbija tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest teguritest. Prognoose uuendatakse vastavalt uuenenud statistikale, valminud uuringute tulemustele ja uuenenud kliimaeesmärkidele. Tuleviku elektritarbimist mõjutavad paljud tegurid, millest mitmed põhinevad Euroopa Roheleppel, Euroopa Komisjoni välja käidud Eesmärk 55 paketil (*Fit for 55*) ning fossiilenergia konkurentsivõimel võrreldes taastuvatest allikatest toodetud elektriga.

Kolm peamist tegurit, mis mõjutavad elektritarbimist:

- **Hoonete rekonstrueerimine ja hajatootmise kasv** – Valitsus kiitis 2020. aasta juulis heaks hoonete pikaajalise rekonstrueerimise strateegia, mille peamine eesmärk on renoveerida kogu Eestis 2050. aastaks terviklikult enne 2000. aastat ehitatud hooned. Koos sellega kehtestati uutele ja rekonstrueeritud hoonete energiatõhususe miinimumnõuded. Uute hoonete energiatõhususe miinimumnõudeks on A-klass ehk liginullenergia hoone, mille täitmise üks osa on lokaalse taastuvelektri tootmise (päikesepaneelide) paigaldamine. Nimetatud meetmed tagavad energiatõhususe kasvu hoonete soojuskaotuse vähenemise kaudu, kuid toovad kaasa teatava elektritarbimise kasvu tulenevalt rekonstrueerimise raames ventilatsiooniseadmete paigaldamisega. Hoonete juurde päikesepaneelide paigaldamine vähendab elektrisüsteemis aastast energiatarbimise kasvu kiirust, kuid toob kaasa suurema volatiilsuse võrguelektri tarbimises, juhul kui ei hakata paigaldama lokaalset energiasalvestust (akusid või küttesüsteemi akumulatsioonipaake) või kasutama tarbimise ajatamist. Hoonete rekonstrueerimise ja hajatootmise kasvust tulenevat mõju Eesti elektritarbimisele on hinnatud Eleringi tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringus⁴⁶.
- **Maagaasi tarbimise osaline asendumine elektritarbimisega** – Hoonete energiatõhususe nõuete tõttu väheneb tõenäoliselt väikeste ja vähemefektiivsete kaugküttevõrkude arv, mis seni kasutasid maagaasi ning toimub üleminek lokaalsetele elektrilistele soojuspumpadele. Uusi gaasi lokaalkütet hooneid ei rajata, kuna hoonete energiatõhususe meetodika kohaselt ei ole nendega võimalik saavutada kõrgemat energiaklassi kui C. Suuremates kaugküttevõrkudes nagu Tallinn, Tartu ja Pärnu võetakse tulevikus lisaks koostootmisjaamadele kasutusele suured elektrilised soojuspumpad, mis suudavad kasutada kohaliku veekogu- või linna reovee soojust. Euroopa Parlament kinnitas mais 2023 direktiivid, millega luuakse hoonete kütmiseks kasutatavatele kütustele ja mootorsõidukite kütustele eraldiseisev heitmekehteduse süsteem (ETS 2) aastast 2027. Nimetatud süsteemi kasutusele võtmine muudab tõenäoliselt taastuenergia põhineva elektrilise soojuspumba kasutamise veelgi enam konkurentsivõimelisemaks võrreldes fossiilse maagaasi kasutamisega. Maagaasi tarbimise elektrile ülemineku mahtu on hinnatud 2021. aastal läbiviidud Eesti gaasitarbimise uuringus⁴⁷ ja Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringus⁴⁸. Lõpliku maagaasi tarbimise vähenemise mahu, selle ülemineku ulatuse ning kiiruse elektrile määrab suuresti maagaasi hind ja selle majanduslik konkurentsivõime võrreldes alternatiividega nagu elekter. Tarbimise prognoosis on eeldatud, et lähiaastatel lisatakse keskmiselt 800 uut soojuspumpa ning keskmiselt 4500 soojuspumpa tekib vanemate küttesüsteemide asendamisel. Siinkohal tasub ka ära märkida, et soojuspumpadega seotud elektritarbimise trendid liiguvad mõlemas suunas – vanemate elektriradiaatorite vahetus uue ja tõhusama soojuspumba vastu toob energiatõhususe kasvu tõttu kaasa tarbimise languse, kuid puidult ja teistelt kütteallikatelt üleminek soojuspumpadele toob kaasa tarbimise kiire tõusu.
- **Transpordisektori elektrifitseerimine** – 2022. aasta esimesel poolaastal on rohkem kui kümnes Euroopa riigis üle 10% müüdüd sõidukitest täiselektrilised ja 2021. aastal oli 19% Euroopas müüdüd sõidukitest kas täiselektrilised või *plug-in* hübriidid. Eestis on vastavad osakaalud ~3% ja 5%, kuid ka Eestis on oodata elektrisõidukite osakaalu suurenemist sõidukipargis. Sellele aitab kaasa laadimisinfrastruktuuri areng, inimeste teadlikkuse kasv ning vedelkütuste suhteliselt kõrge hinnatase. Lisaks eelnevalt nimetatud Euroopa Komisjoni ettepanekule kehtestada mootorisõiduki kütuse müüjatele heitmekehteduse ostu kohustus, on ettepanek seada autotootjatele kohustus alates 2035. aastast Euroopa Liidus müüa vaid nullheitmega sõiduautosid ja väikekaubikuid. Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringus²⁴ leiti, et transpordisektori elektrifitseerimine moodustab orienteeruvalt poole kogu elektritarbimise kasvust.

⁴⁶ <https://agsi.gie.eu/#/>

⁴⁷ [Gaasitarbimise puhtale energiale ülemineku uuring](#)

⁴⁸ [Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuring](#)

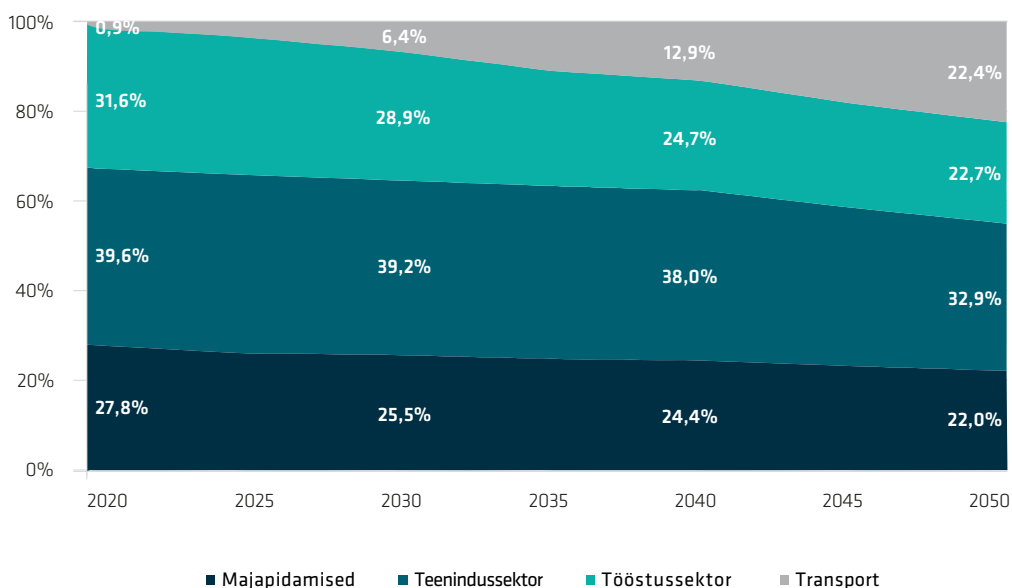
Kuid uuringus leiti ka, et seniste läbiviidud uuringute ja kasutusstatistika järgi on äärmiselt ebatõenäoline, et kõik elektriautod laevad samal ajal, mistõttu ei ole tarbimise kasv elektrisüsteemile väga akuutne probleem. Lisaks, mida levinumaks saavad targa laadimise tehnoloogiad, seda rohkem jaotub elektri tarbimine nädalapäevade ja päeva tundide vahel ühtlasemalt. Lisaks aitab elektrisõidukite kasutuselevõtt elektrisüsteemi jaoks suurendada tarbimise paindlikkust, elektrienergia salvestamist ning tulevikuperspektiivis elektrienergia võrku tagasi müümist. Tarbimise prognoosimisel on arvestatud, et igal aastal lisandub umbes 9000 elektriautot, mis teeb 2030. aastaks kokku 82 273 elektrisõidukit.

Tarbijaid saab kategoriseerida sektorite kaupa:

- teenindussektor,
- tööstussektor,
- kodumajapidamised,
- transpordisektor.

