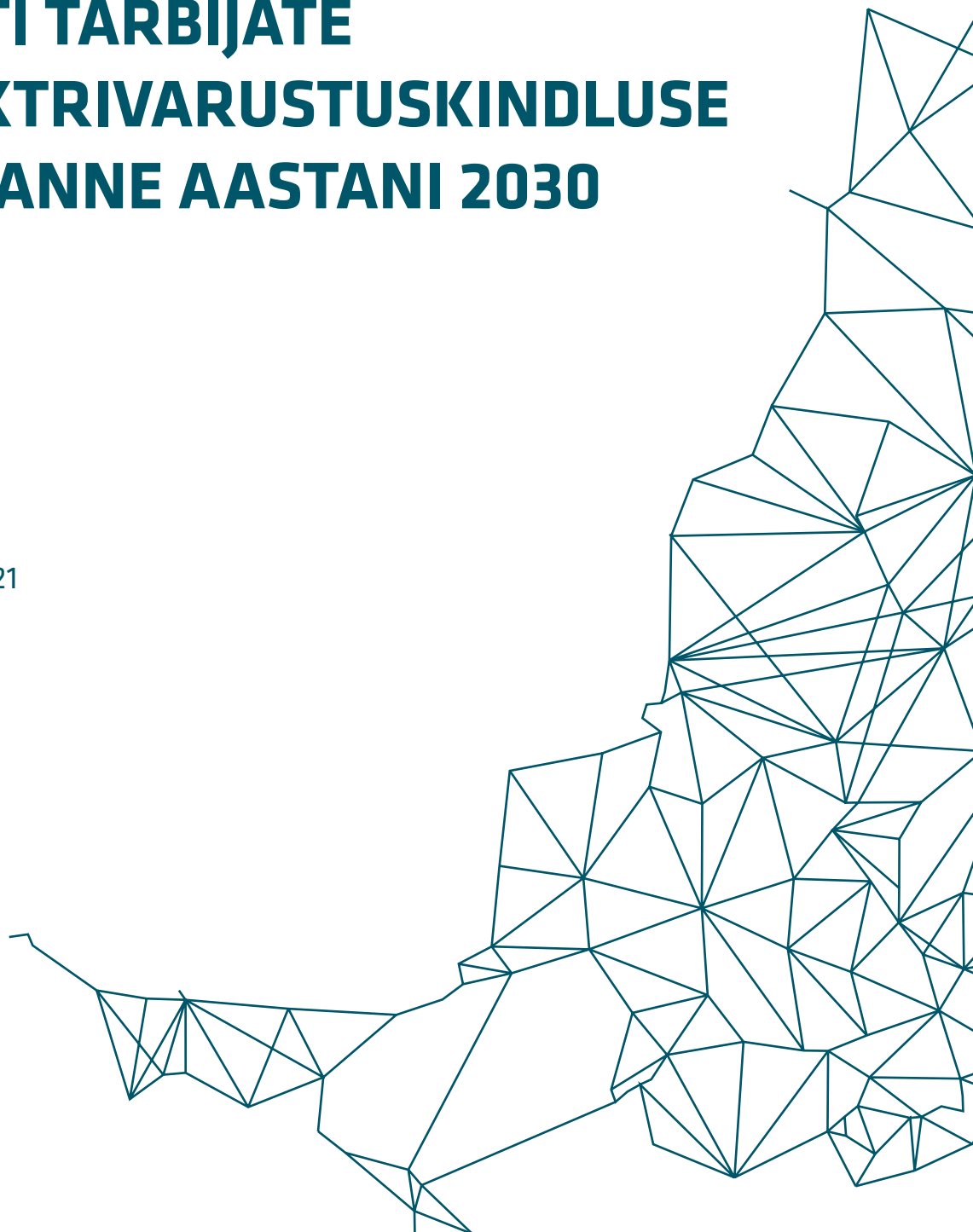


EESTI TARBIJATE ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE ARUANNE AASTANI 2030

Tallinn 2021



EESTI TARBIJATE ELEKTRIVARUSTUSKINDLUSE ARUANNE AASTANI 2030

Tallinn 2021

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 (õ 39 lg 7 ja lg 8; õ 66 lg 2, lg 3, lg 4) varustuskindluse aruande. Süsteemi piisavuse varu hinnang on teostatud vastavalt elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja õ 14 ja õ 14, toodule.

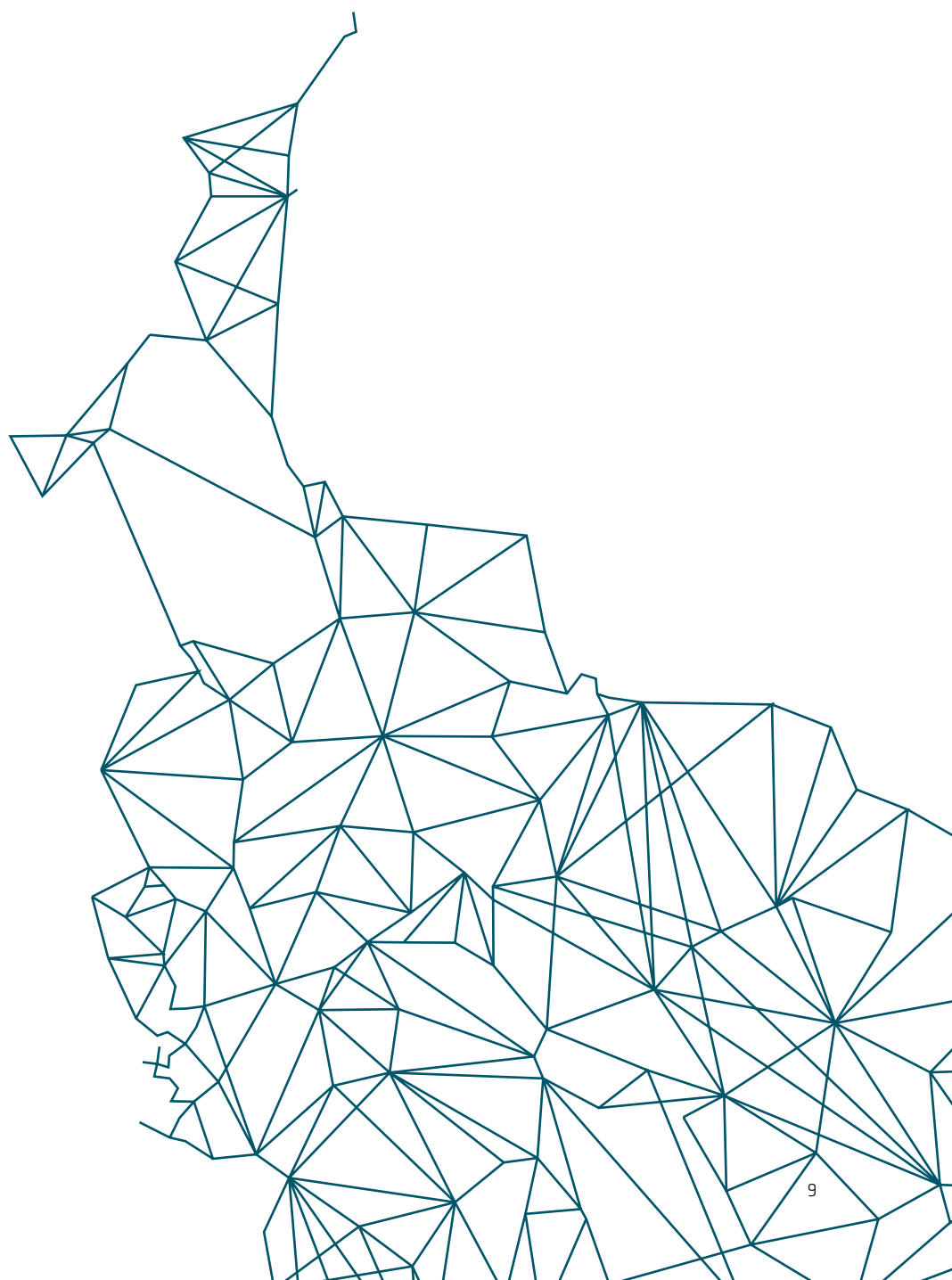


SISUKORD

EESSÕNA	9
1 KOKKUVÕTE	13
1.1 JUHTIMISE VÕIMEKUS.....	15
1.2 VÕRGU VÕIMEKUS.....	15
1.3 SÜSTEEMI VÕIMEKUS	16
1.4 DIGITAALNE VÕIMEKUS	18
2 JUHTIMISE VÕIMEKUS	21
2.1 SÜSTEEMI JUHTIMINE	22
2.1.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas	22
2.1.2 Abinõud varustuskindluse tagamiseks.....	23
2.1.3 Sageduse reguleerimine	23
2.1.3.1 Inertsit tagamine sünkroonkompensaatorite abil.....	24
2.1.4 Elektrisüsteemi talituskindlus erakorraliste stsenaariumite korral.....	24
2.1.5 Süsteemi taaspingestamine	25
2.1.5.1 Tarbimise piiramine.....	25
2.1.6 Eleringi avariireservelektrijaamad.....	26
2.2 SÜNKRONISEERIMINE.....	26
2.2.1 Sünkroniseerimise olulisemad teetähised	26
2.2.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise tulemusel tekkivad muutused.....	28
2.2.1.2 Sagedusejuhtimise põhimõtted tulevikus	29
2.2.2 Mandri Euroopa sünkroonalaga liitumise põhimõtted	31
2.2.3 Eesti elektrisüsteemis sünkroniseerimiseks tehtavad investeeringud	31
2.3 ELUTÄHTSA TEENUSE „ELEKTRIGA VARUSTAMINE“ TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE.....	32
2.3.1 Elutähtsa teenuse osutamine.....	32
2.3.2 Riskistsenaariumid	32
2.4 SÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE	33
2.4.1 2020. aasta suveperioodil (mai-september)	33
2.4.2 Talveperiood 2020/2021 aastal	34
2.4.3 2021. aasta suveperioodil (mai-august).....	35
2.4.4 Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2020/2021. aasta talveperioodil	36
3 VÕRGU VÕIMEKUS	39
3.1 VÕRGU ARENGUPLAAN	41
3.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud.....	42
3.1.2 Piiriülesed võrguinvesteeringud.....	43
3.1.3 Elektrivõrgu tugevdamise programm taastuenergia tootmisvõimekuse tõstmiseks.....	44
3.1.4 Eesti-sisese võrgu arenguplaan	45
3.1.4.1 Tallinn ja Tallinna ümbrus	45
3.1.4.2 Kirde-Eesti.....	46
3.1.4.3 Tartu piirkond	48
3.1.4.4 Saared ja Lääne-Eesti	48
3.2 VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	49
3.2.1 Vabad liitumisvõimsused	49
3.2.2 Lahutuskohtade kasutamine 110 kV elektrivõrgus	51
3.2.3 Paindlik liitumine	52
3.2.4 Salvestusseadmete ühendamise võimalus.....	53
3.3 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS	56
3.3.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia	57
3.3.2 Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	63

4	ELEKTRISÜSTEEMI VÕIMEKUS.....	67
4.1	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA HINDAMINE	68
4.1.1	Eesti varustuskindluse norm.....	70
4.1.2	Strateegiline reserv.....	71
4.2	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS.....	72
4.2.1	Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs.....	72
4.2.2	Töenäosusliku analüüsi meetodika	73
4.2.3	Süsteemi võimekuse tulemused 2025. aastal	75
4.2.4	Süsteemi võimekuse tulemused 2030. aastal.....	76
4.2.5	Regionaalsed deterministlikud analüüsid	78
4.2.6	Erakorralised stsenaariumid.....	79
4.2.6.1	Balti saartalituse stsenaarium	79
4.2.6.2	Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium.....	81
4.2.6.3	Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium.....	82
4.2.6.4	Elektrijaamade majanduslik jätkusuutlikkus	83
4.2.6.5	Elektrijaamade tasuvusest elektriturul	85
4.3	TARBIMISE PROGNOOS	86
4.4	TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEOSES TOOTMISVÕIMSUSTEGA.....	87
4.5	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE	88
4.5.1	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele talvel	88
4.5.2	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele suvel.....	89
4.5.3	Vaade eesseisvale talvele	89
4.6	ÜLDISED TRENDID VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEL.....	91
4.7	HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE	92
5	DIGITAALNE VÕIMEKUS	95
5.1	ENERGIATURU ANDMEVAHETUSE KÜBERTURVALISUS.....	96
5.2	EUROOPA KÜBERTURBE VÄLJAKUTSED SEOSES TARBIMISUUNALISE PAINDLIKKUSE PAKKIJATEGA	98
5.3	KÜBERTURVALISUSE VÕRGUEESKIRJA PROTSESSI UUENDUS.....	99
5.4	HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST	100
6	LÜHENDITE LOETELU	103
7	LISAD.....	107
	LISA 1. SÜSTEEMI VÕIMEKUSE SIMULATSIOONIDE TULEMUSED	108
	LISA2. EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5 MW TOOTMISVÕIMSUSED	110

Eessõna



Hea Eesti energiavarustuskindluse huviline!

Eleringi eesmärk on tagada Eesti tarbijate energiavarustuskindlus kliimaneutraalsel moel ja Eesti majanduse konkurentsivõimet toetavalt. Esmane vaade tarbijate varustuskindlusele on tehniline – tuled peavad põlema ja kodud olema soojad. Seda tuleb teha kliimaneutraalsel moel, vältides CO₂ emissioonide tekkimist varustuskindluse tagamiseks vajaliku energia tootmisel. Samal ajal tuleb tagada, et kliimaneutraalsel moel saavutatud varustuskindlus looks täiendavaid töökohti ja majanduslikku headolu Eesti ühiskonnale.

Nagu ikka ja alati elame enneolematult ettearvamatutel aegadel. Energeetikute jaoks on aga tänasel päeval tavapärasest ettearvamatuses erinev asjaolu, et lähtuvalt kõrgetest energiahindadest on arutelud energeetika tulevikust tõusnud avaliku debati keskmesse. Selleks on ka põhjust. Energiasüsteem on järgneval talvel kindlasti üsna pingelises olukorras, Elering jälgib olukorda tähelepanelikult ja on koheselt valmis rakendama käesolevas aruandes kirjeldatud meetmeid tarbijate varustuskindluse tagamisel.

Energiavarustuskindluse valikud ei ole väärtuste vabad

Tänane energeetikapoliitika on paljuski kliimapoliitika tulem ja kuna kliimapoliitika on väärtuspõhiselt väga ühiskonda lõhestav, siis paraku on sellest lähtuvalt keeruline leida laia konsensust tavapäraselt konsensuspoliitika põhises energeetikasektoris. Viimaste kuude arutelude valguses on Eestis selgelt olnud tajuda nelja põhimõttelist väärtuskonflikti Eesti energeetika arendamisel üldisemalt ja selles, millistele põhimõtetele peaks tuginema Eesti energiakava:

- Kas ja millises ulatuses on kliimamuutus inimtekkeline ning kas ja millises ulatuses peaksime lähtuma Pariisi kliimaleppe eesmärkidest ja energiasüsteemi süsinikuheitme vabaks muutmise eesmärgist Eesti energeetika arendamisel?
- Kas ja millises ulatuses saab Eesti energiamajanduse korraldamine põhineda vabaturu põhimõtetel?
- Kas ja millises ulatuses saab naabreid usaldada energia varustuskindluse tagamisel ning kas ühtne Euroopa Liidu elektriturv/võrk on igas olukorras usaldusväärne?
- Kas ja millises ulatuses tuleb energiavarustuskindlus üles ehitada riikidest, kellega me ei jaga samu väärtusi, st Venemaast ja Valgevenest, eraldiseisvalt?

Nendele väärtuspõhistele küsimustele erinevalt vastates on võimalik saada täiesti erinevad vastused nii tänase Eesti tarbijate energiavarustuskindluse osas kui sellele, milline peaks olema tee edasi.

Varustuskindluse vaatenurgad

Elering vaatab antud varustuskindluse aruandes tarbijate varustuskindlust kolmele põhilisele lähtekohale toetudes.

Esimene lähtekoht – tehniline varustuskindlus

Tarbijate varustuskindlust tuleb vaadata kohaliku tootmise ja ülepiiriliste, va Venemaa ja Valgevene ühenduste koosmõjus. Eesti tiputarbimine on täna ca 1600 MW ja aastane tarbimine ca 8,5 TWh. Aastane elektritarbimine kasvab järgnevatel kümnenditel, ent tiputarbimine kasvab samal ajal piiratult tänu tarbimise juhtimise ja salvestustehnoloogiate arengule, mis võimaldab toodetud energia kasutamist ajas nihutada.

Plaan sellise tarbimise katmiseks on järgnev. Esiteks, Vabariigi Valitsus kehtestas sellel aastal Eesti elektrivarustusstandardi. Teiseks, Elering teostab iga-aastaselt selle standardi vastu elektrisüsteemi järgmise 10 aasta piisavuse hindamist. Meil on selleks olemas inimesed, oskused, tööriistad. Kolmandaks, kui eelnevalt nimetatud elektrisüsteemi võimekuse analüüsist selgub, et meil on järgmise 10 aasta vaates probleem, et tootmine ei kata tarbimist, siis rakendame kiire lahendusena juba ette välja töötatud strateegilise reservi,

mis tagab vähemalt 1000 MW juhitava tootmisvõimsuse olemasolu Eestis. Strateegiline reserv ei tohi vastavalt regulatsioonile osaleda elektriturul ja sealt raha teenida ning see tuleb meil tarbijatena täiendavalt maksta kinni varustuskindluse tagamiseks. Seega ei tohi sellise reservi loomine olla kergekäeline, kuna asetab täiendava koormuse Eesti elektritarbija õlule ja vähendab Eesti majanduse konkurentsivõimet.

Kuna strateegiline reserv põhimõtteliselt „ootab“ olukorda, kus elektriturul ei suuda katta tarbimist, siis pikemas plaanis on vaja saada juurde uusi energiaturul osalevaid tootmisvõimsusi, mis suudavad lisaks võimsusele pakkuda ka elektrisüsteemi juhtimiseks vajalikke kiireid reserve. See tähendab turumudeli arendamist, mis võimaldab ehitada uusi elektrijaamasid.

Teine lähtekoht – varustuskindluse tagamine kliimaneutraalsel moel

Nagu juba öeldud, siis tänast energiamajandust on keeruline mõista ja aktsepteerida, kui ei usu inimtekkelisse kliimamuutusesse ja vajadusse piirata oluliselt inimtekkelisi kasvuhoonegaaside emissioone. Energeetikasektor on suurim (globaalselt üle 70%) keskkonnajalajälje põhjustaja ja ilma energiasektori muutusteta ei suuda me saavutada Pariisi kliimaleppe eesmärki hoida globaalne temperatuuri tõus alla kahe kraadi celsiust. Arvestades ÜRO ja teiste rahvusvaheliste organisatsioonide arvutusi kliimamuutuse majanduslike mõjude kohta, on kohati kõrge elektri hind ühiskondade jaoks väiksem kulu kliimamuutustega toime tulemiseks võrreldes kuluga, mida toob kaasa kliima kiire globaalne soojenemine. Samas tuleb kindlasti silmas pidada energiavaesust ja elekter peab olema jõukohase hinnaga kõigile. Euroopa Komisjon on seda mõistnud ja pakkunud lahendusena Social Climate Fund'i loomise, aitamaks tasandada majanduslikke mõjusid kõige haavatavamatele.

Eesti elektritootmise portfelli süsinikuheitmevabaks muutmisel liigume viiel suunal:

1. hajatootmise arendamine. Meil on täna ca 10000 väiketootjat ja ca 500 megavatti väikeseid päikeseelektrijaamasid.
2. suuremahuline tootmine merel. 2000 megavattise võimsusega avameretuulikud toodavad aastas seitse teravatt-tundi elektrit, aga terve Eesti aastane tarbimine on 8,4 teravatt-tundi. Loomulikult ei genereeriks nad kogu elektrihulka ühtlaselt ja ajalises vastavuses tarbimisega. Mida suurem ala on ühtse võrguga kokku liidetud, seda enam saame põhineda tuule- ja päikeseenergia lahendustel. Selleks vajame täiendavaid ühendusi, Eesti-Läti neljas merekaabel ja Estlink3 Eesti-Soome vahel hübriidlahendustena, mis võimaldaks kasutada riikidevahelisi mereühendusi ka mereelektrijaamade võrku liitmiseks. Kui me aga suudaks selle elektri salvestada, on võimalik katta suur osa riigi tarbimisest.
3. salvestamine ja tarbimise juhtimine. Olgu salvestus siis hüdropumpade, akude, vesiniku või soojaveeboilerite põhisel. Samuti tarbimise juhtimine, mis võimaldab vältida kõige kallimate elektrijaamade ehitamist tiputarbimise vastu.
4. ei ole paremat energiat kui säästetud energia. Ja siin on meil veel palju potentsiaali nii eraisikute kui ühiskonnana.
5. kütte ja transpordi süsinikuheitmevabaks muutmise, kus ka teistel energiakandjatel elektri kõrval, olgu siis selleks biometaan, vesinik või midagi muud, on samuti oluline roll mängida.

Kolmas lähtekoht – varustuskindlus kliimaneutraalselt majanduspoliitika osana

Tuled põlemas ja kodud soojad hoida tuleb kliimaneutraalsel viisil, mis ei vähenda Eesti inimeste heaolu, vaid suurendab seda. Kliimamuutus loob eeldusi uutele tehnoloogiatele ja ärimudelitele tulla globaalsele turule. Keskne mõte on näha energiasektori dekarboniseerimist võimaluse, mitte ohuna. Eestis on küllalt ettevõtteid ja ettevõtlikke inimesi, kes suudavad energiasektori dekarboniseerimise trendi põhisel luua uusi töökohti ja majanduslikku heaolu Eestis, näiteks Elcogen, Skeleton, PowerUp, Gridio, Fusebox, Energiasalv ja paljud teised.

Head lugemist!

Taavi Veskimägi

Elering ASI juhatuse esimees

1 Kokkuvõte

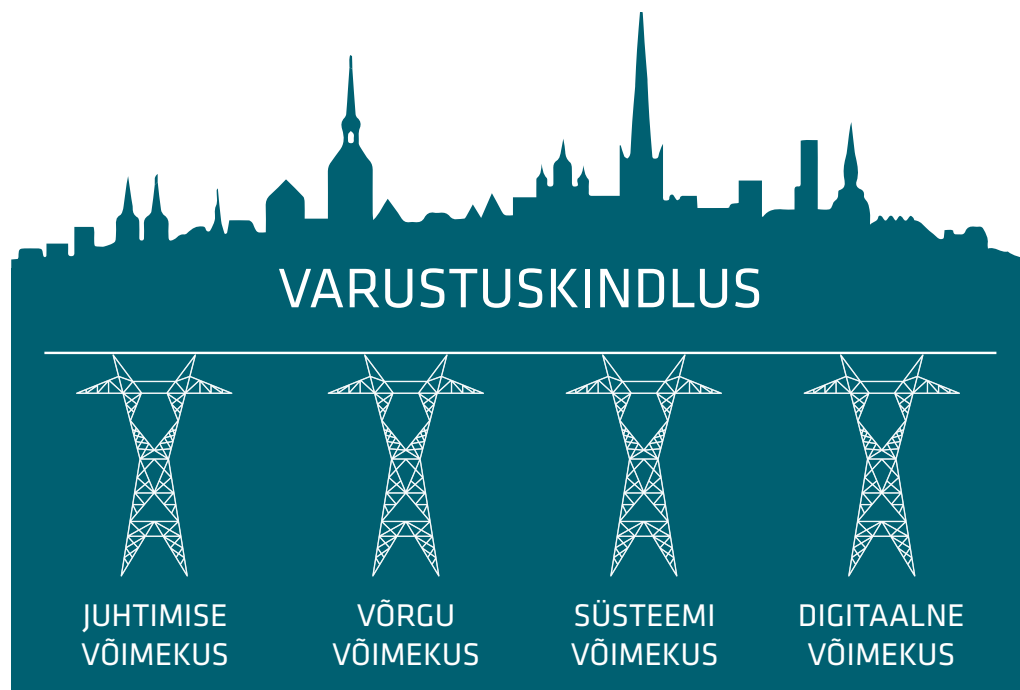
1.1	JUHTIMISE VÕIMEKUS.....	15
1.2	VÕRGU VÕIMEKUS.....	15
1.3	SÜSTEEMI VÕIMEKUS.....	16
1.4	DIGITAALNE VÕIMEKUS.....	18



1 KOKKUVÕTE

Käesolev varustuskindluse aruanne hindab varustuskindlust kogu elektrienergia väärtusahela vaates, mis hõlmab süsteemi võimekust, võrgu võimekust, juhtimise võimekust ja digitaalset võimekust. Täpsemad hinnangud neile komponentidele on toodud temaatilistes peatükkides. Elering ei käsitle elektri hindu varustuskindluse osana. Kui varustuskindlus on tagatud ehk „tuled põlevad“, ei võta Elering seisukohta, kas elektri hind turul on õige või vale.

Joonis 1.1
Varustuskindluse
tagamine läbi
nelja komponendi



Tabel 1.1

JUHTIMISE VÕIMEKUS	VÕRGU VÕIMEKUS	SÜSTEEMI VÕIMEKUS	DIGITAALNE VÕIMEKUS
Võimekus hoida elektrisüsteem tervikuna töös ning tulla toime häiringute ja avariidega. Tagada piisav kogus reservvõimsusi.	Ülekandevõrgu võimekus tagada elektrienergia jõudmine tarbimiskeskustesse, tulla toime enamlevinud riketega võrgus ja tagada nende kiire lahendamine. Elektri jõudmise eest lõpptarbijani vastutavad kohalikud jaotusvõrgud.	Võimekus tagada elektritootmise olemasolu koos piisavate välisühendustega, et tootmine ja tarbimine oleks elektrisüsteemis igal ajahetkel tasakaalus.	Võimekus automatiseerida ja tõhustada ettevõtte äriprotsesse, tagades süsteemi igapäevase juhtimise ja varustuskindluse ka suurenevate küberohtude keskkonnas.

1.1 JUHTIMISE VÕIMEKUS

Juhtimise võimekus hoiab elektrisüsteemi tervikuna töös ning lahendab häiringud ja avariid.

Lähiaastate peamine fookus on Eesti ja teiste Balti riikide lahti ühendamine Venemaa elektrisüsteemist ja võrgu ühendamine 2026. aasta algusest Mandri-Euroopa sagedusalaga. Sagedus on elektrisüsteemi võtmeperameeter, kuid Balti riigid sõltuvad selles osas praegu veel Venemaast. **Venemaa süsteemist lahkumiseks arendame välja iseseisva juhtimise võimekuse ja võtame Eesti elektrisüsteemi juhtimise täielikult enda kontrolli alla.**

Elektrivõrgu füüsilise taristu uuendamine edeneb sünkroniseerimise programmis plaanipäraselt, käivitamisel on tegevused juhtimise võimekuse tõstmiseks. **Muuta tuleb juhtimisühenduste ja lisada võimekusi, et sagedus – 50Hz – püsiks süsteemis igal hetkel stabiilne.**

Pärast ühinemist Mandri-Euroopa sagedusalaga kasutab Elering sageduse hoidmiseks nii automaatselt kui ka käsitsi käivitatavaid reservvõimsusi. Siinsed elektrijaamad peavad suutma tootmist sekunditega muuta, et tootmine ja tarbimine püsiks süsteemis tasakaalus. Selleks **luuakse kiirete reservide turg**, kus turuosalised saavad süsteemihalduritele teenuseid pakkuda.

Balti süsteemihaldurite turuanalüüsi kohaselt on **reservvõimsused Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumiseks tagatud**. Tarvis on ka selgust reserviturgude ülesehituse kohta, et osalised saaksid teha vajalikud investeeringud. Selleks töötab Elering koos naabersüsteemide halduritega välja reservide turu kontseptsiooni. Valmimas on detailsed reeglid ja algab pakutavate võimsuste eelkvalifitseerimine.

1.2 VÕRGU VÕIMEKUS

Varustuskindluse tagamiseks on oluline, et kõrgepinge ülekandevõrgu võimsus ja töökindlus oleks piisav energia jõudmiseks tarbimiskeskustesse¹. Eesti ülekandevõrk on disainitud selliselt, et ühe liini väljalülitumisel jääb Eesti piirkondlike tootmis- ja tarbimiskeskuste elektrivarustus siiski toimima teiste liinide toel.

Võrgu võimekuse tagab Elering investeeringutega, mis:

1. suurendavad võrgu läbilaskevõimet ja tagavad seeläbi võrgu võimekuse tulla toime koormuse kasvudega ning liita võrku uusi tootjaid ja tarbijaid;
2. tugevdavad ühendusi Soome (EstLink 3) ja Läti elektrisüsteemiga (EE-LV neljas ühendus), mis kindlustavad ligipääsu süsteemi toimimiseks vajalikele reservidele ja piisavad ülekandevõimsused elektriturule toimimiseks;
3. kasvatavad võrgu töökindlust, kuna rikketihedam vana võrk vahetatakse uue ja tugevama vastu;
4. kohandavad maismaavõrku suuremahuliste meretuuleparkide liitmiseks;
5. suurendavad varustuskindlust tarbimiskeskustes, mida toitvad alternatiivsed elektriliinid pole teineteisest täielikult eraldatud.

Lähiaja investeeringud võrgu võimekusse kaasrahastatakse olulises osas Euroopa fondidest, vähendades tarbija maksukoormust. **Suur osa vanast võrgust asendatakse Eestis täiendavat tariifiraha kaasamata.**

Aastatel 2021-2030 tehtavad investeeringud noorendavad märgatavalt Eesti 110-330 kV ülekandevõrku.

Eesti-Läti kolmas ühendus on valmis, rekonstrueerida tuleb veel sünkroniseerimiseks olulised Balti-Tartu-Valmiera ja Viru-Tsireguliina 330 kV õhuliinid. Liinid on ligi 60 aastat vanad ehk nende kasutusiga on lõppemas.

¹ Jaotusvõrk hooldiseb elektri jõudmise eest lõpptarbijani.

Tulenevalt ülekandevõimsuste piiratusest Eesti ja Soome vahel, on tekkinud hinnaerinevus Eesti ja Soome hinnapiirkondade vahel. Seepärast on **Elering ja Fingrid alustanud uuringuid Estlink 3 ehk täiendava ülekandevõimsuse rajamiseks**. Samuti arendab Elering koos Läti süsteemihalduriga ka Eesti ja Läti vahelist ülekandevõimsust. Et toota elektrit suuremahuliselt ja puhtalt, on Eestil potentsiaal arendada Liivi lahes ja suursaarte ümbruses meretuuleparke, mis on vaja ühendada mandri elektrisüsteemiga. Samas tuleb tagada kõikide tuuleparkide võrdne kohtlemine võrguga liitumisel.

Uute ühenduste väljaarendamisega kaasnevad oluliselt suuremad võimsusvood Lääne-Eesti ja saarte piirkonnas, mistõttu on Eleringil võrgu arendamisel plaanis kasutada ka Euroopa Liidu Taastepaketi rahastust. **Tugevdamist vajab Eesti eri piirkondi ühendav võimas 330 kV ringvõrk**, et tekitada võimekust suurte meretuuleparkide toodangu vastuvõtmiseks ja ülekandmiseks mandril.

Lisaks tugevdab Elering Lääne-Eesti ja saarte 110 kV võrku, et väheneksid piirkondlikud võrgupiirangud ja tõuseks varustuskindlus. Keskkonnamõjude leevendamiseks ja ilmastikukindluse tõstmiseks asendame Väikese väina tammil kulgeva 110 kV õhuliini merekaabliga.

1.3 SÜSTEEMI VÕIMEKUS

Elektrisüsteemi võimekusena käsitleme olukorda, kus oodatav elektritarbimine on kaetud kohaliku tootmisvõimsuse, impordivõimaluste ning tarbimise juhtimise² võimalustega. Nii tänane kogemus kui ka elektrisüsteemi võimekuse analüüs tulevikuks näitavad, et **aastani 2030 saab Eesti elektrisüsteem hästi hakkama. Elekter on tarbijale tagatud ja lisameetmeid pole vaja**.

Eestis on süsteemi opereerimise tarbeks olemas **ligikaudu 1000 MW kindlat elektri tootmisvõimsust ning lisaks 250 MW avariireserve**. Kindla võimsuse moodustavad sellised tootmise ja juhitava tarbimise võimsused, millega saab arvestada kõrge tarbimisega perioodidel, näiteks päevi kestva pakase korral. Need võimsused tagavad varustuskindluse ka võimalikes erakorralistes olukordades, näiteks Balti riikide eraldumisel iseseisvaks sagedusalaks. Samuti on tagatud piisavad reservvõimsused tööks Mandri-Euroopa sünkroonallas.