Eesti ajaloolise statistika ja tulevikuprognoside kohaselt on kõige suurem elektritarbimise sektor teenindussektor. Tarbimise kasvu on ette näha kõigis sektorites, kuid suurimat kasvupotentsiaali nähakse transpordisektoris. Tulenevalt kliimapolitiikast ja kõrgemast kuluefektiivsusest on ette näha järkjärgulist sisepõlemismootoritega sõidukite asendumist elektrisõidukitega, mis toob kaasa transpordisektori elektritarbimise osakaalu märkimisväärse kasvu. Joonisel 4.20 on näidatud prognoositava tarbimise osakaalu jaotumine sektorite kaupa kuni aastani 2050.

Joonis 4.20.
Prognoositav
tarbimise osakaal
sektorite kaupa



Erinevates sektorites on teatud hulk elektritarbijaid, kes vastutavad elutähtsate teenuste tagamise eest⁴⁹ ja neile peab igas olukorras võimaldama elektri olemasolu, tagamaks ühiskonna funktsioneerimise.

Tabelis 4.4 olevad väärtused on viimase 10 aasta statistiline kogum ning järgneva 15 aasta prognoos. Tarbimise prognoosis on ära toodud aastate keskmised tiputarbimise väärtused. Süsteemivõimekuse analüüsis on arvestatud ka erakordselt kõrge ja erakordselt madala tarbimisega kliima-aastatega.

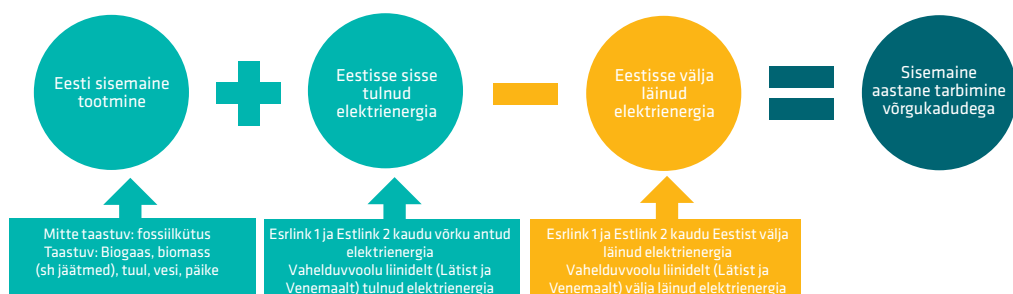
⁴⁹ <https://www.riigiteatoja.ee/akt/103032017001>

Tabel 4.4.
Tarbimise statistika
ja tiputarbimise
prognosis kuni 2038

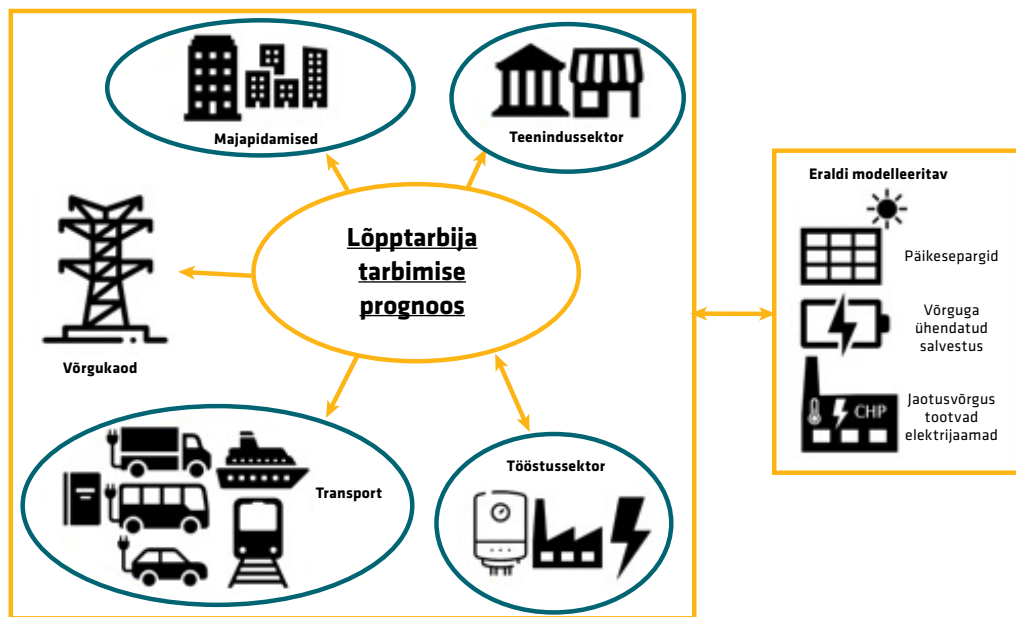
Tarbimise statistika			Tarbimise prognoos		
aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW	aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2013	7,9	1510	2023	8,6	1514
2014	8,1	1423	2024	9,0	1591
2015	8,1	1553	2025	9,2	1668
2016	8,4	1472	2026	9,3	1705
2017	8,5	1474	2027	9,5	1742
2018	8,7	1544	2028	9,7	1779
2019	8,6	1541	2029	9,9	1800
2020	8,4	1409	2030	9,9	1829
2021	9,0	1570	2031	10,3	1870
2022	8,5	1464	2032	10,5	1910
			2033	10,8	1950
			2034	11,1	1984
			2035	11,3	2018
			2036	11,7	2075
			2037	11,9	2131
			2038	12,3	2187

Tabelis 4.4 toodud tarbimise statistika on koostatud Joonisel 4.21 toodud komponentide alusel. Sellise lähenemisega on võimalik arvesse võtta võrgukadusid ilma neid eraldi mõõtmata. Joonisel 4.22 on välja toodud tarbimise prognoosi komponendid, tasub märkida, et statistilise tarbimise ja prognoositud tarbimise arvutamise meetodikas on erinevalt arvestatud elektri tootmist jaotusvõrgus ja tarbimispunktide taga. Prognoosi puhul on tootmine ja salvestus varustuskindluse analüüsid eraldi modelleeritud ning nende komponentide mõju elektritarbimise modelleerimises tooks kaasa topeltarvestuse. See tähendab, et hajatootmise kasvu tõttu (eelkõige päikeseelektri tootmine hoonete katustel) hakkab järjest rohkem erinema elektrivõrgust läbi liikuv energiamahd ja lõpptarbimise energiamahd, mistõttu ei saa neid kohelda võrdsena.

Joonis 4.21.
Tarbimise statistika
kujunemise
komponendid



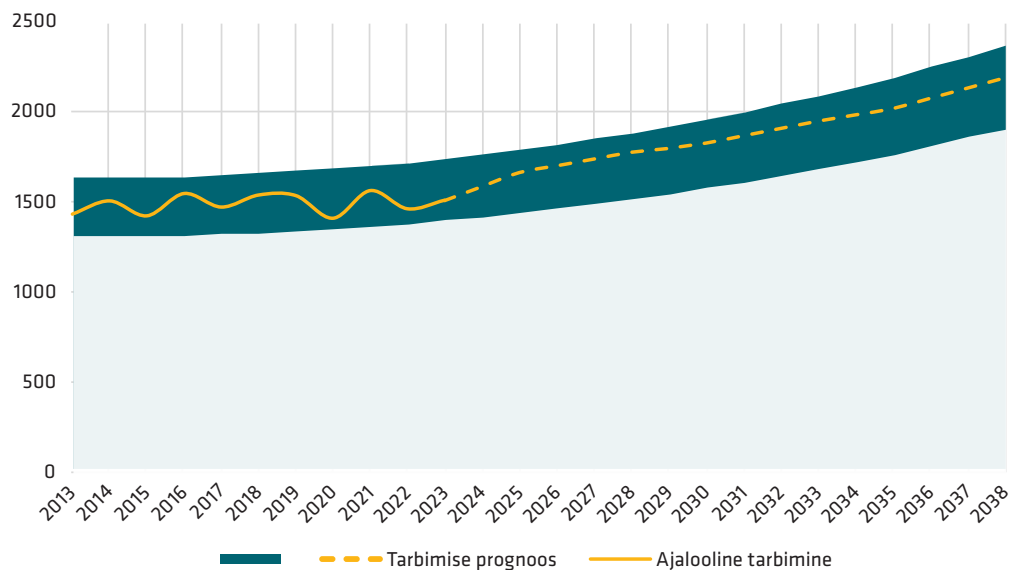
Joonis 4.22.
Tarbimise prognoosi
komponendid