Kui Elering näeb, et Eesti elektrisüsteemis ei ole 1000 MW ulatuses kindlat võimsust turupõhiselt tagatud, siis rakendub vajaliku võimekuse tagamiseks strateegilise reservi mehhanism. Strateegiline reserv on riigiabi meede, mis tagab võimsuste omanikule tulu võimsuste valmisoleku hoidmiseks ka siis, kui turupõhiselt poleks otstarbekas neid tootmisvõimsusi säilitada ja töösse rakendada. **Kuna selle meetme kulu maksavad kinni elektritarbijad, tuleb meetme rakendamist põhjalikult kaaluda**.

Kuigi süsteemi piisavus on pikaajalises vaates hea, võib olukord eesseisval talvel olla pingeline.

Tulenevalt eelnevast külmast talvest, kiirest majanduse taastumisest ja tootmiskatkestustest on maagaasi hinnad kõrged ja hoidlad Euroopas keskmisest väiksema talve-eelse täitumisega.

Kasvanud on risk, et maagaasi kättesaadavus võib külma talve korral olla piiratud, mis võib omakorda mõju avaldada ka elektritootmisvõimsuste kättesaadavusele. **Meie regiooni teenindavas Läti gaasihoidlas on maagaasi varu keskmisel tasemel ja maagaasi puudujääki ei ole ette näha**. Eesti riski maandab ka see, et eesseisval talvel on Eestis kindlaid tootmisvõimsusi piisavalt, et katta Eesti tavapärase tiputarbimine. Siiski pole välistatud, et Euroopa tootmisvõimsuste võimalik defitsiit võib mõjutada ka Eestit.

Elektriga varustatuse tagamiseks on vajalik, et elektrituru hind kataks ära elektri tootmiskulud - nii lühiajalised muutuvkulud nagu kütusekulu ja süsiniku kvoodi kulu kui ka pikaajalised investeeringud. Seetõttu võivad ka varustuskindlas elektrisüsteemis elektri börsihind olla muutlik ning periooditi ka väga kõrge. See on süsteemi võimekuse tagamiseks vajalik ega viita alati struktuursele probleemile. **Eesti majanduse konkurentsivõime tagamiseks on oluline, et elekter Eestis ei maksaks rohkem kui naaberriikides**. Võrdse hinnataseme tagab avatud ja tugevate ühendustega elektriturg, kus elekter liigub vabalt Eestisse antud hetkel kõige madalama tootmiskuluga piirkonnast.

² Tarbimise juhtimine on tarbimise reageerimine elektrituru hinnasignaale, mis toimub tavaliselt automaatsete süsteemide toel elektritarbimise nihutamisel soodsama hinnaga perioodidele.

Elektrisüsteemi võimekuse tagamisel on kolm põhilist etappi:

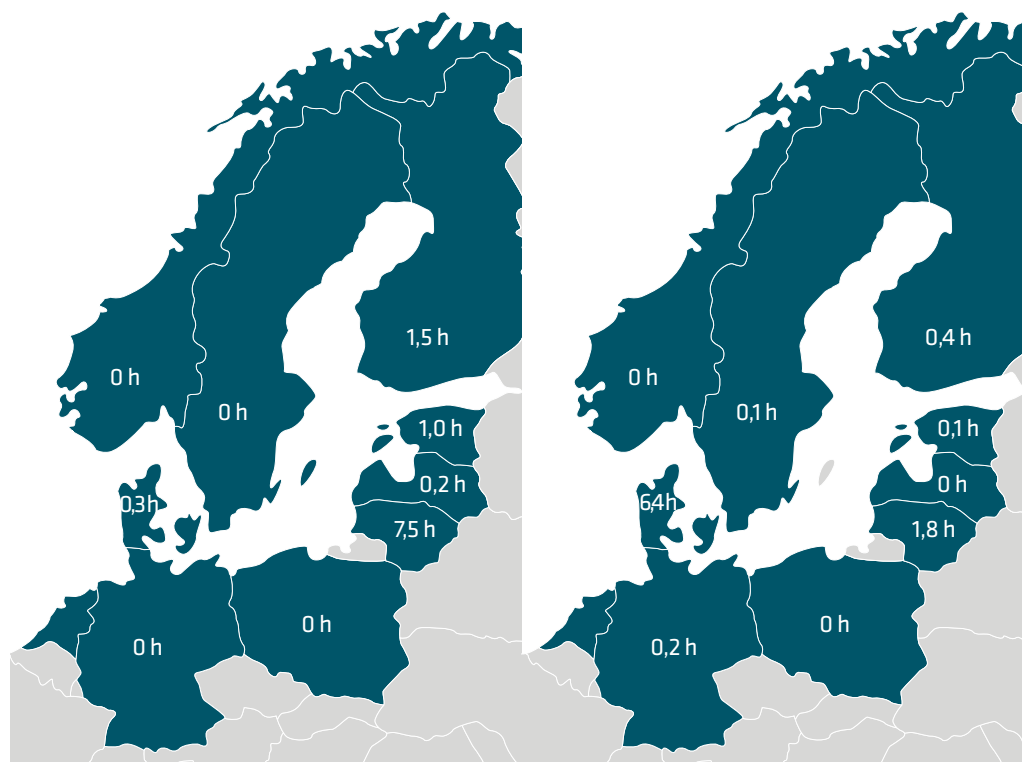
1. varustuskindluse normi rakendamine - Vabariigi Valitsus kinnitas varustuskindluse normi mais 2021³;
2. pikaajaline elektrisüsteemi võimekuse hindamise analüüs – iga-aastane protsess, mille 2021. aasta versiooni kajastab peatükk 4;
3. kui varustuskindluse norm on täidetud, siis on süsteemi võimekus tagatud. **Kui analüüs näitab normist kehvemat süsteemi piisavust, tuleb Euroopa Komisjoni juhiseid järgides eemaldada turutõrkeid ning viimase abinõuna rakendada võimsusmehhanism (strateegiline reserv).**

Iga-aastase üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse analüüsi (ERAA) koostamisel teevad kõik ülekandesüsteemide operaatorid koostööd Euroopa põhivõrgu koostööorganisatsiooni ENTSO-E-ga.

Kõikidest riikidest kogutakse teavet, millised elektrijaamad eksisteerivad, millised töötavad, millised on reservis, kas on oodata lisavõimsusi, kuidas võib muutuda tarbimine, millised on liinide läbilaskevõimed, millal on elektrijaamade plaanilised seisakud ja milline on avariide statistika.

Andmete põhjal tehakse analüüs, mis annab ülevaate Euroopa elektrisüsteemi pikaajalisest piisavusest. **Analüüsi järgi on Eesti süsteemi võimekus heal tasemel ning varustuskindluse norm on varuga täidetud. Kui norm lubab aastas üheksat piirangutundi, siis analüüsi järgi on selliseid tunde aastal 2030 vaid 0,1.**

Joonis 1.2
Üleeuroopalise süsteemi
võimekuse analüüsi
tulemused aastateks
2025 ja 2030



3 Varustuskindluse norm määrab ära süsteemi võimekuse majanduslikult otstarbeka taseme, mida Eesti elektrisüsteemis hoitakse. Normi tase on määratud kahe parameetriga - piirangutundide arv (Loss of Load Expectation - LOLE) ja andmata jäänud energia kogus (Expected Energy Not Served - EENS). Eesti jaoks on kehtestatud väärtused: piirangutundide arv 9 tundi aastas ja andmata jäänud energia kogus 4,5 GWh aastas.

Sel aastal analüüsi esmakordselt ka elektrijaamade majanduslikku jätkusuutlikkust. 1000 MW tootmisvõimsusi on Eestis turul jätkusuutlikud ka 2030. aastal. 2025. aasta vaates võib turul olla ruumi veel täiendavale gaasielektrijaamale. Detailid leiata peatükist 4.

Elering ei lähtu elektrisüsteemi piisavuse hindamisel ainult üleeuroopalisest analüüsist ja eeldusest, et elektriturg toimib tavapärastel. **Analüüsisime erakorralisi stsenaariumeid, et hinnata väikse tõenäosuse, kuid suure mõjuga riske süsteemi piisavusele.** Elering hindab ka selliste riskide taset ja valmistab ette tegevusplaanid nende mõjude vähendamiseks.

Näiteks on aruandes **analüüs Baltikumi erakorralise saarestumise kohta.** See on olukord, kus mingi sündmuse tagajärjel katkevad vahelduvvoolu ühendused ülejäänud sagedusalaga ja Balti riigid peavad välise abita sagedust hoidma. Just **erakorralised stsenaariumid toovad välja vajaduse kindla võimsuse olemasoluks Eestis.** Kindla võimsuse alla liigitab Elering tootmisvõimsused, millega saab arvestada ka tiputarbimise perioodidel.

1.4 DIGITAALNE VÕIMEKUS

Ühiskonna ja energiasüsteemi digitaliseerimise ja automatiseerimise tulemusel suureneb uute tehnoloogiliste lahenduste osakaal ja kasvavad töödeldavad andmemahud. **Andmeid tuleb koguda ja analüüsida reaalsaja lähedaselt.** Vaid nii saab teha õigeid otsuseid elektrisüsteemi juhtimiseks. Sel moel toimib ka Elering.

Elering on koondanud kogu energiaandmete teema ühtse Estfeedi brändi alla. See tõstab andmekaitse taset, suurendab andmetöötluse efektiivsust ning väldib andmete dubleerimist. Uue andmevahetusplatvormi kaudu toimub elektri- ja gaasituru andmete vahetus, näiteks elektri- ja gaasimüüjate (tarnijate) vahetus ning pidev energia mõõteandmete edastus.

Muutlike taastuvenergia tootmisvõimsuste lisandumisel on elektrisüsteemi juhtimiseks ja jooksvaks tasakaalustamiseks vaja **tõsta juhitava tarbimise osakaalu.** Juhitavad on need tarbijad, kes vastavalt operaatori või elektrihinna signaalile suurendavad või vähendavad oma elektritarbimist. Näiteks saab suure soojusmahtuvusega tööstusseadme elektritarbimist nihutada tunni võrra selliselt, et see ei mõjuta oluliselt äritegevust. Taoline paindlikkus lihtsustab oluliselt elektrisüsteemi juhtimist.

Juhitava tarbimise osakaalu suurendamiseks arendab Elering paindlikkusturgu. Sellisel turuplatvormil saaks juhitavat tarbimis- või tootmisressursi omav turuosaline teha pakkumisi energia- või reserviturgudele ning teenida neilt lisatulu. Elering osaleb Horizon 2020 projektides, et testida põhivõrgu, jaotusvõrgu ja lõppkliendi turvalise andmevahetuse põhimõtteid. Neid saaks kasutada paindlikkusturu loomisel.

Digitaliseerimisega kaasneb ka haavatavus. Elutähtsa teenuse osutajana on Eleringi IT-süsteemide kõrge käideldavus ja küberkerksus (vastupidavus) äärmiselt olulised. Hetkel töötatakse Euroopa tööruhmades välja küberturvalisuse võrgueeskirja ehk reeglistikku. **Lähiaastatel rakendab Euroopa Komisjon küberturvalisuse standardid** elektriettevõtjatele, sealhulgas põhivõrkudele. **Elering plaanib loodavad standardid võimalikult kiiresti kasutusele võtta.**

Lisaks on töös mitmed investeeringu- ja konsultatsiooniprojektid, mis parandavad ülevaadet infosüsteemide seisundist ja suurendavad turvajuhtumite nähtavust. See võimaldab turvameetmete ühtlast rakendamist ja tagab elutähtsa teenuse vastupidavuse küberrünnete.





2 Juhtimise võimekus

- **Järgnevate aastate peamine fookus Eleringi jaoks on sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga, et maandada Venemaa sünkroonalasse kuulumisest tulenevaid riske.**
- **Reserviturgude loomiseks on Elering koos naabersüsteemihalduritega välja töötanud reserve turu kontseptsiooni.**

2.1.	SÜSTEEMI JUHTIMINE	22
2.1.1	Elektrisüsteemi juhtimine reaajas	22
2.1.2	Abinõud varustuskindluse tagamiseks.....	23
2.1.3	Sageduse reguleerimine	23
2.1.3.1	Inertsit tagamine sünkroonkompensaatorite abil.....	24
2.1.4	Elektrisüsteemi talituskindlus erakorraliste stsenaariumite korral.....	24
2.1.5	Süsteemi taaspingestamine	25
2.1.5.1	Tarbimise piiramine.....	25
2.1.6	Eleringi avariireservelektrijaamad.....	26
2.2	SÜNKRONISEERIMINE.....	26
2.2.1	Sünkroniseerimise olulisemad teetähised	26
2.2.1.1	Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise tulemusel tekkivad muutused.....	28
2.2.1.2	Sagedusejuhtimise põhimõtted tulevikus	29
2.2.2	Mandri Euroopa sünkroonalaga liitumise põhimõtted	31
2.2.3	Eesti elektrisüsteemis sünkroniseerimiseks tehtavad investeeringud	31
2.3	ELUTÄHTSA TEENUSE „ELEKTRIGA VARUSTAMINE“ TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE.....	32
2.3.1	Elutähtsa teenuse osutamine.....	32
2.3.2	Riskistsenaariumid	32
2.4	SÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE	33
2.4.1	2020. aasta suveperioodil (mai-september)	33
2.4.2	Talveperiood 2020/2021 aastal	34
2.4.3	2021. aasta suveperioodil (mai-august).....	35
2.4.4	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2020/2021. aasta talveperioodil	36

2.1. SÜSTEEMI JUHTIMINE

2.1.1 Elektrisüsteemi juhtimine reaalajas

Eesti elektrisüsteemi reaalaja talitluse juhtimist korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisele eelneb talitluse operatiivse planeerimise protsess. 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 võrgueeskirjas toodud nõuetest ning selle käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama võrgueeskirjas toodud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalse võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse. Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt.

Talitluse juhtimise ülesandeks on tagada reaalajas elektrisüsteemi ohutu ja töökindel toimimine. Talitluse juhtimine on protsess, mis hõlmab kõiki elektrisüsteemi reaalajas toimimiseks vajalikke tegevusi nii normaal-, häiritud ja avariitalitluse kui ka elektrisüsteemi kustumise ning talitluse taastamise korral. Juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud dispetšerid, kelle teadmisi kontrollitakse perioodiliselt ja kaasajastatakse avariitreeningutel ning koolitustel. Dispetšerite 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 ning naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ja turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest.

Süsteemi reaalajaliseks juhtimiseks on kasutusel SCADA reaalaja seire- ja juhtimissüsteem. Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab dispetšeritel 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 osapole 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 dispetšerid peavad olema võimelised asendama vajadusel ka teisi samas valvevahetuses töötavaid dispetšereid, kasutusel on SCADA varuserver, üles on seatud reservsidekanalid ning juhtimiskeskuse tehnilised funktsioonid on dubleeritud. Juhtimiskeskus teeb tihedat rahvusvahelist koostööd Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komiteega (SOC) ja komitee juurde moodustatud Balti regionaalse töögrupiga. Juhtimisalane koostöö Venemaa ja Valgevene põhivõrguettevõtjatega on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähedest) koostööorganisatsiooni kaudu. Juhtimiskeskuses on igapäevaselt kasutusel kolm töökeelt: eesti, inglise ja vene keel.

2.1.2 Abinõud varustuskindluse tagamiseks

Tegevused elektrisüsteemi juhtimise talitluse planeerimisel algavad umbes üks aasta enne talitluse juhtimise faasi algust ning plaane ja prognoose korrigeeritakse kuni juhtimisfaasi alguseni, samas lühiajalisi prognoose (muuhulgas koormuse prognoos, tuuleelektrijaamade toodangu prognoos) uuendatakse ka juhtimisfaasis. Näiteks elektriseadmete hooldustööde planeerimise faasis vaadatakse üle hooldust vajavate seadmete nimistu ning määratakse toimuvatele töödele võimalikult optimaalsed ajavahemikud. Seadme tööst välja viimisel jälgitakse, et oht tarbijakatkestusteks oleks võimalikult väike ja vastavalt vajadusele muudetakse hooldustööde toimumise aega. Kriitilise tähtsusega on vajadus välja selgitada, millist mõju omab mingi konkreetse seadme väljasolek ülejäänud võrgu toimimisele. Seoses sellega vaadatakse ka üle, mis juhtub teatud häiringute ilmnemisel. Juhul kui leitakse, et teatud häiring on tõenäoline ja põhjustab ohtu tarbijate toitele või suurendab võimalust täiendavate häiringute tekkimiseks, rakendatakse vastavaid abinõusid. Nendeks abinõudeks võivad näiteks olla võrgu konfiguratsiooni muutmine, piiriüleste ülekandevõimsuste piirangute seadmine, häiringujärgse tegevuskava välja töötamine või seadmete hooldusgraafikute muutmine.

Üheks võrguhäiringute põhjustajaks on looduslikud tegurid. Elektriseadme väljalülitumist võib põhjustada äike, puude kokku puutumine pinge all olevate elektrivõrgu osadega, loomade ja lindude tegevus, uputused, jäide ja nii edasi. Eriti ohtlikud on olukorrad, kus ekstreemsed ilmastikutingimused hõlmavad üheaegselt suuri piirkondi. Riski elektrivõrgu toimimisele kujutab ka inimfaktor, näiteks valed töövõtted puude langetamisel elektriliinide kaitsetsoonis ja töötajate eksimused töödel elektriseadmetega. Muuhulgas võivad laiaulatuslikku ohtu kujutada avariid naabersüsteemides. Avariide likvideerimise aega võivad pikendada erinevad sideprobleemid. Selle vältimiseks on olulisemad sidevahendid juhtimiskeskuses dubleeritud. Dispetšerid reageerivad põhivõrgu kõikide seadmete seisundite ootamatutele muutustele. Tegevuskäik, mis dispetšer pärast asjaolude selgitamist teeb, sõltub sündmuse põhjustest ja ulatusest. Kui sündmusega kaasneb oht täiendavateks häiringuteks, siis tehakse kõik võimalik, et järgnevatel häiringute tõenäosust ning ulatust vähendada. Selleks võib muuta võimsusvoogusid, piirata tootmist või tarbimist, piirata piiriüleste ülekandevõimsuseid, teostada lülitamisi elektriseadmetega või võimaluse korral anda korraldus hooldustööde lõpetamiseks hoolduses olevatel seadmetel.

2.1.3 Sageduse reguleerimine

Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kolm 330 kV elektriülekanaliini ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekanaliini. 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. Vastavalt eelmisel aastal jõustunud Balti riikide süsteemihaldurite kokkuleppele liigutakse samm-sammult selles suunas, et saavutada Baltimaade ühtne koordineeritud bilansi juhtimine reaajas, mis võtaks muuhulgas arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju.

Eesti elektrisüsteemi isoleeritult töötamise korral on vaja sagedust reguleerida Eesti elektrisüsteemi elektrijaamadega. Sageduse reguleerimise tehniline võimekus on olemas kõikidel Eesti elektrisüsteemiga liituvatel uutel elektrijaamadatel, sealhulgas tuuleparkidel. 2009. aastal toimunud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsete ajal kasutati sageduse reguleerimiseks kohalike elektrijaamade võimekust. 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 Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks.

Sageduse juhtimisel on väljakutseks ka suurenev taastuvenergia osakaal elektrisüsteemis. Tuule ja päikese elektrijaamade väljundvõimsuse sõltuvus ilmastiku parameetritest võib põhjustada süsteemis võimsuse bilansi erinevusi, mille kompenseerimiseks tuleb kasutada võimsuste reserve. Sellest tulenevalt suureneb järjest enam vajadus täpsemate prognoosimudelite järele, mille abil oleks võimalik ette ennustada suuri muutusi energia tootmises. Sõltumata mudelite täpsusest, jääb alati teatud osas määramatus ning süsteemis tekkivat ebabilanssi tuleb kompenseerida juhitavate reservide abil. Põhjalikum ülevaade reservide tüüpidest ja kasutatavatest reservtoodetest on toodud peatükis 2.2.1.2.

2.1.3.1 Inerts tagamine sünkroonkompensaatorite abil

Inerts on elektrisüsteemi võime suuremate häiringute korral säilitada stabiilne tööpunkt kuni kiirete reservide reageerimiseni, hoides sellega ära suured sageduse muutused. Baltikumi sagedusstabiilsuse tagamiseks peab olema tagatud vähemalt 17100 MWs inertsit, mis suudab tagada sageduse muutuse kiiruse alla 1 Hz/s. Eesti peab tagama nõutud inertsit kogusest 5700 MWs ehk kolmandiku Baltikumi kogusest. Süsteemi inertsit vajaduse tagamiseks ühendatakse kolm sünkroonkompensaatorit vastavalt Püssi, Viru ja Kiisa alajaamadesse, mis katavad valdava osa inertsit vajadusest. Üks sünkroonkompensaator peab tagama vähemalt 1750 MWs inertsit, omama võimekust reguleerida reaktiivenergiat vahemikus ± 50 MVAR ja toetama süsteemi lühisvõimsusega 900 MVA. Lühisvõimsus on süsteemis vajalik alalisvoolu ühenduste normaalseks töötamiseks. Esimene sünkroonkompensaator paigaldatakse Püssi alajaama ja valmib 2023. aasta esimeses kvartalis. Teised sünkroonkompensaatorid valmivad hiljemalt 2024. aasta lõpuks.

2.1.4 Elektrisüsteemi talituskindlus erakorraliste stsenaariumite korral

ENTSO-E koostatava üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse hinnangu (ERAA) järgi vastab Eesti Euroopas levinud varustuskindluse standardile. Samas eeldab ERAA toimivat Euroopa elektriturgu ning ei arvesta võimalike väga madala tõenäosusega sündmustega. Kuna Eleringi ülesanne on tagada igal ajahetkel elektrisüsteemi varustuskindlus ja bilanss, siis peab Elering analüüsima ka väga madala tõenäosusega sündmuseid ning leidma lahendusi, kuidas selliste sündmuste esinemise korral tagada elektrisüsteemi varustuskindlus.

Väga madala tõenäosusega sündmustest on kõige tõenäolisem eraldi Balti sünkroonala tekkimine. Balti sünkroonala võib tekkida juhul, kui Balti riikide elektrisüsteemid jäävad mingil põhjusel saartalitusse ehk jäävad töötama lahus Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest. Pärast Balti elektrisüsteemide sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonlaga 2025. aasta lõpus võib selline olukord tekkida juhul, kui mingil põhjusel katkevad Leedu ja Poola vahelised vahelduvvooluühendused.

Balti sünkroonala tekkimisel teostab Elering koos teiste Balti elektrisüsteemihalduritega tegevusi eesmärgiga ühendada Balti elektrisüsteemid tagasi suuremasse sünkroonalasse. Kuni 2025. aasta lõpuni tähendaks see kas ühenduste taastamist Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidega või kui see ei ole võimalik, siis erakorralist sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonlaga ajutise tehnilise lahenduse kaudu Leedu-Poola piiril. Alates 2026. aastast 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 sünkroonlaga. Kuna Balti elektrisüsteemide taasühendamise kiirus suurema sünkroonlaga 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

Kuna Balti sünkroonala teke on väga madala tõenäosusega sündmus, siis selle olukorra analüüsimisel on võetud eelduseks, et alalisvooluühendused Eesti ja Soome ning Leedu ja Rootsi ning Leedu ja Poola vahel on kasutatavad. Selleks, et Balti sünkroonala toimiks, peavad kõik Balti elektrisüsteemid olema võimelised 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 liiga suure äkilise koormuse muutuse 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-ne piirang kehtib ka suurtele tootmiseseadmetele Balti elektrisüsteemides. Täiendavalt tuleb arvesse võtta asjaolu, et Eesti ja ka Baltikumi tiputarbimine tervikuna langeb ajale, mil päike ei paista. Samuti ei pruugi tuuleolud olla sellel ajal soodsad. See omakorda tähendab, et Eesti elektrisüsteemi tiputarbimise tagamiseks ei saa päikeseelektriijaamade toodanguga arvestada ja tuuleelektriijaamade 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 koha-peal ca 1000 MW kindlaid tootmisvõimsuseid. Juhul kui Balti sünkroonala toimuvad mingid sündmused, mis mõjutavad oluliselt elektrisüsteemi tasakaalu (näiteks tootmisseadmete või alalisvooluühenduste välja lülitumised), siis selliste olukordadega toimetulekuks kasutatakse Balti süsteemihaldurite käsutuses olevaid avariireervõimsuseid. Elering panustab selliste olukordade lahendamisse Kiisal paiknevate avariireservelektrijaamade võimekusega (250 MW). Neid avariireervõimsuseid hoitakse täiendavalt 1000 MW-le kindlale tootmisvõimsusele.

Teised väga madala tõenäosusega sündmused (nagu eraldi Eesti sünkroonala tekkimine) on võrreldes Balti sünkroonala tekkimise tõenäosusega veelgi vähemtõenäolised ja seetõttu selliste sündmuste realiseerumise korral nende pikaajaline kestvus on samuti vähemtõenäoline võrreldes Balti sünkroonala omaga. Samas võimaldab 1000 MW kindlate tootmisvõimsuste olemasolu Eestis lahendada ka selliste sündmuste korral tekkivaid probleeme Eesti tarbija elektrivarustuse tagamisel.

2.1.5 Süsteemi 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 avarii Eesti elektrisüsteemi läheduses toimus 1984. aasta suvel. Selle avarii tagajärjel kustusid Läti, Leedu ja Valgevene elektrisüsteemid. Avarii sai alguse Valgevene ja Venemaa elektrisüsteemide 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 ühendavat liinidest. Avarii 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 naaberelektrisüsteemidega ühendavate riikidevaheliste liinide kaudu;
- kasutada Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks Eesti suuremate elektrijaamade omatarbele (kohalikule koormusele) eraldunud tootmisseadmeid;
- Eleringi avariireservelektrijaamasid Kiisal.

2.1.5.1 Tarbimise piiramine

Tarbimist piiratakse vaid elektrisüsteemi väga tõsiste avariide korral. Seda kasutatakse siis, kui on oht olulistele elektriseadmetele püsivate kahjustuste tekitamiseks või oht elektrisüsteemi töökindlusele, mida teistsuguste vahenditega kõrvaldada ei saa. Sellistel puhkudel korraldavad Eleringi juhtimiskeskuse dispetšerid jaotusvõrkude ja suurklentide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud piiramiskavale.

2.1.6 Eleringi avariireservelektrijaamad

Tulenevalt süsteemihalduri kohustusest tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss, peab süsteemis olema piisav reservvõimsus. Selle kohustuse täitmiseks kasutab Elering 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 toimetulemiseks 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. Avariielektrijaama 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 järkjärguliseks pingestamiseks, teiste elektrijaamade elektrisüsteemiga sünkroniseerimiseks ning tarbimise taastamiseks.

2.2 SÜNKRONISEERIMINE

2.2.1 Sünkroniseerimise olulisemad teetähised

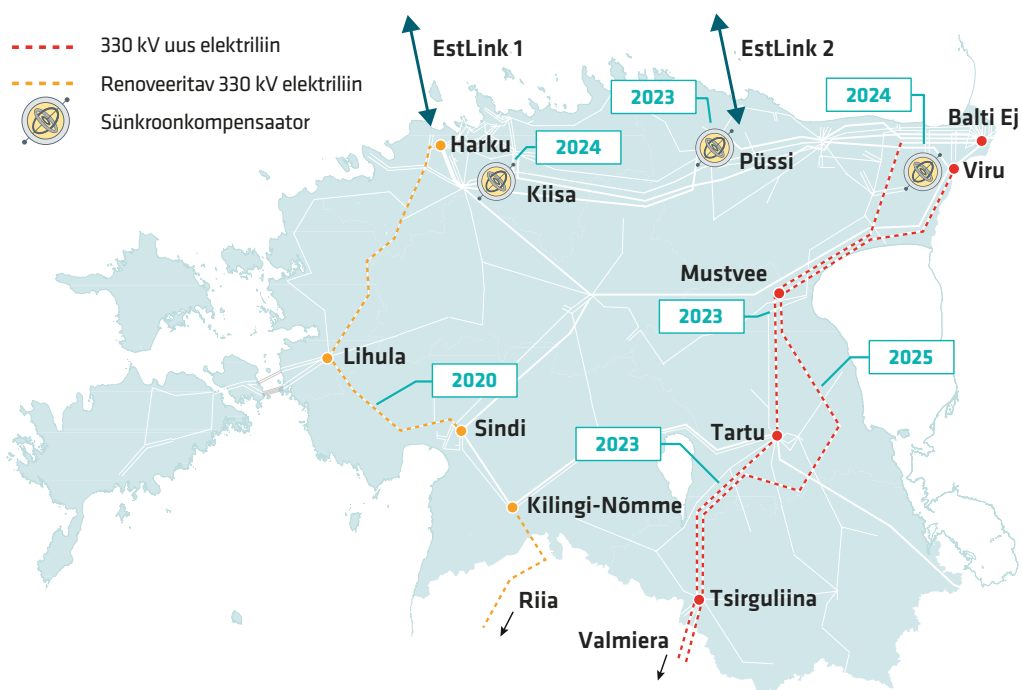
Baltimaade elektrisüsteemi desünkroniseerimine IPS/UPS elektrisüsteemist ja sünkroniseerimine Mandri-Euroopa sagedusalaga on taristu ja kompetentside arendamise seisukohalt ning selle ühiskondlikku mõju arvestades märkimisväärne väljakutse. Projekti edukas teostus tagab Baltimaade pikaajalise varustuskindluse, sõltumatuse kolmandatest riikidest, võimekuse vajadusel iseseisva sünkroonlana talitleda ning Eesti energiamajanduse konkurentsivõime. Arvestades sünkroniseerimise kaalu, keerukust ja mõju regiooni energiamaaastikul, võeti projekt Euroopa Liidu strateegiliselt tähtsate ühisprojektide nimistusse juba 2013. aastal.

27. mail 2019 allkirjastas Elering koos teiste Balti TSO-dega Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga liitumiseks lepingu koos tehniliste tingimuste lisa ja „Meetmete kataloogiga“. Kokkuleppes on kirjeldatud liitumise tehniline lahendus ning vajalikud katsetused ja uuringud. Meetmete kataloog fikseerib Mandri-Euroopa sagedusalas kehtivad elektrisüsteemi juhtimise suunised, millega kõikidel Mandri-Euroopa sagedusalas süsteemioperaatoritel tuleb kohanduda. Muu hulgas kirjeldab see süsteemi stabiilsuse tagamiseks vajalikke meetmeid. Ühtlustamist vajavad elektrisüsteemi juhtimisprotseduurid ja nõuded süsteemi iseseisvaks stabiilseks tööks. Sünkroniseerimise tehniliseks eelduseks on olemasoleva kaheaheelalise vahelduvvoolu ühenduse Leedu-poolse alalisvoolumuunduri asendamine trafoalajaamaga Alytuses ning alalisvoolu merekaabli rajamine Leedu ja Poola vahele, vajaliku koguse süsteemi-inerts ja Balti elektrisüsteemi iseseisva talitluse võimekuse tagamine.

Baltikumi tehtavad investeeringud Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimiseks on jaotatud kolme etappi. Esimeses etapis otsustas Euroopa Komisjon 2019. aasta alguses Baltimaade sünkroniseerimiseks vajalikke investeeringuid rahastada 75% ulatuses Euroopa Ühendamise Rahastust (*Connecting Europe Facility – CEF*), mis on suurim võimalik osalus elektritaristu investeeringutele. Elering ning Läti ja Leedu süsteemioperaatorid, AST ja Litgrid, investeerivad sünkroniseerimise projekti esimeses investeerimisetapis kokku ligikaudu 430 miljonit eurot, millest 323 miljonit katab CEF-i finantseering. Eesti osa investeeringutest on 187 miljonit eurot. Eesti elektritarbija raha investeeringuteks Eestis ei kulu, kuna lisaks CEF-i toetusele kasutab Elering investeeringuteks riikidevaheliste ülekandevõimsuste oksjonitulu. Sünkroniseerimise esimese etapi investeeringute käigus rekonstrueerib Elering Balti-Tartu, Tartu-Valmiera ja Viru-Tsirguliina 330-kilovoldised õhuliinid, uuendab juhtimissüsteeme ning ehitab välja uued pingestabiliseerimise seadmed, sealhulgas Eesti esimese sünkroonkompensaatori. Sünkroniseerimise esimese etapi investeeringud Eestis on kujutatud joonisel 2.1.