Tabelis 4.4 toodud prognoosid põhinevad ENTSO-E süsteemivõimekuse hindamise jaoks tarbimise modelleerimise tulemustel ja Eleringi tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringul. ENTSO-E koostab iga aasta mitukümmend tunnipõhist tarbimise profiili, mis võtavad arvesse erinevad otsesed muutujad nagu elektriautode arv, soojuspumpade arv, ajalooline tarbimine kui ka muud mõjurid nagu erinevad ilmastikutingimused ja kliimamuutusest tingitud temperatuuride soojenemine vastavalt kliima-aastatele („kliima-aasta“ olemust selgitatakse ERAA metoodika dokumendis⁵⁰). Kui kõik need muutujad on *Demand Forecasting Toolbox* tööriistas kokku pandud, saadakse iga sihtaasta kõikide kliima-aastate kohta unikaalsed tunnipõhised tarbimise profiilid, mis kasutavad Eleringi tellitud uuringu tulemusi. Need võtavad arvesse erinevate Eesti ja Euroopa Liidu, kliima- ja energiapoliitika arengusuundi, mille eesmärgiks on vähendada fossiilenergia kasutamist ning energiamajanduse järkjärgulist elektrifitseerimist

Alljärgnev Joonis 4.23 illustreerib tarbimise trendi ja tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru mahtu vastavalt Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja §14-le. Ajaloolise tiputarbimise väärtus on olnud aasta-aastalt väga erinev, kuid trend on siiski selgelt kasvav. Tulevikus on oodata tiputarbimise kasvu kiirenemist tulenevalt energiatarbimise elektrifitseerimisest. Tiputarbimise kasvu tõusule võib kaasa aidata ka soojuse tootmiseks kasutatavate fossiilkütuste pikaajaline kõrge hind, mis võib suurendada elektril töötavate soojuspumpade ja küttekehade kasutuselevõttu.

Joonis 4.23.
Tipukoormuste
statistika ja
prognoos aastani
2038



50 <https://www.entsoe.eu/outlooks/erap/2023/>

Kui üldise elektritarbimise statistika näitab kerget kasvutrendi, siis elektrisüsteemi tipukoormused on viimasel kümnel aastal püsinud sisuliselt muutumatuna, jäädes vahemikku 1400 ja 1600 MW. Sealjuures tipukoormus 1587 MW registreeriti 13 aastat tagasi ehk 2010. aastal, mis langes kokku erakordselt külma talveperioodiga, aastal 2021 jõuti veebruaris uuesti tipu lähedale ehk 1570 MW-ni.

Elektritarbimise kasvu puhul tuleb meele pidada, et üldine elektrifitseerimine suurendab eelkõige lõpptarbija aastast tarbimise mahtu. Võrguelekttri tarbimise maht kasvab hajatootmise mahu kasvust tulenevalt väiksemas tempos. Koos elektrifitseerimise ja elektritranspordi kasutuselevõtuga kasvab elektritarbimise paindlikkus (võimekus elektritarbimist juhtida, ajastada ja salvestada), mis toetab taastuvatele energiaallikatele üleminekut, üldist kasvuhooonegaaside heitmete vähenemist, hinnavolatiilsust ja väldib tiputarbimise koondumist samale ajale. Tarbimise juhtimist tiputunni välisele ajale toetab nutika tehnoloogia kasutuselevõtt, nagu elektriautode targad laadijad, soojuspumpade akumulaatoripaakide kasutamine, keskkütte piirkondade soojussalvestid, akusalvestid ja elektriautode kahesuunalise laadimise kasutuselevõtt. Tiputundidel tekkiv kõrgem hind ja tarbimise paindlikkuse kasv pidurdavad teatud ulatuses tiputarbimise kasvu kiirust. Taastuenergia osakaalu kasv energia- tootmises tekitab võrgu tarbimisprofiilis ja elektrihindades volatiilsust, mis soosib energia salvestustehnoloogia, nagu akupatareide ja pumphüdrokeemilise jaama(de) kasutusele võtmist ja elektriturul aktiivselt osalemist – see omakorda ühtlustab võrgu tarbimisprofiili ning vähendab elektrihindade volatiilsust.

Sellegipoolest tuleks arvestada, et energiatarbimise elektrifitseerimisest tulenevalt on järgmiste aastate jooksul oodata tipukoormuse tõusu.

Tabelis 4.4 on näha, et prognoositav tiputarbimine kasvab järgneva 15 aasta jooksul keskmiselt 45 MW võrra ja alates 2030. aastast on aastane kogutarbimine 10 TWh aastas. Varustuskindluse simulatsioonides on kasutatud ka ekstreemsemaid aastaid, mille korral on talvedel tiputarbimine kõrgem kui tabelis toodud keskmine ning aasta tarbimine suurem kui välja toodud keskmine.

4.6 TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEoses TOOTMISVÕIMSUSTEGA EESTIS

Käesoleva varustuskindluse aruande Lisas 2 on välja toodud kõik Eesti üle 0,5 MW suurused tootmisüksused (v.a päikesepargid).

Vastavalt Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja §13 (3) „Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru“, tuleb elektritootjatel esitada süsteemihaldur Eleringile iga aasta 1. veebruariks Võrgueeskirja lisas 3 toodud andmed järgmise viieteistkümne aasta kohta elektrisüsteemi võimekuse varu hindamiseks.

Kõiki elektritootmiseadmeid, mille ehitamise kavatsustest on süsteemihaldurit teavitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmiseadmete ehitusotsuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, kuid osad ka planeerimisjärgus, kus lõplikku investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Samas võib arvestada, et planeerimisjärgus tootmiseadmetest kõik investeeringuotsuseni ei jõua ning lisaks ei ole ka kindel, mis aastatel need projektid tegelikult valmivad. Seetõttu jätab Elering endale õiguse ja võimaluse olla analüüsides konservatiivne nende andmetega, millega süsteemivõimekuse tagamisel arvestatakse.

Tabel 4.5.
Eesti tootmis-
võimsused aastal
2022 ja 2023

Juhitavad turupõhised võimsused

Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus 2022, MW	Installeeritud netovõimsus 2023, MW	Kindel tootmisvõimsus, MW	
Eesti Elektrijaam	866	866	652	
Balti Elektrijaam	192	192	144	
Auvere Elektrijaam	272	272	204	
Iru Elektrijaam – gaasiplokk	94	94	0	
Iru Elektrijaam – prügipllokk	17	17	110*	
Põhja SEJ	77	77		
Sillamäe SEJ	23	23		
Tallinna elektrijaam	39	39		
Tartu elektrijaam	22	22		
Pärnu Elektrijaam	21	21		
Enefit	10	10		
Muud tööstuste- ja koostootmisjaamad	75	73		
Summa	1708	1706		1110

Turuvälised võimsused

Kiisa avariireservelektrijaam	250	250	250
-------------------------------	-----	-----	-----

Taastuenergia võimsused

Hüdroelektrijaamad	8	8	0
Tuuleelektrijaamad	317	377	0
Päikeseelektrijaamad	510	680	0

*Nende tootmisvõimsuste panus kindlasse tootmisvõimsusesse on kokku agregeeritud, kuna see koosneb 30 väiksema elektrijaama toodangust tiputunnil, mis on sõltuvalt olukorrast (ilmastikust, äriotsustest, hooldusgraafikutest jne) väga erinev ja keeruline prognoosida. Välja toodud väärtus on leitud analüüsidest väiksemate elektrijaamade ajaloolisi keskmisi toodanguid tiputundidel.

Suurimad muutused võrreldes 2022. aastaga:

- Riigi korraldatud ja Eleringi läbi viidud taastuvelektri tootmise vähempakkumisele laekus pakkumisi 1070 gigavatt-tunni taastuenergia tootmiseks. Vähempakkumisele laekus kokku 10 pakkumust seitsmelt ettevõttelt. Pakutud energiast on tootjatel kavas toota 893 gigavatt-tundi tuulest ja 177 gigavatt-tundi päikesest. Pakkumiste hinnavahe on 21,89 kuni 44,9 eurot megavatt-tunni kohta. Kui kõik laekunud pakkumised vastavad vähempakkumise tingimustele, osutuksid edukaks kõik pakkumised, mille pakutud hind on 39,8 eurot megavatt-tunni kohta või väiksem. Pakutud hind on garanteeritud müügitulu tunnis, millest toetuse maksimisel arvestatakse maha vastava tunni börsihind. Maksimaalne toetus on vähempakkumise tingimuste kohaselt 20 eurot megavatt-tunni kohta. Vähempakkumise eesmärk oli saada turule 650 gigavatt-tunni ulatuse taastuvelektrit, millest vähemalt pool peab olema toodetud esimeses ja neljandas kvartalis. Tootmisega tuleb edukatel pakujatel alustada hiljemalt 1. juulil 2027.