Teise ja kolmanda etapi investeeringuplaan esitati Euroopa Liidu CEF fondi kaasrahastuse saamiseks ning teise ja kolmanda etapi kogukulu Baltikumi ja Poolale on 1,2 miljardit eurot, millele taotletakse samuti Euroopa Liidu CEF rahastust 75% ulatuses. Eesti kulu teises ja kolmandas etapis on 111 miljonit eurot. Nendes etappides rajatakse Eestisse kaks täiendavat sünkroonkompensaatorit ja uuendatakse olemasolevate alalisvooluühenduste juhtimissüsteeme ja töötatakse välja täiesti uus sagedushaldust võimaldav elektrisüsteemi juhtimissüsteem.

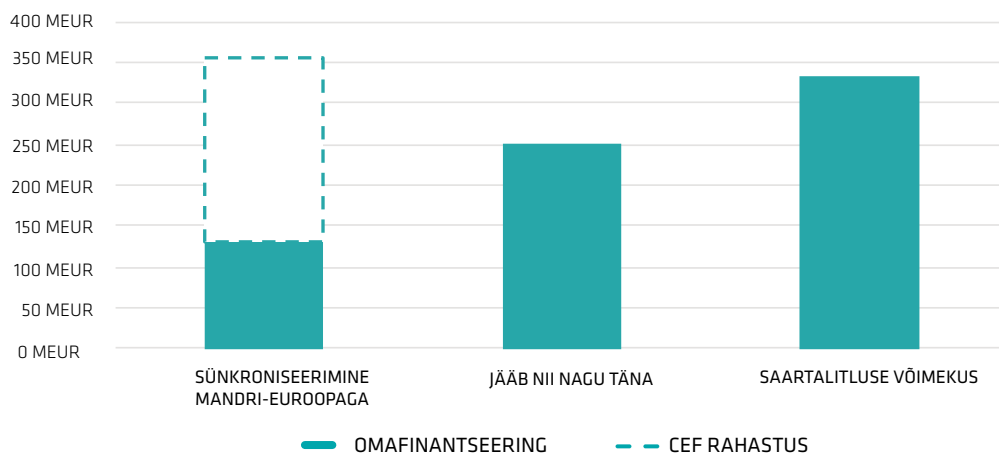
Joonis 2.1
Sünkroniseerimise
programmis
tehtavad
investeeringud Eesti
elektrisüsteemis



Elering ja AST on kokku leppinud Eestit ja Lätit ühendavate olemasolevate vanade liinide rekonstrueerimise plaani. Esimesena rekonstrueeritakse olemasolevatest liinidest L300 Balti-Tartu, seejärel L301 Tartu-Valmiera ning viimasena L353 ja L354 Viru-Tsirguliina-Valmiera 330 kV õhuliin.

Baltimaade sünkroniseerimise projektil on tänu Euroopa Liidu kaasrahastusele ning tänu ära jäävale 330 kV Eesti-Venemaa vaheliste liinide rekonstrueerimisele tariifi vähendamise ja stabiliseerimise mõju. Sünkroniseerimise eeldatavate investeeringukulude võrdlus stsenaariumiga, kus jääksime ühendatuks IPS/UPS elektrisüsteemiga on toodud all oleval joonisel 2.2. Stabiliseerimise mõju tuleneb eelkõige süsteemiteenuste kuludest, kus me täna maksame läbi bilansienergia hinna Venemaale sageduse hoidmise eest ning vaatamata Baltimaade bilansi hoidmise täpsuse olulisele parandamisele viimastel aastatel, on bilansienergia hind jätkuvalt tõusnud ning sellise trendi jätkudes ei ole süsteemiteenuste hinnad ennustatavad. Sünkroniseerides Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga, on süsteemiteenuste tagamise vastutus proportsionaalselt riikide vahel jaotatud, süsteemiteenused ostetakse turult ja süsteemiteenuste hind on turupõhine. Positiivne mõju selle juures on ka see, et raha jääb piirkonda (Baltimaade süsteemiteenuste pakkujad) ega liigu kolmandatesse riikidesse.

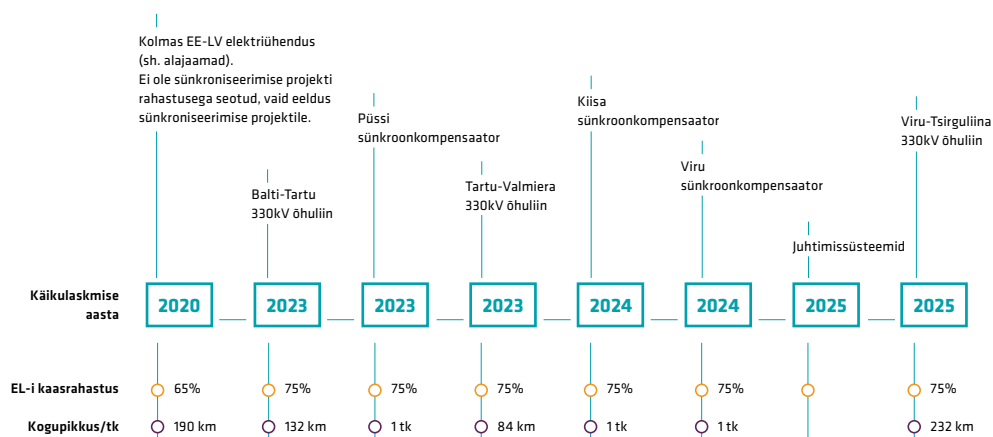
Joonis 2.2
Sünkroniseerimise
investeeringute
võrdlus olemasoleva
olukorra
jätkumisega



Investeeringute võrdluses on näha, et investeeringute eeldatav kulu, mis tuleks Eleringil endal katta on sünkroniseerimise stsenaariumi korral ca kaks korda väiksem võrreldes täna jätkuva olukorraga.

Sünkroniseerimise teekaardil joonisel 2.3 on toodud suuremad teetähised sünkroniseerimise projekti juures koos kogumaksumuse ja finantseeringu ulatusega.

Joonis 2.3
Sünkroniseerimise
teekaart



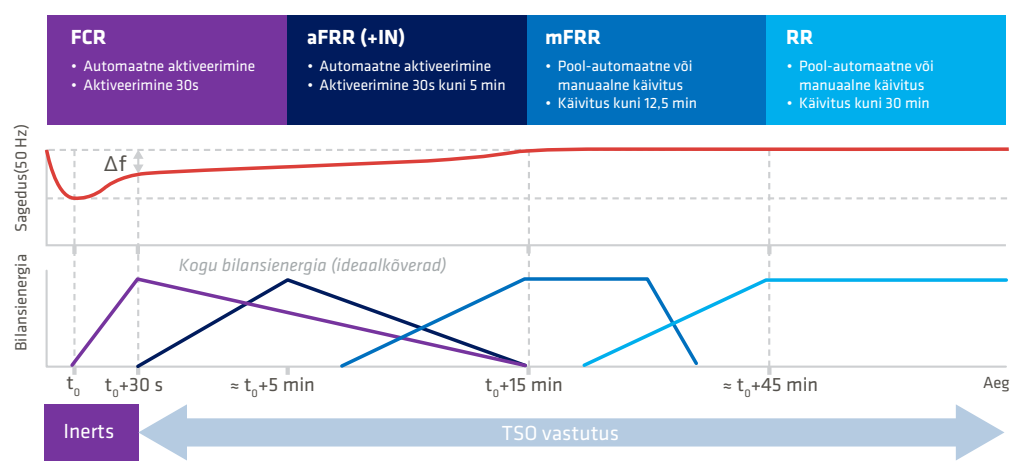
2.2.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise tulemusel tekkivad muutused

Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise leping sätestab Baltikumi TSO-dele nimekirja nõudmistest ja eeskirjadest (meetmete kataloog), mida Baltikum peab täitma enne sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sagedusalaga. Järgnevalt on toodud peamised põhimõtete muutused, mida Baltikum peab meetmete kataloogi põhjal rakendama.

2.2.1.2 Sagedusejuhtimise põhimõtted tulevikus

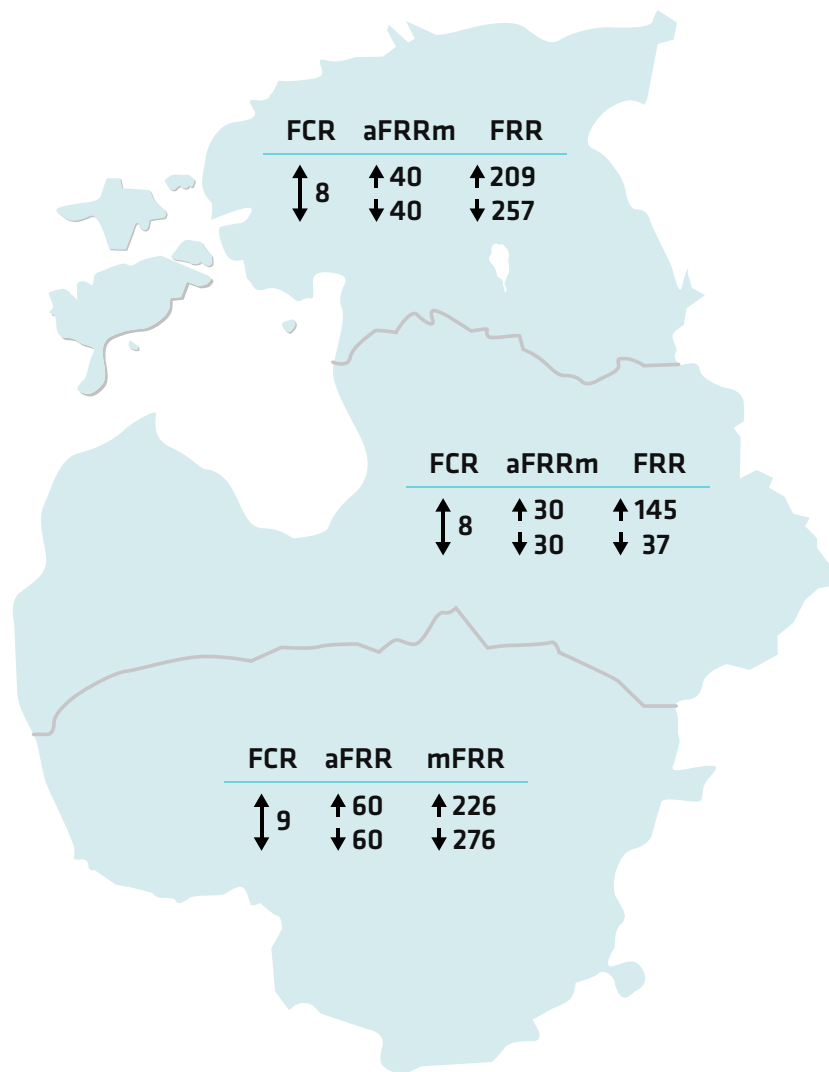
Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise tulemusena tekib Baltikumil kohustus osaleda üle sagedusala ulatavas sagedusejuhtimise süsteemis, mille eesmärk on jagada sagedusreservide võimekus sagedusala liikmete vahel. Baltikum peab hakkama toetama sagedusala ja piirkondlikku sagedust kahte tüüpi reservidega – 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 vajatavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele. Joonis 2.4 kujutab sagedusjuhtimise reservide üldist aktiveerimise järjekorda ja üldisi tehnilisi põhimõtteid.

Joonis 2.4
Euroopa-ülesed
sagedusejuhtimise
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. Sageduse taastamise reservide jaoks on Euroopas arendamisel kaks Euroopa-ülest turuplatvormi PICASSO ja MARI, mis on vastavalt automaatselt ja manuaalselt aktiveeritavate reservide jaoks. Turuplatvormid koguvad kokku kõik pakkumised ja optimeerivad reservide aktiveerimise, saavutades suurima sotsiaalmajandusliku kasu.

Baltikumi süsteemihaldurid töötasid välja sagedusjuhtimise kontseptsioonidokumendi⁴, mille raames kirjeldati üldised sagedusejuhtimise 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 tabelis toodud väärtustele.



Baltikumi süsteemihaldurid teostasid sagedusreservide võimsustele turutesti, et hinnata, kas sagedusjuhtimise reserve on Baltikumis saadaval piisavas koguses. Turutestis osalesid kõik 2025. aastaks eeldatavalt opereeritavate tootmisseadmete omanikud ja vastavalt nende tagasisidele jaamades kasutatavate reservide mahud. Turutestist saab teha järgnevad järeldused:

1. Balti riigid individuaalselt ei kata vajalikke sagedusreservide võimsusi, mistõttu on ühine reservvõimsuste turu loomine oluline. Kõige suurem puudujäägi tõenäosus on aFRR üles ja Eestile mFRR alla reservide võimekus. Eraldi suudaks riigid ainult oma mFRR üles reservid tagada.
2. Olemasolevate reservüksuste puhul võib esineda olukordi, kus reservvõimsustest jääb puudu, sellest tulenevalt on vajalikud turuosaliste täiendavad investeeringud (puudujääk oleks nii FCR kui ka aFRR mahus);
3. Turuosalistelt saadud tagasiside alusel reservvõimsuste täiendavate investeeringute osas oleksid vajalikud reservvõimsused kaetud.

Täiendavalt on oluline märkida, et reservvõimsuste olemasolu on tugevalt sõltuvuses riikidevahelisest võimekusest reserve jagada (st reservvõimsuste jaoks kasutatav ülekandevõimsus) ning suuremate reservvõimsust pakkuvate jaamade kasutatavusest. Nende mõjutegurite ilmnemisel võib tekkida reservide olemasolu puudujääk, mistõttu täiendavate investeeringute olulisus suureneb.

Täpsema ülevaate reservvõimsuste olemasolust saab pärast olemasolevate sagedusjuhtimise reservide reservitüüpide eelkvalifitseerimist, kus elektriseadmed tõendavad katseprogramme läbides, et nad vastavad sagedusjuhtimise reservitüüpidele seatud tehnilistele nõuetele. Baltikumi süsteemihaldurid alustavad reservvõimsuste eelkvalifitseerimisega hiljemalt 2022. aasta teises kvartalis.

2.2.2 Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumise põhimõtted

Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumiseks peab Elering koos teiste Balti TSO-dega täitma Mandri-Euroopa sünkroonala leppes (Synchronous Area Framework Agreement – SAFA) toodud põhimõtteid. SAFA lepinguga saab täpsemalt tutvuda ENTSO-E lehel⁵. Balti TSO-d töötavad üheskoos, et ellu viia vajalikud muudatused süsteemide juhtimise põhimõtetes, et järgida SAFA lepet. Nimekiri SAFA lepingulistest põhimõtetest:

1. Sageduse juhtimise põhimõtted (Load Frequency Control), mis hõlmab nõudeid ja põhimõtteid, mida Mandri-Euroopa sagedusalas opereerivad süsteemihaldurid peavad järgima sagedusejuhtimise protsesside käigus. Antud poliitika põhilised nõuded käsitlevad:
 - süsteemihaldurite kohustusi sagedusjuhtimise protsessides;
 - kokkuleppeid süsteemihaldurite vahel sagedusjuhtimisreservide koos opereerimisel ning jagamisel või vahetamisel;
 - sagedusjuhtimisreservide võimsuste koguste määramist;
 - tehnilisi nõudeid sagedusjuhtimise süsteemidele.
2. Riikidevaheliste tarneplaanide kooskõlastamine (Scheduling), mis kirjeldab süsteemihalduritevahelise koostöö põhimõtteid riiklike elektrisüsteemi tarneplaanide koordineerimiseks. Poliitika kirjeldab koordineeritavate tarneplaanide sisu, edastamise sagedust ja andmeedastusstandardeid.
3. Arvelduse ja selgituse põhimõtted (Accounting and Settlement), mis kehtestavad piirimõõteandmete koordineerimisele kehtivaid reegleid ja põhimõtteid ning sagedusjuhtimise ala sageduse hoidmise protsessi, koormuse muutmise (ramping) perioodi ja planeerimata energiavahetuse tulemusel tekkinud energiavahetuse hindade ning koguste arvutamise meetodika ja selgituse põhimõtteid.
4. Koordineeritud operatiivplaneerimise põhimõtted (Coordinated Operational Planning), mis kirjeldavad süsteemihaldurite vahelise koostöö põhimõtteid riiklike operatiivandmete koordineerimiseks, et teostada regionaalseid talitluskindluse analüüsi ning veenduda süsteemi juhtimise võimekuses.
5. Hädaolukorra ja süsteemi taastamise põhimõtted (Emergency and restoration), mis kirjeldavad nõudeid süsteemihaldurile, kuidas tagada süsteemi töö hädaolukorra seisundis, ning milliste põhimõtete järgi tuleks süsteem taastada ja mis nõudeid see süsteemile kehtestab.
6. Andmevahetuse põhimõtted (Data exchange), mis kirjeldavad süsteemihaldurite andmevahetuse põhimõtteid riiklikult ja süsteemihaldurite vahel.

2.2.3 Eesti elektrisüsteemis sünkroniseerimiseks tehtavad investeeringud

Muude sünkroniseerimise projektidega paralleelselt käivad aktiivsed tööd investeeringutega Eesti elektrisüsteemi tugevamaks liitmiseks põhja-lõuna suunal. Suur edusamm investeeringute raames on 2020. aasta lõpus valminud Eesti-Läti kolmas liin, mis pakub tuge Eesti-Läti vahelise kaubanduse võimaldamise kui ka süsteemitöökindluse toe pakkumise näol. Investeeringud jätkuvad Balti-Tartu-Valmiera 330 kV ja Viru-Tsireguliina-Valmiera 330 kV õhuliinide tugevdamisega, mis aitavad tagada täiendavad ülekandevõimsused ja süsteemi töökindluse pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopaga. Nimetatud investeeringute teostamiseks on kokkulepe kaasabirahastuseks Euroopa Liidu fondidest 75% ulatuses ning Balti-Tartu ja Tartu-Valmiera vahelistel liinidel L300 ja L301 tööd juba käivad ning teiste liinide rekonstrueerimise osas toimuvad ettevalmistavad tegevused. Eesti-Läti olemasolevate ühenduste rekonstrueerimine on plaanis teostada ajavahemikus 2021 kuni 2025. Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord on toodud eelpool esitatud joonisel 2.1.

Eesti-siseste Eesti-Läti suunaliste 330 kV rekonstrueerimisel on plaanis kaotada osa 110 kV õhuliini trasse ning rekonstrueerida olemasolevad paralleelselt kulgevad 110 kV õhuliinid ühisriputusega samadele mastidele 330 kV õhuliinidega. Ühisriputus võimaldab vähendada mõju keskkonnale ning tulevikus hoida kokku trasside ja liinide hoolduskuludelt.

2.3 ELUTÄHTSA TEENUSE „ELEKTRIGA VARUSTAMINE“ TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE

2.3.1 Elutähtsa teenuse osutamine

Vastavalt Hädaolukorra seadusele on elektriga varustamine elutähtis teenus, mille toimepidevust tuleb korraldada. Elutähtsa teenuse toimepidevus on elutähtsa teenuse osutaja järjepideva toimimise suutlikkus ja järjepideva toimimise taastamise võime pärast katkestust. Elering kui elektri põhivõrgu-ettevõtja on Elektriturseaduse alusel üks sellistest elutähtsa teenuse osutajatest. Elering osutab võrguteenust 16-le elektritootjale, kaheksale suurtarbijale ning viiele võrguettevõtjale analüüsi kinnitamise päeva seisuga. Elektrienergia kvaliteet ja varustuskindlus on kaasaegse ühiskonna funktsioneerimise ühed tähtsamad alustalad. Igasugune pikaajalisem elektrienergia varustamise katkemine tekitab nii inimestele kui ka majandusele märkimisväärset kahju. Eleringi tegevuse põhieesmärk elektrisüsteemihalduri ülesandeid täitva põhivõrguettevõtjana on osutada nõuetekohast võrguteenust, kindlustades selleks muuhulgas elektrisüsteemi kui terviku toimimise. Eesti elektrisüsteem ühendab omavahel Eestis paiknevad elektrijaamad, võrguettevõtjad ning elektritarbijad. Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi BRELL, mille moodustavad Eestiga vahelduvvooluliinide kaudu ühendatud naaberrigid Läti ja Venemaa ning omakorda nende naabrid Leedu ja Valgevene. Sünkroonne töö tähendab, et kõigis ühendsüsteemi kuuluvates elektrisüsteemides on sama elektrisagedus. Elering kasutab elektrisüsteemi juhtimise võimekuse tagamiseks veel Kiisal paiknevat avariireservi elektrijaama (edaspidi: AREJ) koguvõimsusega 250 MW. AREJ ei osale igapäevaselt elektriturul oma toodetud elektriga. Jaama kasutatakse ainult erandjuhtudel avariilistes olukordades, kui puuduvad turupõhised võimalused ning maksimaalselt kord kuus ühe tunni jooksul toimuvateks tehnilisteks testkäivitusteks. Elering edastab 330-110 kV elektrivõrgu kaudu nii kodumaistelt kui naaberrikide elektritootjatelt pärit elektrienergiat põhivõrguga liitunud klientidele (pingetel 6-330kV), elektritootjate toodetud elektrienergia eksporti ning võimaldab elektrienergia transiiti tehniliste võimaluste piires.

2.3.2 Riskistsenaariumid

Peamised riskistsenaariumid

Üheks peamiseks riskistsenaariumiks Eleringi koostatud riskianalüüsis on Balti elektrisüsteemi tehniline eraldamine Venemaa ühendenergiast (edaspidi: saarestumine). Kui seni on ühendelektrisüsteemis sagedust reguleerinud Venemaa oma elektrijaamadega, siis saarestumise järel peavad Balti riigid sellega iseseisvalt hakkama saama. Elektrisüsteemis peab igal ajahetkel tootmine koos piiriüleste võimsusvoogudega täpselt võrduma tarbimisega, ainult sel juhul püsib elektri sagedus stabiilsena. Kui aga mõni suurem tootmiseseade (või võrguelement) lülitub avariiliselt välja (esinemise tõenäosus on keskmine, esinemise sagedus tavaliselt mitukümmend korda aastas), siis peab elektrisüsteemis olema vajalik mahu kiirelt reageerivaid tootmisvõimsusi kombinatsioonis väljalülitatava tarbimisvõimsusega, et kiirelt kompenseerida väljalülitunud seadme mõju (pt 2.2.1.2). Samuti peab elektrisüsteemis olema piisavalt inertsi, mis peab aeglustama avarii korral sageduse languse kiirust ja seeläbi andma aega kiiretele reservvõimsustele reageerimiseks (pt 2.1.3.1). Kui seda ei suudeta teha, langeb sagedus kiiresti ning teatavast piirist allapoole lülitavad automaatikaseadmed suure osa tarbijatest välja ja kui see ei osutu piisavaks, võib kogu elektrisüsteem kustuda. Seni, kuni Balti elektrisüsteem on ühendatud Venemaa ühendelektrisüsteemiga, mõjutab avarii Venemaa või Valgevene süsteemis, mis toob kaasa sageduse languse, ka meid. Venemaal on võimalus mõjutada võimsusvoogusid Baltikumi elektrisüsteemis ning halvimal juhul on võimalik tekitada läbi Baltikumi võimsusvood, mis koormavad nii piiriülesed kui Baltikumi sisesed liinid üle. See võib Baltikumi süsteemihalduritele tähendada vajadust piirata elektrienergia kaubandust Euroopa Liidu riikidega, reservvõimsuste erakorralist käivitamist või siis liinide väljalülitamist ülekoormusest, mis võib viia laiaulatusliku avariini Baltikumi elektrisüsteemis. Tegevuskava riski maandamiseks ja selliste olukordade juhul on toodud Eleringi taastekavas.

Täiendavate riskidena on riskianalüüsi juures käsitletud alltoodud riske:

- Elektrisüsteemi või selle osa kustutamine küberrünnaku tagajärjel. Riskide maandamiseks on koostatud tegevuskavad ning ennetavad meetmed küberrünnakute ärahoidmiseks ning lahendamiseks.
- Elektrisüsteemi või selle osa kustutamine füüsilise ründe tagajärjel juhtimiskeskusele. Riskide maandamiseks on rakendatud ennetavad meetmed ja vajalikud tegevuskavad rünnaku olukorras.
- Mitme olulise võrguelemendi samaaegne väljalülitumine loodusnähtuste mõjul. Loodusnähtused nagu tugev tuul, jäide ja metsatulekahjud võivad suhteliselt lühikese ajavahemiku jooksul tööst välja viia mitmeid olulisi ülekandeliine. Riski maandamiseks on tagatud olulisemate võrguelementide dubleeritus ning varundamine. Seadmete kahjustumise korral hinnatakse seadmete seisukorda ja teostatakse seadmete avariiline hooldus või vahetus.
- Erakordselt külmast ilmast tingitud tootmisvõimsuste puudujääk. Elektrisüsteem saab funktsioneerida ainult siis, kui elektri tootmine võrdub igal ajahetkel tarbimisega. See on tehniline tingimus, mis eksisteerib sõltumatult riigipiiridest. Ühegi riigi elektrisüsteemi toimimine ei ole ohus, kui selle riigi sees toodetakse elektrit vähem kui tarbitakse tingimusel, et mõnes naaberriigis on olukord vastupidine ning riikidevahelisi ülekandevõimsusi on piisavalt. Oht elektrisüsteemi toimimisele tekib siis, kui talvel esineb harvanähtavalt külm ilm ning kõigis regiooni elektrisüsteemides pole piisavalt tootmisvõimsusi, et katta süsteemi kogutarbimist. Riskide maandamiseks on koostatud vastavad tegevuskavad ja protseduurid, mis aitavad võimsuse puudujäägi korral tagada kriitiline elektrivarustus.
- Seadmete tehnilisest seisukorrast tulenevate elektrikatkestuste tekkimine. Erinevalt näiteks üldehitusest ei ole energeetikaseadmete puhul tavaliselt defektid ja puudujäägid silmaga avastatavad. Vead võivad olla automaatikaseadmetes, primaarseadmete kesta sees (nt trafodes). Automaatikaseadmete või nende seadistuse vead võivad halvemal juhul viia seadmete asjatute väljalülitumiseni, trafode, lülite jms primaarseadmete vigastused aga lühisteni, mille tulemusel lülitavad automaatikaseadmed vigastunud primaarseadmed välja ning elektrivarustus võib katkeda. Riski maandamiseks on tagatud olulisemate võrguelementide dubleeritus ning varundamine. Seadmete kahjustumise korral hinnatakse seadmete seisukorda ja teostatakse seadmete avariiline hooldus või vahetus.

2.4 SÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVADE

2.4.1 2020. aasta suveperioodil (mai-september)

2020. aasta suveperioodi vältel Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme ei esinenud. Suvekuude keskmine temperatuur oli 16,9 kraadi. Kõige soojem kuu oli juuni ning juuli oli suvekuudest kõige külmem ja vihasem. Suvised koormused olid siiski sarnased eelnevate aastatega, tarbimise maksimumiks mõõdeti 1103 MW. Eesti keskmine netotarbimine oli 784 MW ja miinimumiks mõõdeti 488 MW.

93% tundidest ei katnud Eesti elektrisüsteemi tootmine tarbimist ning vajadus oli elektrit importida. Suveperioodi maksimaalne import oli 815 MW ning maksimaalne eksport 320 MW. Keskmiselt aga Eesti elektrisüsteem importis 299 MW.

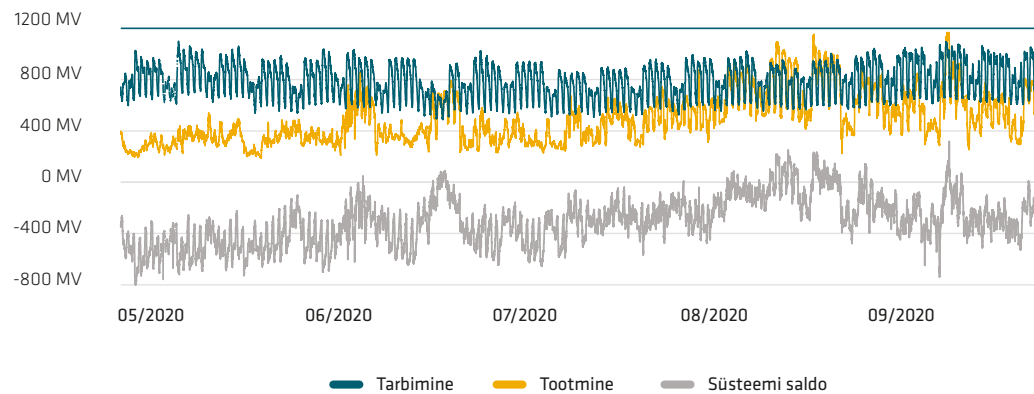
Keskmiselt oli Eesti süsteemi tootmine 485 MW ning maksimaalselt 1169 MW. Tuuleparkide installeeritud võimsus viimastel aastatel ei ole muutunud ja seega oli ka tuuleenergia osakaal sarnane eelmise aasta suveperioodiga ning ulatus tiputootmise ajal 279 MW-ni. Samas on hakanud tootmisele avaldama suuremat mõju päikseelektrijaamade genereeritav elekter. Eelmise aasta maksimaalseks päikeseenergia tootmiseks mõõdeti 110 MW.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2020. suveperioodil (01.05.2020- 1.10.2020) on esitatud alljärgnevas tabelis 2.1 ning joonisel 2.6.

Tabel 2.1
Eesti elektrisüsteemi
talitusparameetrid
2020. aasta
suveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1103	11.05.2020 kell 13:40-13:45
Eesti minimaalne netotarbimine	488	24.06.2020 kell 06:30-06:35
Eesti keskmine netotarbimine	784	1.05.2020 00:00 - 1.10.2020 00:00
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1169	15.09.2020 kell 22:35-22:40
Eesti minimaalne netogenereerimine	186	25.05.2020 kell 04:50-04:55
Eesti keskmine netogenereerimine	485	1.05.2020 00:00 - 1.10.2020 00:00
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	279	10.09.2020 kell 16:30-16:35
Päikeseelektrijaamade maksimaalne genereerimine	110	26.07.2020 kell 12:00 -13:00
Eesti maksimaalne eksport	320	15.09.2020 kell 22:50-22:55
Eesti maksimaalne import	-815	04.05.2020 kell 09:25-09:30
Eesti keskmine import	-299	1.05.2020 00:00 - 1.10.2020 00:00

Joonis 2.6
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine ja
import/eksport 2020.
aasta suveperioodil



2.4.2 Talveperiood 2020/2021 aastal

Kui 2020. aasta lõpukuud november ja detsember olid ajalooliselt ühed soojemad, siis 2021. aasta jaanuaris ja veebruaris oli arvestatav külmaperiood, mis avaldas mõju ka elektritarbimisele. Antud perioodil esinenud külmade ilmade ja suure tarbimisega talvapäevadel ei esinenud Eesti elektrisüsteemi talitluses suuremaid probleeme. 2020/2021. aasta talve maksimaalne tipukoormus oli 1570 MW, mis oli ligilähedane kõigi aegade rekordile, milleks on mõõdetud 1587 MW. Elektrienergia netogenereerimine oli 2020/2021. aasta talveperioodil maksimaalselt 1457 MW ja minimaalselt 211 MW. Tootmine oli keskmiselt 655 MW ja seega osa tarbitavast elektrist tuli katta imporditelektriga. Tuuleparkide maksimaalseks genereerimiseks mõõdeti 288 MW.

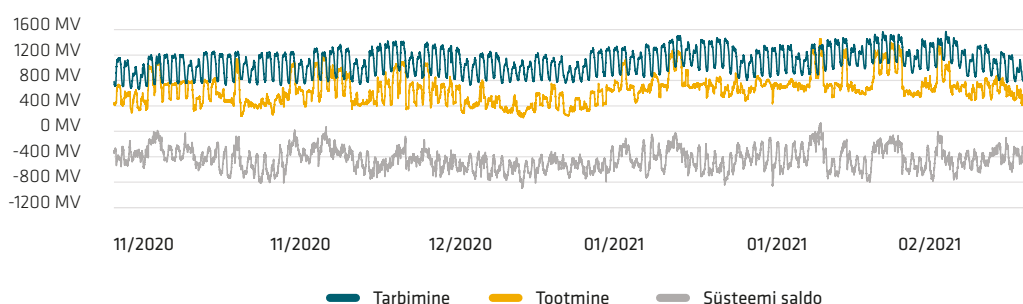
Eesti elektrisüsteemis ei katnud tootmine tarbimist 99,7 % ajast ja oli vajalik import. Maksimaalseks ekspordiks oli 131 MW ja maksimaalseks impordiks 894 MW. Keskmiselt impordis Eesti elektrisüsteem 437 MW.