4.7 HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE

Võrreldes eelmise aastaga on Eesti lühiajaline süsteemivõimekuse tase oluliselt kõrgem. Regioonis on tootmisvõimsused ja üleriigilised ühendused heas korras, mis võimaldab turul suunata elektrit igal ajahetkel sinna, kus seda on kõige rohkem vaja. Tuumajaamad on kogu Euroopas paremas töökorras kui eelmisel aastal. Meie regiooni jaoks väga olulise elemendina on töös uus Olkiluoto 3 tuumajaam.

Sügisel toimunud BalticConnectori avarii on katkestanud Eesti ja Soome vahelise gaasiülekanne, kuid sellest hoolimata on mõlemal riigil olemas piisavad tarnekanalid, et oma gaasitarbimine katta.

Pikaajalise elektrisüsteemi võimekuse hindamisel tehti läbi erinevad analüüsid, mille käigus tekkis järjest täpsem ülevaade varustuskindluse tasemest:

- ERAA analüüs leidis, et vaid Soome ei täida regioonis 2025. ja 2028. aastal oma varustuskindluse normi. Kuna Soomes on 2030. aastaks turupõhiste meetmetega probleem lahenenud, siis oleks Soomes vaja võimsusmehhanismi, et süsteemivõimekust parandada. Teistel riikidel regioonis on varustuskindlus tase normi piires ja ERAA uuringu resolutsiooniga rohkem süsteemivõimekuse probleeme ei tuvastata. Võrreldes eelmise aasta ERAA analüüsi tulemustega on oluline märkida, et seekordses ERAA analüüsi hinnangul on neli Narva põlevkiviplokki kuni 2030. aastani majanduslikult jätkusuutlikud ja nende sulgemine ei oleks majanduslikult otstarbekas.
- Täpsem NRAA analüüs koos tundlikkusanalüüsidega tuvastas, et varustuskindluse tagamiseks on Eestis vaja hoida umbes 1000 MW juhitavat võimsust. Juhitava võimsuse tähtsus kasvab oluliselt koos tarbimise ja reservide nõudluse kasvuga, seetõttu on regioonis 2030. aastast alates vaja täiendavaid juhitavaid tootmisvõimsuseid. Kõige kriitilisem on üles reguleerimise reservide (aFRR ja mFRR üles) tagamine, sest selle vajadus kasvab kiiresti koos taastuvenergia tootmise ja sellega kaasneva tootmise prognoosivea kasvuga.
- Kui Eestis langeb installeeritud juhitavate võimsuste tase alla 1000 MW, siis on vaja rakendada strateegilise reservi näol võimsusmehhanism, mis oleks võimeline tiputundide ajal tagama varustuskindluse. 2030. aastaks oleks kõige enam vaja juba selliseid võimsusi, mis on võimelised pakkuma kiirelt üles reguleerimist (aFRR ja mFRR üles).
- Deterministlikud analüüsid tuvastasid, et tulevikus on nii regiooni (Baltikum ja Soome) kui ka Eesti elektrisüsteemi võimekuse tase väga tugevalt sõltuvuses tuuleenergiast ja naaberriikide impordist. Kõige kriitilisem periood on vahemikus 2027-2030, mil nõudlus kasvab kiiresti, kuid investeerimisotsuseid kindlatesse võimsustesse pole veel tehtud. Regioonis lisandub järgnevatel aastatel jooksul oluliselt taastuvenergiat, millel on märkimisväärne mõju puhta elektri tootmisele, kuid kui neid salvestusega ei täiendata, siis on nende panus varustuskindluse tagamisse tiputundidel üsna piiratud.

Erinevate sektorite elektrifitseerimine on kaasa toomas elektritarbimise kiire kasvu nii Eestis kui kogu Euroopas. Eestis tuleneb kasv peamiselt elektritranspordist ja soojuse tootmises fossiilsete kütuste kasutamise asendamisest elektriga. Järgneva 10 aastaga suureneb Eesti aastane elektritarbimine ligi 2 TWh võrra ning tiputarbimine kasvab ligi 450 MW võrra. Üleeuroopaline elektritarbimise kiire kasv on tekitanud olukorra, kus pikaajalised süsteemivõimekuse analüüsid on paljudes riikides tuvastanud puudujääke, mille lahendamiseks tuleb otsekohe tegelema hakata. Elering on selles suunas ka esimesed sammud astunud ja tellitud on uuring, et selgitada välja Eesti jaoks sobivaim võimsusmehhanismi tüüp. Uuringu⁵¹ tulemus näitas, et majanduslikult kõige efektiivsem ning samas vaba turgu kõige vähem moonutav valik Eestile on strateegiline reserv. Uuringu tulemuste põhjal on koostatud strateegilise reservi kontseptsioonidokument⁵² ning alustatud on mehhanismi mõju uurimist naabersüsteemide turgudele.

Hoidmaks ära olukorda, kus pärast liitumist Mandri-Euroopa sagedusalaga ei ole turul pakkumises piisavalt sagedusreserve, on Eesti taotlenud erandit, mille alusel võiksime reserve pikemalt ette hankida. Tänapäevase teadmise juures oleksid pikaajaliselt hangitavad aFRR ja mFRR mahud kokku suurusjärgus 200MW üles reguleerimisvõimsust.

⁵¹ <https://elering.ee/sites/default/files/public/T%26A/Study%20on%20a%20Capacity%20Remuneration%20Mechanism%20for%20Estonia.pdf>

⁵² <https://elering.ee/sites/default/files/public/varustuskindluse%20konverentsid/2022/Strateegilise%20reservi%20kontseptsioon.pdf>





5 Digitaalne võimekus

5.1	DIGITAALNE VÕIMEKUS	126
5.1.1	Digitaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv	126
5.1.1.1	Digitaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv	126
5.1.1.2	Andmemahdade pidev kasv ja selle haldamine	126
5.1.1.3	Inimeste ja äriprotsesside digitaalse võimekuse suurendamine	127
5.1.2	Olulisemad digiiniitsiatiivid 2024-2028	127
5.1.2.1	Sünkroniseerimine Mandri Euroopaga ja uute juhtimissüsteemide juurutamine	127
5.1.2.2	Andmevahetusplatvorm Estfeed	128
5.1.2.3	Riski- ja seisundipõhine varahaldus	128
5.1.2.4	Taastuenergia	129
5.1.2.5	IT-taristu kaasajastamine	129
5.2	KÜBERTURVALISUSE MÕJU VARUSTUSKINDLUSELE	130
5.2.1	Üldine ohupilt Eestis aastal 2022	130
5.2.2	Ülevaade küberrünnakute mõjust Ukraina sõjas	130
5.2.3	Ülevaade sellest, millistesse tegevussuundadesse Elering panustab	131
5.2.4	Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele	131



5.1 DIGITAALNE VÕIMEKUS

5.1.1 Digitaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv

Digitaalse võimekusena käsitletakse ettevõtte erinevaid ressursse (inimesed, oskusteave, tehnoloogia), mis võimaldavad automatiseerida ja tõhustada ettevõtte äriprotsesse, tagades igapäevase süsteemijuhtimise ja varustuskindluse.

5.1.1.1 Digitaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv

Elektrifitseerimine suurendab elektri olulisust ühiskonnas ja toob kaasa energiasüsteemi kasvava keerukuse. Liigume suunas, kus energiasüsteem hõlmab aina rohkem osalejaid, tarku seadmeid ja suuremaid andmemahte ning muutused süsteemis on kiiremad. Lisanduvate taastuvenergia võimsustega on üha enam vajalik arvestada inverterpõhiste seadmetega, mis ei oma nii suurt inertsi ning tootmise muutused saavad olla kiiremad.

Taastuvenergia kõikumuse tõttu tuleb analüüsida rohkem andmeid ja teostada sagedasemaid juhtimis- toiminguid lühema ajavahemiku jooksul. See asetab suurema rõhu vajadusele automatiseeritud juhtimisfunktsioonide järele, mida inimesed ei suuda reaajas ilma digitaalsete lahendusteta optimaalselt hallata. Seetõttu on üha kasvav nõudlus tarkade tehnoloogiate järele, mis toetavad elektrisüsteemi operaatoritel võimalikult tõhusat reaajas elektrisüsteemi juhtimist.

Digitaliseerimine toob kaasa infotehnoloogiliste komponentide ja võrguühenduste arvu kasvu, mis kasvatab ettevõtte nõrkuste ja ründevektorite hulka. Seetõttu on riskitaseme kontrolli all hoidmiseks oluline tösta Eleringi IT-süsteemide vastupidavust küberrünnete. Küberturvalisusesse investeerimine võimaldab meil vastata ka lähiaastatel karmistuvatele seadustele nagu Euroopa Liidu küberturvalisuse võrgueeskiri või Eesti küberturvalisuse seaduse muudatused.

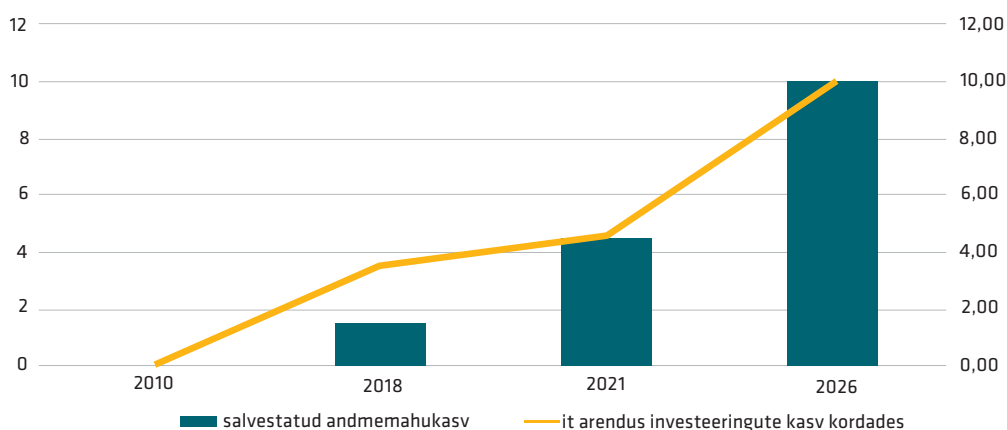
5.1.1.2 Andmemahtude pidev kasv ja selle haldamine

Energiasüsteemi digitaliseerimine suurendab uute tehnoloogiliste lahenduste osakaalu ning kasvatab andmemahte (Joonis 5.1). Suurenenud andmemahud võimaldavad andmeid reaaja lähedastel töödelda ja analüüsida elektrisüsteemi juhtimiseks õigete juhtimisotsuste tegemiseks. Reaaja andmete põhjal tehtud otsused on meie tulevik.

Eleringi digitaalsete lahenduste maht on ajas järjepidevalt kasvanud, peegeldades elektrivõrgu kasvavat keerukust ja väiketootjate arvu suurenemist ajas. Sellega kaasneb järjestikune ja pidev andmemahtude suurenemine, mis on tingitud tarkade seadmete kiirest levikust ja nende toodetavate andmete jätkuvast voost.

Elering on reageerinud sellele väljakutsele, viies sisse muudatusi oma võtmesüsteemides, tehnilises arhitektuuris ja andmemudelites. Samuti on päevakorral pilvepõhiste tehnoloogiate kasutusele võtmine, et toetada kasvavat digitaalset ökosüsteemi. Sellega seoses on võtmetähtsusega andmete anonümiseerimine ja mikroteenuste kasutuselevõtmine, mis võimaldab meil tõhusamalt hallata ja analüüsida andmeid ning pakkuda kõrgetasemelist tuge reaajas juhtimisotsuste tegemisel.

Joonis 5.1.
Salvestatud andmemahu kasv ja IT-arenduse investeeringute kasv



5.1.1.3 Inimeste ja äriprotsesside digitaalse võimekuse suurendamine

Digitaalse võimekuse tõstmise ei piirdu ainult uute lahenduste ja tehnoloogiate kasutuselevõtuga, vaid hõlmab ka pühendumust meie töötajate arengule Eleringis. Me suuname järjepidevalt ressursse oma meeskonna koolitamisse ja digitaalsete oskuste arendamisse, mõistes nende oskuste tähtsust meie organisatsiooni edasijõudmisel. See panustab oluliselt meie üldisesse digitaalsesse võimekusse, võimaldades meil tõhusalt juurutada ning rakendada keerukaid digitaalseid lahendusi ja tehnoloogiaid.

Lisaks sellele pöörame tähelepanu äriprotsesside ja süsteemide tõhustamisele, teostades mitmeid digitaalse transformatsiooni algatusi. Äriprotsesside ja süsteemide efektiivsuse suurendamine on keskse tähtsusega, et optimeerida meie tegevusi ning tagada organisatsiooni sujuv toimimine ja teenuste kõrge kvaliteet.

5.1.2 Olulisemad digiiniitsiatiivid 2024-2028

5.1.2.1 Sünkroniseerimine Mandri Euroopaga ja uute juhtimissüsteemide juurutamine

Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisel kohalduvad Baltikumile tehnilised nõuded seoses elektri-võrgu opereerimise ja võrgustabiilsuse hindamisega, mis tekitavad vajaduse laiendada olemasolevaid või luua uusi juhtimissüsteeme. Stabiilse võrguteenuse tagamiseks tuleb rakendada Mandri-Euroopa põhimõtetele vastav sagedusejuhtimise protseduur, hinnata erinevaid elektrisüsteemi stabiilsusnäitajaid, tagada kvaliteetne andmevahetus uute ja olemasolevate süsteemide vahel ja täiendada nii võrgu-seisundi kui väliste näitajate prognoosisüsteeme. Toodud funktsioonide täiendamiseks on vaja kaas-aegseid juhtimissüsteeme. Olemasolevaid juhtimissüsteeme täiendatakse ja hangitakse uusi 2021. kuni 2024. aastani. Mandri-Euroopaga sünkroniseerimisel tagab sageduse juhtimise Elering.

Sünkroniseerimisel Mandri-Euroopa sagedusalaga on 2024. aastal kavas:

- uuendada energiasüsteemi tehniline juhtimissüsteem SCADA koos mitmesuguste elektrisüsteemi reaajas oleku hindamise süsteemidega;
- rakendada uued elektrisüsteemi stabiilsuse hindamise süsteemid – FSAS (*frequency stability assessment system*);
- uuendada nii juhtimiskeskuse infoseina kui ka ehitada reservjuhtimiskeskuse infosein;
- rakendada sageduse juhtimiseks vajalike reservvõimsuste automaatne juhtimissüsteem;
- uuendada bilansihaldustarkvara;

- uuendada prognoosisüsteeme;
- tagada elektrisüsteemi juhtimine alternatiivsest asukohast võrdväärse IT-teenuste võimekusega põhiasukohas;
- uuendada alajaamade andmesidevõrgu seadmeid ja luua uus turvaline andmesidevõrk.

5.1.2.2 Andmevahetusplatvorm Estfeed

Juurutame uue andmevahetusplatvormi, mille kaudu toimub elektri- ja gaasiturul andmevahetus avatud tarnija vahetamiseks, mõõteandmete edastamiseks ning turuosalise seadusega pandud kohustuste täitmiseks ja talle antud õiguste tagamiseks. Digitaalne platvorm koondab elektri- ja gaasiettevõtjad, kellele tagatakse info nende äriprotsesside sisendiks. Eleringis koondub kogu energiaandmete teema Estfeedi brändi alla, vältimaks dubleerimist ja tagades andmekaitse ja andmeturvalisuse nõuetele vastavuse.

Estfeed andmevahetusplatvormi juurutuse käigus on 2024. aastal kavas:

- täiendada kliendiportaali uute funktsionaalsustega;
- ehitada valmis liidestus uue andmelaoga ja migreerida andmed;
- sulgeda vana andmeladu;
- lõpetada ettevalmistused päevasise 15 minuti turu andmevahetuseks;
- liidestada turuosalised ja võtta II kvartali lõpuks kasutusele „datahub live“ keskkond;
- lõpetada II poolaastal ettevalmistused gaasiturul andmestiku viimine uude datahubi.

5.1.2.3 Riski- ja seisundipõhine varahaldus

Efektiivsemaks varade juhtimiseks oleme loomas riski- ja seisundipõhist varahalduse lahendust. Selle tarbeks kogume ja koondame süstemaatiliselt Eleringi varade andmeid, mille alusel saame teha vajalikke juhtimisotsuseid. Kvaliteetne seisundipõhine info võimaldab vähendada rikete hulka ning nende kõrvaldamise aega. Turvaline ja kontrollitud versioonide, konfiguratsioonide ning sätete haldus seadmetel vähendab küberrünnete ja inimlike eksimuste võimalikkust. Selleks täiustame oma tööprotsesse ja loome keskse lahenduse, kus informatsioon on koondatud ning konfiguratsioonide haldus on süsteemne ning kontrollitud.

Riski- ja seisundipõhise varahalduse juurutamiseks on kavas:

- juurutada riski- ja seisundipõhine varahalduslahendus (Seadmeregister), mis tagab õigeaegsed investeeringud õigetes seadmetesse;
- luua andmete salvestamise ja töötlemise võimekus. Analüütiliste algoritmide rakendamine andmetöötlusel ning tulemuste visualiseerimine;
- *online*-andmete kogumine ning töötlemine.