Kokkuvõte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2020/2021. aasta talveperioodil (01.11.2020-1.03.2021) on esitatud alljärgnevas tabelis 2.2 ning joonisel 2.7.

Tabel 2.2
Eesti elektrisüsteemi
talitusparameetrid
2020/2021 aasta
talveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1570	18.02.2021 kell 9:25-9:30
Eesti minimaalne netotarbimine	646	02.11.2020 kell 0:40-0:45
Eesti keskmine netotarbimine	1092	1.11.2020 00:00 - 1.03.2021 00:00
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1457	2.02.2021 kell 12:45-12:50
Eesti minimaalne netogenereerimine	211	23.11.2020 kell 10:20-10:25
Eesti keskmine netogenereerimine	655	1.11.2020 00:00 - 1.03.2021 00:00
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	288	18.11.2020 kell 04:20-04:25
Eesti maksimaalne eksport	131	02.02.2021 kell 12:45-12:50
Eesti maksimaalne import	-894	26.12.2020 kell 16:50-16:55
Eesti keskmine import	-437	1.11.2020 00:00 - 1.03.2021 00:00

Joonis 2.7
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine
ja import/eksport
2020-2021. aasta
talveperioodil



2.4.3 2021. aasta suveperioodil (mai-august)

2021. aasta suveperioodil olid juuni ja juuli keskmisest 3,7 kraadi soojemad ning mai ja august jäid paljude aastate keskmisega võrreldes veidi jahedamaks. Kuumad ilmad Eesti elektrisüsteemi talitlusele probleeme kaasa ei toonud. Tarbimise maksimumiks mõõdeti sel suvel 1205 MW, keskmiselt oli tarbimine 825 MW.

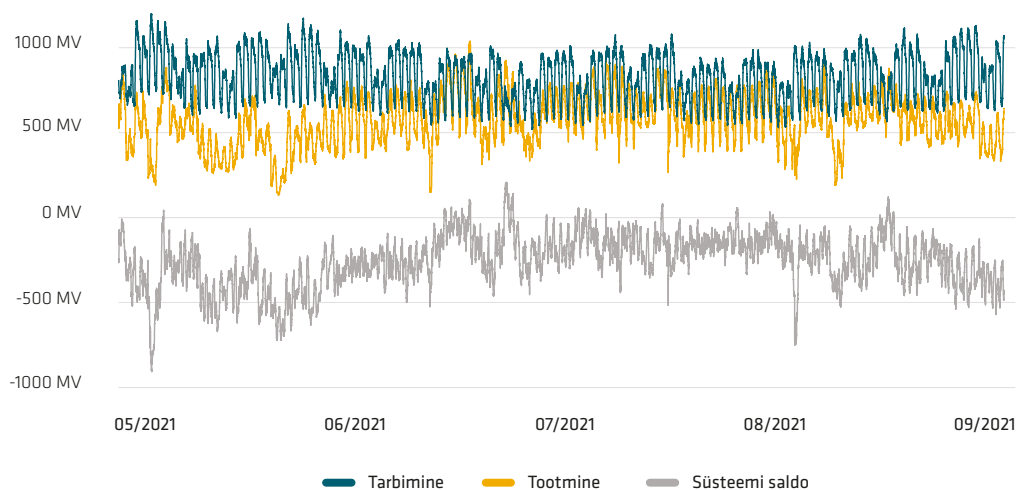
Sarnaselt eelmisele aastale on tootmine olnud enamikel tundidel väiksem kui tarbimine, kõigest 3% ajast oli tootmine suurem kui tarbimine. Keskmiselt importis Eesti elektrisüsteem 255 MW. Maksimaalne tootmine sel suvel oli 1038 MW ning keskmiselt toodeti Eesti elektrisüsteemis 570 MW. Võrreldes eelmise aastaga on oluliselt suurenenud installeeritud päikeseelektrijaamade võimsus. Maksimaalselt tootsid päikeseelektrijaamad 2021. aasta suvel 283 MW. Tuuleparkide maksimaalseks tootmiseks mõõdeti 266 MW.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2021. suveperioodil (01.05.2021- 1.09.2021) on esitatud alljärgnevas tabelis 2.3 ning joonisel 2.8.

Tabel 2.3
Eesti elektrisüsteemi
talitusparameetrid 2021.
aasta suveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1205	05.05.2021 kell 12:55 - 13:00
Eesti minimaalne netotarbimine	519	27.06.2021 kell 04:55 - 05:00
Eesti keskmine netotarbimine	825	1.05.2021 - 1.09.2021
Eesti maksimaalne netogenereerimine	1038	06.08.2021 kell 13:20 - 13:25
Eesti minimaalne netogenereerimine	131	23.05.2021 kell 02:50 - 02:55
Eesti keskmine netogenereerimine	570	1.05.2021 - 1.09.2021
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genereerimine	266	03.05.2021 kell 12:05 - 12:10
Päikeseelektrijaamade maksimaalne genereerimine	283	25.07.2021 kell 13:00 - 14:00
Eesti maksimaalne eksport	208,7	11.05.2021 kell 06:15-06:20
Eesti maksimaalne import	-906	05.05.2021 kell 13:25-13:30
Eesti keskmine import	-255	1.05.2021 - 1.09.2021

Joonis 2.8
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine ja
import/eksport 2021.
aasta suveperioodil



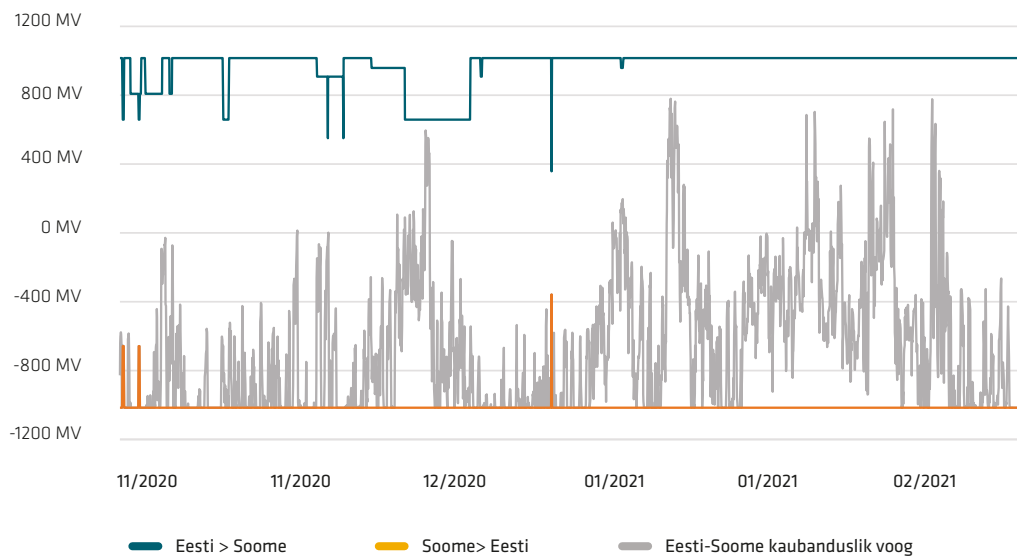
2.4.4 Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2020/2021. aasta talveperioodil

2020/2021. aasta talveperioodil oli elektrienergia transport 94% ajast suunaga Soomest Baltimaadesse, saavutades 32% ajast maksimaalse ülekandevõimsuse piiri.

Eesti-Soome ristlõikel oli talveperioodil mitu Eesti-siseste 330 kV liinide ja süsteemtrafode hooldusest põhjustatud piirangut suunal Eestist Soome⁶. Suunal Soomest Eestisse piiranguid ei olnud. Ristlõike ülekandevõimsused ja füüsilised energiavood on toodud joonisel 2.9.

Keskmine võimsusvoog Eesti-Soome ristlõikel suurenes võrreldes eelmise aasta sama perioodiga 13%, olles keskmiselt 675 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 582 MW).

Joonis 2.9
Eesti-Soome ristlõike
võimsusvood 2020/2021.
aasta talveperioodil

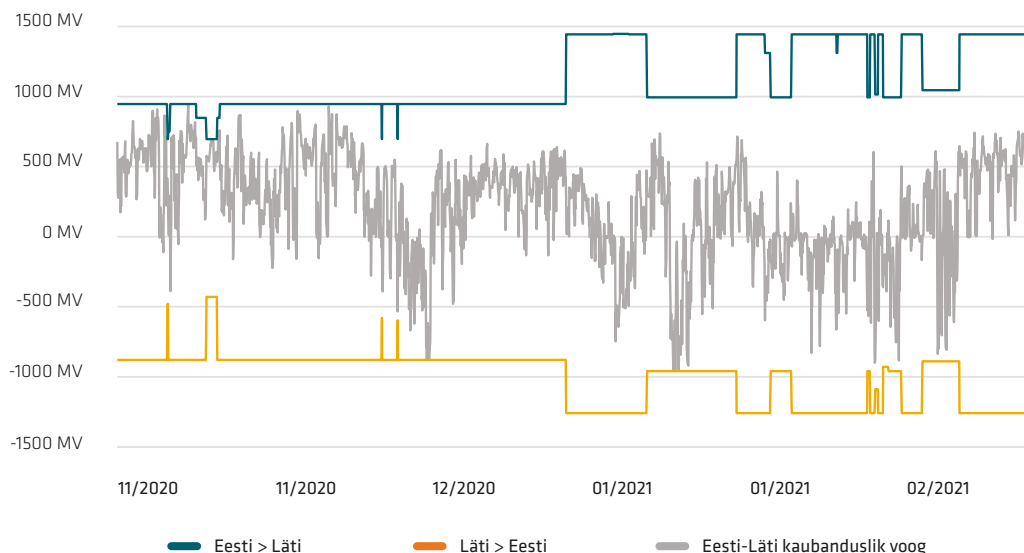


6 <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2020-11-01&eventDateStop=2021-11-01&connections=EE-FI&connections=FI-EE>

Eesti ja Läti vaheline keskmine võimsusvoog kasvas 45% võrreldes eelmise aasta sama perioodiga, olles keskmiselt 213 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 95 MW). Tunde, mil ülekandevõimsus Eestist Lätti oli maksimaalselt kasutatud oli kõigest viis. Samas oli 73% ajast voog Eestist Lätti. Eesti-Läti ülekandevõimsused suurenesid 2021. aasta algusest seoses uue 330 kV liini tööesse tulekuga Kilingi-Nõmme ja Riia alajaamade vahel. Ülekandevõimsust lisandus ligi 600 MW ja uus maksimaalne ülekandevõimsus talveperioodil Läti suunas oli 1447 MW ja Eesti suunas 1259 MW. Minimaalne ülekandevõimsus Läti suunal oli 697 MW ja Eesti suunal 429 MW. Võimsusvoogu Eesti-Läti suunal põhjustas enamasti Leedu süsteemi negatiivne saldo ning energia import.

Eesti-Läti ristlõike 2020/2021. aasta ülekandevõimsused ning summaarsed tärned talveperioodil on toodud joonisel 2.10.

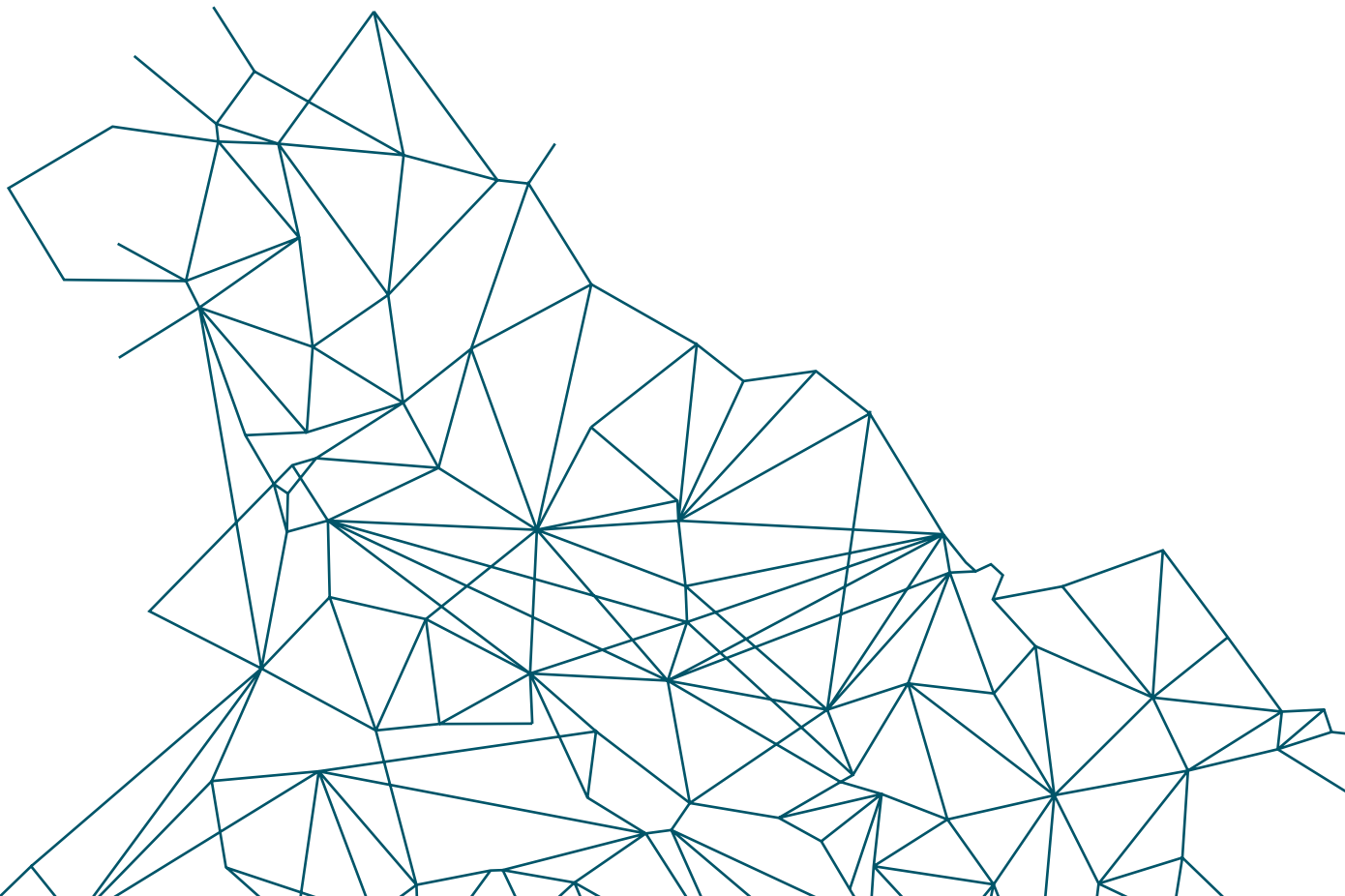
Joonis 2.10
Eesti-Läti ristlõike
võimsusvood 2020/2021.
aasta talveperioodil



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). 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 vastukaubandust ei teostatud. Tabelis 2.4 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Tabel 2.4
Maksimaalne tehniline
ülekandevõimsus Eesti
ristlõigetel talvel ja suvel

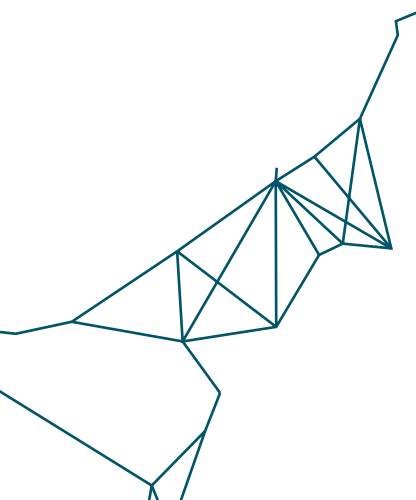
Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus (TTC)	EE → LV	LV → EE	EE ↔ FI	EE → RU	RU → EE
Talvel 0 °C	1610	1600	1016	910	910
Suvel +25 °C	820	920	1016	350	360



3 Võrgu võimekus

- **2021-2030 tehtavate investeeringutega uuendatakse oluliselt 110-330 kV elektrivõrku, millega kasvab võrguga liitumise võimekus ja suureneb võrgu talitluskindlus.**
- **Suuremahuliseks meretuuleparkide ühendamiseks arendatakse täiendavaid ülekandevõimsuseid naaberriikidega ja tugevdatakse Eesti elektrisüsteemi 330 kV võrku**

3.1	VÕRGU ARENGUPLAAN	41
3.1.1	Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud.....	42
3.1.2	Piiriülesed võrguinvesteeringud.....	43
3.1.3	Elektrivõrgu tugevdamise programm taastuvenergia tootmisvõimekuse tõstmiseks.....	44
3.1.4	Eesti-sisese võrgu arenguplaan	45
3.1.4.1	Tallinn ja Tallinna ümbrus	45
3.1.4.2	Kirde-Eesti.....	46
3.1.4.3	Tartu piirkond	48
3.1.4.4	Saared ja Lääne-Eesti.....	48
3.2	VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	49
3.2.1	Vabad liitumisvõimsused	49
3.2.2	Lahutuskohtade kasutamine 110 kV elektrivõrgus	51
3.2.3	Paindlik liitumine	52
3.2.4	Salvestusseadmete ühendamise võimalus	53
3.3	ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS	56
3.3.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia	57
3.3.2	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	63



Kui varustuskindluse lõplik mõõdupuu hindab lõpptarbijale andmata jäänud energia kogust, siis võrgu võimekus moodustab sellest lahutamatu osa. Võrgu võimekust kirjeldav ning varustuskindlusesse üksüheselt üle kantav eesmärk on võrgu talitluskindlus, mille kvaliteedinäitaja on samuti andmata jäänud energia. Ülekandevõrgu talitluskindlust võib pidada heaks ning see on trendina ajas paremaks läinud. Väga suure mõjuga aastas andmata jäänud elektrile on erakorralistel sündmustel, mille arvestamist tõenäosusliku printsiibi järgi ei ole võimalik piisavalt täpselt ette prognoosida. Samas uurib Elering põhjalikult läbi kõik suuremad rikked ning rakendab vajadusel lisameetmeid ning ettevaatusabinõusid sarnaste võimalike erakorraliste juhtumite ärahoidmiseks tulevikus. Talitluskindluse aspekte kirjutab lahti täpsemalt võrgu talitluskindluse alapeatükk.