5.1.2.4 Taastuenergia

Aitame kaasa uute taastuenergiaga põhinevate tehnoloogiate ja tootmisvõimsuste turule toomist ühiskonnale kõige efektiivsemal moel. Soodustame turupõhiseid energiakandjate ja sektoriüleseid konkurentsi loovaid lahendusi, kuhu on kaasatud nii tarnijad kui lõpptarbijad. Tähelepanu on suunatud regionaalsetele ja üleeuroopalistele turgudele.

Taastuenergia valdkonnas on 2024. aastal kavas:

- olemasolevate süsteemide refaktoreerimine ning moduleerimine, et tagada praegune funktsionaalsus kvaliteetsemalt ning võimaldada tulevikus ka tunniajaste päritolutunnistustega kauplemine,
- lisaks on vajadus uute liidestuste järele, et vähendada tootemantike käsitööd ning luua uute tehnoloogiate jaoks funktsionaalsused (vesinik ja salvestusseadmed).

5.1.2.5 IT-taristu kaasajastamine

Elutähtsa teenuse toimepidevuse, elektrituru toimimise ja Eleringi siseinfo turvalisuse tagamiseks, arvestades sünkroniseerimisega seotud avalikkuse tähelepanu, kliimapoliitika tõttu muutuvat turukorraldust (rohkem juhitavaid seadmeid, rohkem andmevahetuse osapooli) ja äriprotsesside digitaliseerituse üldist kasvu peame tagama Eleringi kaasaegse ja nõuetekohase IT-taristu.

IT-taristu kaasajastamise ja laiendamise seoses on 2024. aastal kavas:

- Kiili ja Karksi gaasirajatiste riistvara uuendamise raames soetada uued serverid, andmesalvesti, võrgusõlmed, tulemüürid;
- kogu ettevõtte varunduslahenduse uuendamise eesmärgil hankida neli varunduseesmärgilist kettaseadet nii tehnoloogiavõrku kui kontorivõrku ja mõlemasse andmekeskusse;
- soetada KEMP koormusjaoturid tehnovõrku ja Balti RCC pakutavale teenusele;
- soetada Kadaka andmebaasiklastri uuenduste raames uued serverid ning laiendada olemasolevat salvestuslahendust;
- uuendada ja täiendada Kiisa reservjuhtimiskeskuses olevat IT-riistvara;
- uuendada kõigil gaasivõrgus olevatel objektidel andmesideseadmeid vastavalt EJK nõuetele;
- rajada uus Eleringi alajaamade andmesidevõrk;
- tõsta turvalisust ning vähendada halduskoormust Eleringi tehnorajatiste kaughalduses ning rajatistes asuvate IT/OT süsteemidega suhestuvate infosüsteemide majutuses. Juurutada VmWare NSX-T lahendus tehnovõrkudes nii Kadaka kui Kiisa serveriruumides.

5.2 KÜBERTURVALISUSE MÕJU VARUSTUSKINDLUSELE

5.2.1 Üldine ohupilt Eestis aastal 2022

Riigi Infosüsteemi Ameti küberturvalisuse aastaraamat 2023 toob välja, et 2022. aastal tõi Venemaa täiemahuline sõda Ukraina vastu kaasa Eestis ennenägematu hulga ummistusründeid, mille taga olid Kremli-meelsed häktivistid, kes sel moel oma rahulolematust väljendasid. Ründed Eesti IT-taristu vastu sagesid poliitiliselt tundlike sündmuste toimumise ajal nagu Narva tankimomendi teisel-damine, Vene telekanalite edastamise peatamine ja Eesti väljendatud toetus Ukrainale. Lisaks ummis-tusrünnete omadid suuremat mõju erinevad teenuskatkestused, mis tulenesid inimlikust veast, ja andmelekked.

RIA nendib, et suurim hulk intsidente oli endiselt seotud pettuste ja õngitsusrünnetega, kus heausk-setelt kasutajalt petetakse välja paroolid, pangakaardiandmeid ja raha. Vähenes lunavararünnakute arv ning paljudel juhtudel olid ettevõtetel head varukoopiad, millega sai vajalikud andmed taastada. Samas teeb murelikuks asjaolu, et paljud lunavararünnakud said võimalikuks seetõttu, et kaugtöök-s vajalike ühendustega käidi ümber ettevaatamatult, avades nii ründajatele võimaluse kasutada kaug-töök-s kasutatavaid ühendusi lunavara levitamiseks.

5.2.2 Ülevaade küberrünnakute mõjust Ukraina sõjas

Riigi Infosüsteemi Amet toob aastaraamatus välja, et Ukraina sõja alguses sattusid rünnakute alla mitmed kriitilise infrastruktuuri pakkujad. Näiteks rünnati satelliitsideühendust pakkuvat ettevõtet, mistõttu oli satelliitside häiritud peale Ukraina ka mujal Euroopas, nt Prantsusmaal, Saksamaal, Itaalias ja Poolas. Samuti sattus rünnaku ohvriks Ukraina suurim telekomiettevõtte, mistõttu jäi ligi 80 protsenti klientidest tundideks internetita.

Sihmargiks oli ka Ukraina energiasektor, kui aprillis püüti rünnata suurt Ukraina energiaettevõtet. Tea-daolevalt kasutati selleks tööstuslike juhtimissüsteemide ründamiseks loodud pahavara, mida kasu-tati ka 2016. aastal Ukraina elektrisüsteemi vastu tehtud rünnakus, mis jättis osa Kiievi elanikest elektrita. 2022. aastal toimepandud rünnak suudeti tuvastada ning riigiasutuste ja küberturbeettevõ-tete koostöö tulemusena tõrjuda.

RIA hinnangul on küberturvalisuse mõttes olnud Ukraina kriitiliste teenuste toimepidevus märkimis-väärne, sest riigi digiteenused toimivad ja küberrünnete tõttu pole ka elutähtsad teenused tööd lõpe-tanud. Kriitiliste teenuste toimepidevuse katkestusi on põhjustanud peamiselt kineetiline sõjategevus.

Üks Ukraina edu saladusi on olnud asjaolu, et küberründed ei saanud alguse eelmisel aastal, vaid seal-sed organisatsioonid on olnud küberrünnete sihtmargiks juba alates 2014. aastast. Rahaeg ja intsi-dentide puudumine kipub ettevõtteid uinutama ning investeeringud küberturbesse, sealhulgas vaja-likud muudatused süsteemides ja tööprotsessides, võivad jääda tagaplaanile. Seetõttu on oluline panustada haavatavuste leidmisesse ja leitud puudujääkide parandamisse järjepidevalt ja pühendu-nult.

Ukraina sõda näitab ka, et mitmed edukad rünnakud polnud suunatud digitaalsete süsteemide endi, vaid nende füüsiliste osade vastu. Kineetilised rünnakud töid esile digitaalse infrastruktuuri haavata-vuse reaalses maailmas. Samuti sai selgeks, kui kriitiline on mitmekesistada andmete ja süsteemide paiknemist, hajutades neid erinevatesse asukohtadesse. Muu hulgas on pilveteenused osutunud kasu-likuks varusüsteemiks, kaitstes väärtuslike teenuste tööd ja nende kättesaadavust ka pärast otseseid rünnakuid füüsilise taristu vastu.

Ukraina kogemus näitab, et ainult rünnakuid ennetavad meetmed ei pruugi olla piisavad katkestuste vältimiseks. Kaitse planeerimisel on oluline arvestada ka seda, kuidas ründeid avastada, neile reagee-rida ja infosüsteeme õnnestunud rünnaku järel taastada.

5.2.3 Ülevaade sellest, millistesse tegevussuundadesse Elering panustab

- Koolitus ja teadlikkuse tõstmine: Korraldame regulaarseid koolitusi ja seminare meie töötajatele, et neid ajakohastada viimaste ohtude ja parimate praktikatega, tõstes sellega teadlikkust ja ettevalmistust.
- Tehniliste lahenduste uuendamine: Pöörame tähelepanu kaugligipääsudele, tavakasutaja kaitsmisele ja rünnakute tuvastamisele.
- Regulaarsed kontrollid ja hindamised: Viime läbi regulaarseid küberrünnakute simulatsioone, turvatestimisi ja turvaanalüüse, et määrata kindlaks nõrkused ja parandada need ennetavalt.
- Pilveteenuste ja hajutatud varunduse kasutamine: Võimalusel kasutame turvalisi pilveteenuseid, et tagada andmete kättesaadavus ja taastevõime.
- Erinevate turvatsoonide loomine: Eraldame vähemkriitilised andmed ja tööprotsessid, mis vajavad laiemat ligipääsu, nendest süsteemidest, mis tegelevad kriitiliste äriprotsessidega.
- Riigisisene ja rahvusvaheline koostöö: Teeme tihedat koostööd rahvusvaheliste partnerite, riigiasutuste ja teiste elutähtsate teenuste osutajatega, jagades teavet ohtudest ja parimatest tavadest, et tugevdada sektorisest ja sektoritevahelist koostööd.
- Järelevalve ja reageerimise mehhanismid: Plaanime arendada ning uuele tasemele viia reaalaja jälgimissüsteeme.

5.2.4 Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele

Nagu ka eelnevatel aastatel, ei olnud 2022. aastal Eleringi võrgus andmata jäänud energiat, mis oleks põhjustatud küberrünnakust. Enda tegevuste planeerimisel lähtume eesmärgist kaitsta Eesti põhivõrkude juhtimissüsteeme ja hoida ära elutähtsate teenuste katkestusi.



6 Lisad

LISA 1 - LÜHENDITE LOETELU	134
LISA 2 - EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED	136
LISA 3 - 2023-2027 KINNITATUD INVESTEERINGUD	140



6.1 LISA 1- LÜHENDITE LOETELU

AREJ	- avariireservelektrijaam
BAU	- võrgu kujundamise tavastsenaarium (<i>Business As Usual</i>), mis näeb ette tavapäraseid arengusuundumusi ja standardseid lahendusi tulenevalt tehnikapoliitikast ja muudest normdokumentidest.
BRELL	- süsteemihaldurite liit, kuhu kuuluvad Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti ja Leedu.
BSMMG	- Läänemere-äärsete riikide turu modelleerimise grupp (<i>Baltic Sea Market Modelling Group</i>)
CEF	- Euroopa Liidu rahastusinstrument, mille eesmärk on tõsta konkurentsivõimet Euroopa tasemel infrastruktuuri investeeringute kaudu (<i>Connecting Europe Facility</i>).
CONE	- <i>Cost Of New Entry</i> [€/MW] – tasandatud uue lisandvõimsuse maksumus.
DSR	- lõpptarbija võimekus enda tarbimisega energiaturule reageerida (<i>Demand Side Response</i>)
EENS	- keskmine andmata jäänud (elektri)energia (ik. <i>Expected Energy Not Served</i>)
EL1	- Estlink 1
EL2	- Estlink2
ELV	- Elektrilevi
ENTSO-E	- üleeuroopaline elektri süsteemioperaatoriteelektrisüsteemioperaatoreid ühendav organisatsioon
EPC	- erakorralise võimsuse juhtimise funktsionaalsus (<i>Emergency Power Control</i>)
ER	- Elering
EV	- elektrivõrk
FCR	- sageduse hoidmise reserv (<i>Frequency Containment Reserve</i>)
FRR	- sageduse taastamise reserv (<i>Frequency Restoration Reserve</i>)
HVDC	- alalisvooluühendus (<i>high voltage direct current</i>)
IPS/UPS	- Venemaa sagedusala, millega on ühendatud järgnevad piirkonnad: Baltikum, Ukraina, Kasahstan, Kõrgõzstan, Valgevene, Aserbaidžaan, Tadžikistan, Gruusia, Moldova ja Mongoolia
IPS/UPS	- Venemaa ühendenergiastüsteem
KA	- konkurentsiamet
LOLE	- piirangutundide arv (<i>Loss Of Load Expectation</i>) (h/aastas), mis näitab, mitmel tunnil aastast võib oodata olukorda, kus tekib andmata jäänud energia, ja turupõhiselt ei ole piisavalt ressursse, et tarbimine katta.
MAF	- ENTSO-E koostatud iga-aastane elektrisüsteemi piisavuse hinnang võtmeaastatele (tänavu aastad 2021 ja 2025) (ik. <i>Mid-Term Adequacy Forecast</i>)

- N-1 - ühe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmiseade, jne.) avariiline väljalülitumine
- N-1-1 - ühe elektrisüsteemi elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni elektrisüsteemi tööd oluliselt mõjutav element on hoolduses või remondis
- NTC - Elektrituru- ja elektrituru antav ülekandevõimsus (ik. *Net Transfer Capacity*)
- PEMMDB - üleeuroopaline turu modelleerimise andmebaas (ik. *Pan European Market Modelling Database*)
- PKVA/PTLA - pinge järgi koormuse vähendamise automaatika/ pinge järgi tagasilülitamise automaatika
- RLA - reservi lülitamise automaatika
- SOC - Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komitee (*System Operation Committee*)
- TK - tarbimiskoht
- TLA - tagasilülitamise automaatika
- TSO - ülekandevõrgu süsteemihaldur (*Transmission System Operator*)
- TSO - põhivõrgu operaator (*Transmission System Operator*)
- VOLL - katkestuskahju (*Value Of Lost Load*) [€/MWh], hinnang maksimaalsele elektri hinnale, mida tarbija on nõus maksma elektrikatkestusest hoidumise eest

6.2 LISA 2- EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED

Allolevas tabelis on loetletud tootjate esitatud installeeritud tootmisvõimsused Eestis asuvatele suurematele tootmisüksustele aastal 2023. Paljudel nendel seadmetel on erinevad märkimisväärsed piirangud, mistõttu kasutab Elering varustuskindluse hindamisel konservatiivsemaid ehk „kindlaid“ võimsusi, mis põhineb eelnevate aastate kogemustel. Kindla võimsuse osa installeeritud võimsusest on ka eraldi välja toodud peatükis 4.6 tabelis 4.5

Elektrijaama (E) nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2023 seisuga
ELEKTRIJAAAMAD			1340 MW
Eesti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	866
Auvere elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	272
Balti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	192
Enefit elektrijaam	jääksoojust kasutav auru- turbiin-generaator	põlevkivi	10
KOOSTOOTMISJAAAMAD			365,6 MW
Iru elektrijaam	koostootmisplokk	maagaas	94
Iru elektrijaam	koostootmisplokk	segaolmejäätmel	17
Põhja soojuselektrijaam	koostoomis- ja kondensat- sioonturbiinid	generaatorgaas	77
Utilitas Tallinna elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	39
Tartu elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	22,1
Pärnu elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	20,5
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõ- tudega	must leelis/biomass	13,9
Sillamäe soojuselektrijaam	koostootmisplokk	põlevkivi	10
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	10
Osula koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	10
Mustamäe koostootmis- jaam	koostootmisplokk	biomass	9,3
Sillamäe I koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	7,1
Sillamäe II koostootmis- jaam	gaasimootor	maagaas	5,8
Helme koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	6,5

Grüne Fee Eesti AS	gaasimootor	maagaas	4,1
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ soojuselektrijaam	koostootmisplokk	põlevkivi uttegaas	1,4
Kuessaare soojuse ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1,8
Paide koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1,7
Jämejala koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	1,8
Repo Vabrikud AS	gaasiturbiin	maagaas	1,8
Ilmatsalu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,5
Vinni biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,4
Oisu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,2
Tallinna Prügilagaas OÜ	gaasimootor	prügilagaas	1,9
Põlva elektri ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
Rakvere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1
Rakvere Päikese koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	0,9
Kopli koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
WTC Tallinn AS	gaasimootor	maagaas	0,6
Tartu Aardlapalu prügilakoostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0,5
HÜDROELEKTRIJAMAD			8 MW
Jägala hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	2
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	1,1
Muu väike	hüdroturbiin	vesi	4,9
TUULEELEKTRIJAMAD			377 MW
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	48
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	45
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	tuul	39,1
Saarde tuulepark*	tuulegeneraator	tuul	38,7
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24
Purtse tuulepark	tuulegeneraator	tuul	21

Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	tuul	21
Pakri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	18,4
Tamba-Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	18
Tooma I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	tuul	12
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	tuul	10
Vanaküla tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	9
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	tuul	8
Tooma II tuulepark	tuulegeneraator	tuul	7,1
Virtsu II tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Virtsu III tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Ojaküla tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Saaremaa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6
Nasva tuulepark	tuulegeneraator	tuul	5,9
Aburi tuulik	tuulegeneraator	tuul	1,8
Nasva sadama tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,6
Sikassaare tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,5
Virtsu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,4
Virtsu I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,2
Türju tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,9
Peenra tuulik	tuulegeneraator	tuul	0,7

Installeeritud päikeseparkide võimsused muutuvad äärmiselt kiiresti, aruande kirjutamise ajal on Eestis installeeritud päikeseparke võimsusega 680 MW ning jaguneb maakondadesse vastavalt tabelile.

PÄIKESEELEKTRIJAAMAD agregeeritult	680 MW
Maakond	Tootmisvõimsus 2023 septembri seisuga (MW)
Harju	120
Tartu	83
Pärnu	74
Viljandi	64
Lääne-Virumaa	61
Ida-Virumaa	53
Jõgeva	45
Valga	39
Võru	31
Järva	26
Rapla	26
Põlva	25
Saare	24
Hiiu	5
Lääne	4

6.3 LISA 3 - 2023-2027 KINNITATUD INVESTEERINGUD

Elektri alajaamad	Investeeringu lõpp
Alutaguse 110 kV alajaama renoveerimine 2023	2023
Audru 110 kV alajaama renoveerimine	2024
Ellamaa (Riisipere) 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Elva 110kV alajaama renoveerimine	2026
Estonia-Põhja 110kV alajaama renoveerimine	2026
Haapsalu 110kV alajaama renoveerimine	2026
Järveküla 110 kV AJ ER osa	2023
Kabli 110kV alajaama renoveerimine	2025
Kadrina 110kV alajaama renoveerimine	2026
Kantküla 110kV AJ rekonstrueerimine	2025
Kunda 110 kV alajaama renoveerimine	2026
Kuuste 110 kV alajaama renoveerimine	2025
Lihula 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Linda 110 kV alajaam	2026
Maaritsa 110 kV AJ rekonstrueerimine	2026
Mustvee 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Nõva 110kV alajaama renoveerimine	2025
Raasiku 110kV alajaama renoveerimine	2026
Ruusmäe 110kV alajaama renoveerimine	2026
Sikassaare 110 kV alajaama renoveerimine	2023
Sirgala 110 kV alajaama renoveerimine	2026
Tõrva 110kV alajaama renoveerimine	2027
Veerenni alajaama rajamine (loobumine Aidust)	2026
Alatskivi 110kV alajaama renoveerimine kompaktalajaamaks	2024
Haljala AJ rekonstrueerimine kompaktalajaamaks	2025
Jaoskonna 3B alajaama renoveerimine kompaktalajaamaks	2025
Koigi 110 kV AJ renoveerimine kompaktalajaamaks	2023

Mõniste 110kV alajaama renoveerimine kompaktaalajaamaks	2025
Oiu 110kV alajaama renoveerimine kompaktaalajaamaks	2027
Põdra AJ rekonstrueerimine kompaktaalajaamaks	2023
Ruusa 110kV AJ renoveerimine kompaktaalajaamaks	2023
Rõuge 110 kV alajaama renoveerimine kompaktaalajaamaks	2026
Soo 110kV AJ renoveerimine kompaktaalajaamaks	2023
Taebla 110kV alajaama renoveerimine kompaktaalajaamaks	2025
Tusti 110kV alajaama renoveerimine kompaktaalajaamaks	2024
Valgu 110kV alajaama renoveerimine kompaktaalajaamaks	2025
Vigala 110 kV AJ renoveerimine kompaktaalajaamaks	2023
Elektriliinid	
L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2024
L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2024
L005 Iru-Järve osaline renoveerimine	2024
L005 Iru-Järve osaline renoveerimine	2023
L006A Iru-Järveküla osaline renoveerimine	2023
L006A Järveküla - Iru kiudoptika paigaldus	2023
L006B Järveküla - Järve osaline renoveerimine	2024
L007 Iru - Ida kiudoptika paigaldus	2023
L008 Lasnamäe - Ida kiudoptika paigaldus	2023
L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin	2024
L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin	2024
L026 Kehtna - Järvakandi osaline renoveerimine	2023
L030 Sindi - Papiniidu osaline renoveerimine	2025
L032B Metsakombinaadi - Papiniidu õhuliini osaline asendamine kaabelliiniga	2027
L037 Lihula - Martna osaline renoveerimine	2025
L042 Tsirguliina-Mõniste osaline renoveerimine	2023
L043 Tsirguliina-Linda osaline renoveerimine	2023
L043 Tsirguliina-Linda üksikute mastide vahetus	2023

L066 Rakvere - Rakvere-Põhja osaline renoveerimine	2024
L085 õhuliini Kiisa - Topi rekonstrueerimine	2026
L086 õhuliini Topi - Harku rekonstrueerimine	2026
L102 Rakvere - Tapa osaline renoveerimine	2026
L105C Oiu haru osaline renoveerimine	2025
L107C Pärnu-Jaagupi haru osaline renoveerimine	2023
L115 Rakvere- Kunda osaline renoveerimine	2023
L116 Balti-Püssi osaline renoveerimine	2027
L117 Balti-Sirgala osaline renoveerimine	2025
L117A Eesti EJ OT haru osaline renoveerimine	2024
L118 Sirgala -Ahtme osaline renoveerimine	2027
L119 Balti-Eesti EJ OT osaline renoveerimine	2027
L133A Paide-Vändra juhtme, piksekaitsetrossi ja üksikute mastide vahetus	2027
L133B Vändra-Papiniidu juhtme ja üksikute mastide vahetus	2027
L134A Paide - Suure-Jaani juhtme, osaline piksekaitsetrossi ja üksikute mastide vahetus	2024
L137 Püssi - Aidu osaline renoveerimine	2025
L138 Kiikla-Jaoskonna 3B õhuliin	2024
L143B Linda-Sõmerpalu üksiku masti vahetus	2023
L156 Kanepi-Võru üksiku masti vahetus	2023
L164 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2025
L165 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2025
L177 Orissaare - Valjala osaline renoveerimine	2023
L180 gabariitide tõstmine +45C	2023
L180 Kiisa-Keila osaline renoveerimine	2023
L181 gabariitide tõstmine +45C	2023
L181 Kiisa - Keila osaline renoveerimine	2023
L182 Kiisa-Järve Juhtme ja üksikute mastide vahetus	2026
L194 Raasiku-Kehra õhuliini rekonstrueerimine	2026
L195 Aruküla-Raasiku õhuliini rekonstrueerimine	2026

L347 Sopi-Sindi osaline renoveerimine	2023
L357 Paide - Kiisa osaline renoveerimine	2023
L504 Harku-Aruküla osaline renoveerimine	2023
L505 Harku-Kiisa osaline renoveerimine	2023
L506 Rakvere - Kiisa osaline renoveerimine	2023
L8048 Tartu-Ülejõe 110 kV kaabli rajamine	2024
L8052 Tartu - Tööstuse kaabelliin	2027
L8055 Tartu- Emajõe õhuliini asendamine kaabelliiniga	2024
L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine	2026
Eestisisese võrgu arendus	
Topi AJ läbijooksvaks ehitamine	2026
L103 Püssi-Rakvere rekonstrueerimine	2023
L135 Püssi-Ahtme õhuliini gabariitide tõstmine	2024
L08 Aidu - Jaoskonna 3B gabariitide korrastamine	2023
Sünkroniseerimine (CEF kaasrahastus)	
L300 Balti-Tartu rekonstrueerimine	2024
L301 Tartu-Valmiera rekonstrueerimine	2023
L353 Eesti-Tsireguliina õhuliini rekonstrueerimine	2025
Mustvee jaotuspunkti ehitus	2024
Reaktorid ja sünkroonkompensaatorid	2024
Taastuenergia liitmise võimekuse tõstmise investeeringud (RRF kaasrahastus)	
Lihula 330/110 kV alajaam	2026
Orissaare 110 kV alajaama laiendustööd	2025
Uus 110 kV liinilahter Lihula alajaamas L171 jaoks	2025
L017 Kiisa-Rummu rekonstrueerimine	2023
L036 Rõuste-Virtsu 110 kV õhuliini ehitus	2025
L170 Lihula - Virtsu 110 kV õhuliini ehitus	2025
L171 Lihula-Virtsu gabariidi tõstmine 60C	2025
L173 Võiküla - Orissaare paralleelliini ehitamine	2023

L174 Rõuste-Leisi 110 kV kaabelliini lõik Väikeses väinas	2024
L174 Rõuste-Leisi gabariitide tõstmine	2025
L175 Leisi-Sikassaare eraldi mastidele rajamine L176 Sikassaare-Valjala liinist	2026
L175 Sikassaare - Leisi gabariitide tõstmine	2024
L175A Valjala haru gabariitide tõstmine	2024
L176 Sikassaare - Valjala gabariitide tõstmine	2024
L177 Orissaare - Valjala juhtme vahetus ja gabariitide tõstmine	2026
L185 Kiisa - Kohila gabariitide tõstmine	2023
L186 Kohila - Rapla gabariitide tõstmine	2023
L356 Mustvee-Paide rekonstrueerimine	2026
L357 Kiisa - Paide õhuliini rekonstrueerimine	2026