Võrgu efektiivsus ja võrguga liitumise võimekus ei ole otseselt lõpptarbijale andmata jäänud elektriga mõõdetav, vaid välja on töötatud teatud standardid ja põhimõtted, mis varustuskindluse eesmärki aitavad täita. Optimaalse võrgu arenguplaani peatükk kirjeldab perspektiivseid võrguinvesteeringuid. Võrgu investeeringute planeerimisel on lähtutud tasakaalupunktist, et oleks tagatud piisav häirekindlus vastavalt võrgueeskirjas toodud normidele ja Euroopa süsteemi juhtimise eeskirjadele. Näiteks üks oluline ülekandevõrgu häiringukindluse näitaja on N-1, mis tähendab, et mistahes ülekandevõrgu elemendi (liin, trafo, tootmiseade, jms), ringvõrgu või selle osalist kustumist. Iga tulevikuinvesteering kaalutakse hoolikalt läbi ning koostöös jaotusvõrkudega leitakse sellised lahendused, mis tagavad piisava varustuskindluse vähima ühiskondliku kuluga. Vähim ühiskondlik kulu arvestab nii põhivõrgu kui jaotusvõrkude investeeringu- ja käidukulusi. Optimaalse võrgu arenguplaani peatükk võtab kokku nii Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise võrgu suurinvesteeringud kui ka riigisisese võrgu arendamise plaanid, milles kajastuvad ka koostöös jaotusvõrkudega leitud lahendused. Optimaalset elektrivõrku ei saa tulevikus vaadata ilma paindlikkuseteta. Täna kaalutakse võimalusi, kus võrguinvesteeringud oleks võimalik asendada või edasi lükata piisava koguse paindlikkuse teenusega (tarbimise ja tootmise juhtimine). Paindlikkuse kaudu on võimalik teoreetiliselt saavutada piiratud võrguressursi maksimaalne ärakasutamine, kus juhuslike muutuste marginaal asendatakse garanteeritud koguses juhitavate vastumuutustega. Paindliku juhtimise printsiipi kirjeldatakse samuti täpsemalt all olevas peatükis.

Võrguga liitumise võimekus tagab omakorda selle, et tarbimisnõudluse katmiseks vajaliku elektrienergia tootmiseks ühendatakse võrku uusi tootmiseadmeid ning võrk oleks uutele tootmiseadmetele atraktiivne. Lõpuks tuleb elekter ikkagi elektrijaamast ning toodetud ja tarbitud elektrienergia tasakaal peab lühemas või pikemas ajaintervallis olema tagatud. Võrguga liitumise võimalusi ja paindliku liitumise kontseptsiooni kirjeldab täpsemalt võrguga liitumise võimekuse peatükk. Üheks probleemkohaks võrguga liitumise võimekuse kontekstis on nõ. fantoomelektrijaamad, mille jaoks on välja ehitatud liitumispunktid ning mille tarvis on reserveeritud võrgu läbilaskevõime, kuid mis reaalselt varustuskindlusele kaasa ei aita. Selline olukord takistab reaalselt tootmiseadmete võrku ühendamist, kes täna oleksid valmis liituma, kuid piirkonnas lepingutega seotud fantoomelektrijaamade broneeritud võrguressursi tõttu tuleks liitujatel teha olulises mahu täiendavaid võrgutugevdusi. See omakorda viib selleni, et projekt muutub mittetasuvaks ja uue tootmiseadme arendus peatub.

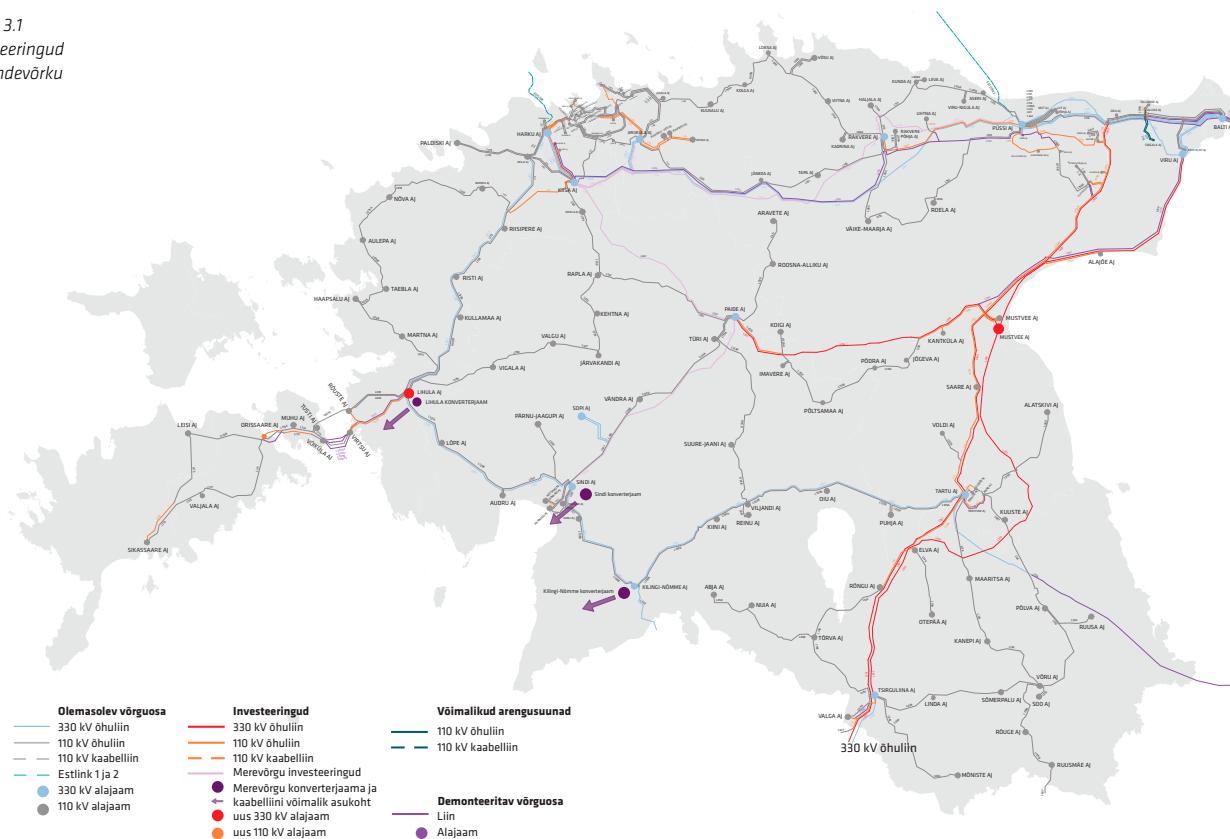
3.1 VÕRGU ARENGUPLAAN

Allolev kaart (vt joonis 3.1) annab ülevaate Eesti ülekandevõrku tehtavatest investeeringutest aastatel 2021-2030. Kaardil on selguse mõttes kujutatud ainult suuremahulisi investeeringuid, nagu uute liinide/ alajaamade ehitus ja olemasolevate liinide rekonstrueerimine või asendamine kaabelliinidega. Detailsem investeeringute kava asub [Elering AS-i kodulehel](#). Lisaks Eleringi kinnitatud investeeringutele on kaardil kuvatud võimalikke arenguperspektiive.

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 3.1.1.
- Piiriülesed võrguinvesteeringud**
 Elering alustas aastal 2020 Läänemere merevõrgu arendamise projektiga. Projekti raames planeeritud investeeringutest on räägitud peatükis 3.1.2.
- Elektrivõrgu tugevdamise programm taastuenergia tootmisvõimekuse tõstmiseks**
 Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavate võrguinvesteeringute programm näeb ette investeeringuid 110 ja 330 kV elektrivõrku, mida kirjeldatakse peatükis 3.1.3.
- Eesti-sisesed võrguarengud**
 Tegemist on elektrivõrgu töökindluse, läbilaskevõime ja efektiivsuse tagamiseks ning võrgu vananemise peatamiseks tehtavate investeeringutega, mida on kirjeldatud peatükis 3.1.4.

Joonis 3.1
Investeeringud
ülekandevõrku



Ülevaatlik kaartskeem.
Planeeritud ja võimalikud investeeringud

3.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud

Sünkroniseerimise eelduseks on Eesti sisemaise põhja-lõunasuunalise 330 kV võrgu ja olemasolevate Eesti-Läti 330 kV õhuliinide tugevdamine ning kolmanda Eesti-Läti 330 kV õhuliini ehitus Tallinna ja Riia vahele. Eesti-Läti kolmas ühendus on tänase seisuga valmis ja töös. Valminud ühendusega kasvab oluliselt nii Eesti kui Läti elektrisüsteemi varustuskindlus ja paraneb ka läbilaskevõime Eesti ja Läti vahel.

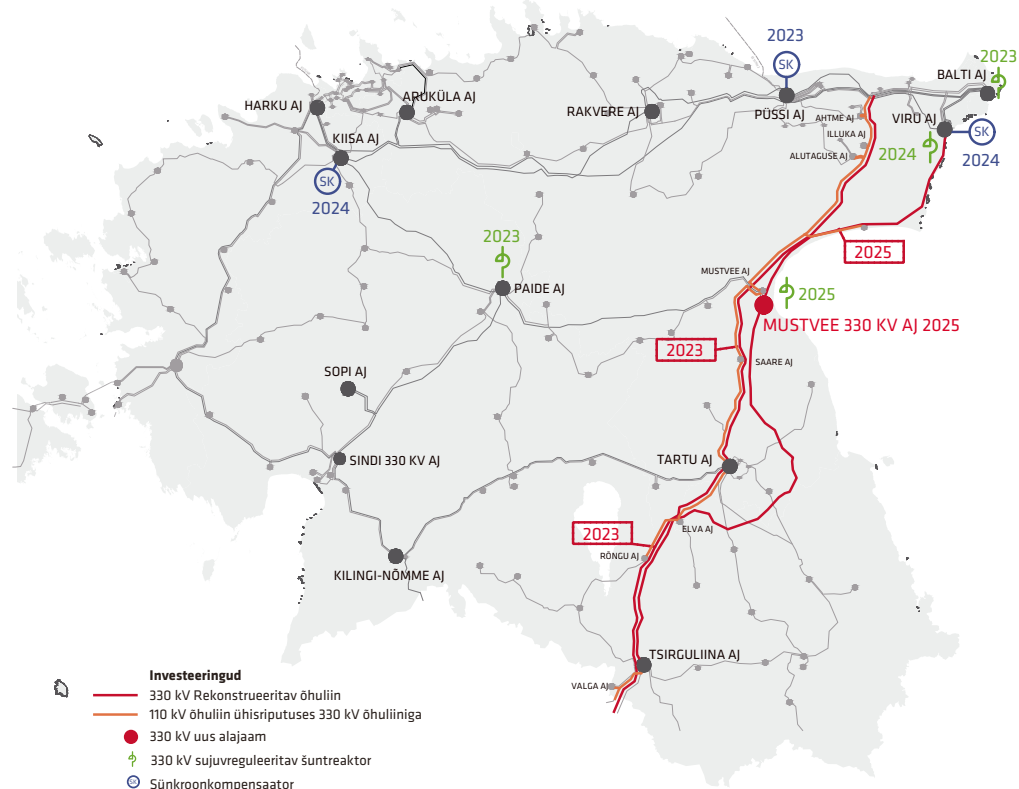
Alanud on olemasolevate Balti-Tartu-Valmiera ja Viru-Tsirguliina 330 kV õhuliinide tugevdamine. Liinide rekonstrueerimisel on plaanis kaotada osa 110 kV õhuliini trasse ning rekonstrueerida olemasolevad paralleelselt kulgevad 110 kV õhuliinid ühisriputusega samadele mastidele 330 kV õhuliinidega. Balti-Tartu ja Tartu-Valmiera õhuliinide rekonstrueerimisel paigaldatakse nendega osaliselt samadele mastidele paralleelsetes trassikoridorides kulgevad Ahtme-Illuka, Illuka-Alutaguse, Alutaguse-Mustvee, Mustvee-Saare, Tartu-Saare, Tartu-Elva, Elva-Rõngu ning Tsirguliina-Valka 110 kV õhuliinid. Ühisriputus võimaldab vähendada mõju keskkonnale ning kokku hoida tulevikus trasside ja liinide hoolduskuludelt. Samuti ehitatakse Mustvee 330 kV alajaam, kuhu ühendatakse Viru-Tsirguliina ja Viru-Paide 330 kV õhuliin, mille tulemusena tekib kolme otsaga liin: Viru-Tsirguliina-Paide. Nimetatud investeeringute teostamiseks on kokkulepe Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastuseks 75% ulatuses.

Teiseks oluliseks sünkroniseerimise eelduseks on minimaalse vajaliku inertsi ja lühisvõimsuse taseme tagamine, mis garanteerib elektrisüsteemi sagedus-, pinge- ja rootornurgastabiilsuse nii normaal- kui ka süsteemi häiritud olukorras. Sünkroonkompensaator on elektrivõrku ühendatav seade, mis aitab tagada süsteemi toimimiseks vajaliku inertsi ehk mehaanilisel pöörleva massi ning samuti toetab sünkroonkompensaator süsteemi lühisvõimsuse ning vajadusel reaktiivvõimsuse reserviga. Sünkroonkompensaatorid paigaldatakse Viru, Püssi ja Kiisa 330 kV alajaamadesse.

Seoses sünkroniseerimise projektist tuleneva ülekandesüsteemi topograafia ja konfiguratsiooni muutusega genereeritakse ülekandesüsteemis rohkem reaktiivenergiat ja väheneb seadmete hulk, mis võimaldavad pinget juhtimisse 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 pingetuhtimise seiskohalt strateegilistesse võrgusõlmedesse (Viru, Balti, Paide ja Mustvee 330 kV alajaamad) reaktiivenergia kompenseerimiseadmed.

Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord ning sünkroonkompensaatorite ja pingetuhtimisseadmete asukohad on esitatud alloleval joonisel 3.2.

Joonis 3.2
Sünkroniseerimise
projekti raames
rekonstrueeritavad liinid,
sünkroonkompensaatorite
ja pingetuhtimisseadmete
asukohad



3.1.2 Piiriülesed võrguinvesteeringud

Eleringi ülesandeks on arendada elektrivõrku naaberriikidega vastavalt elektriturule ja elektrisüsteemi vajadustele. See tähendab ühenduste arendamist Soome ja Lätiga.

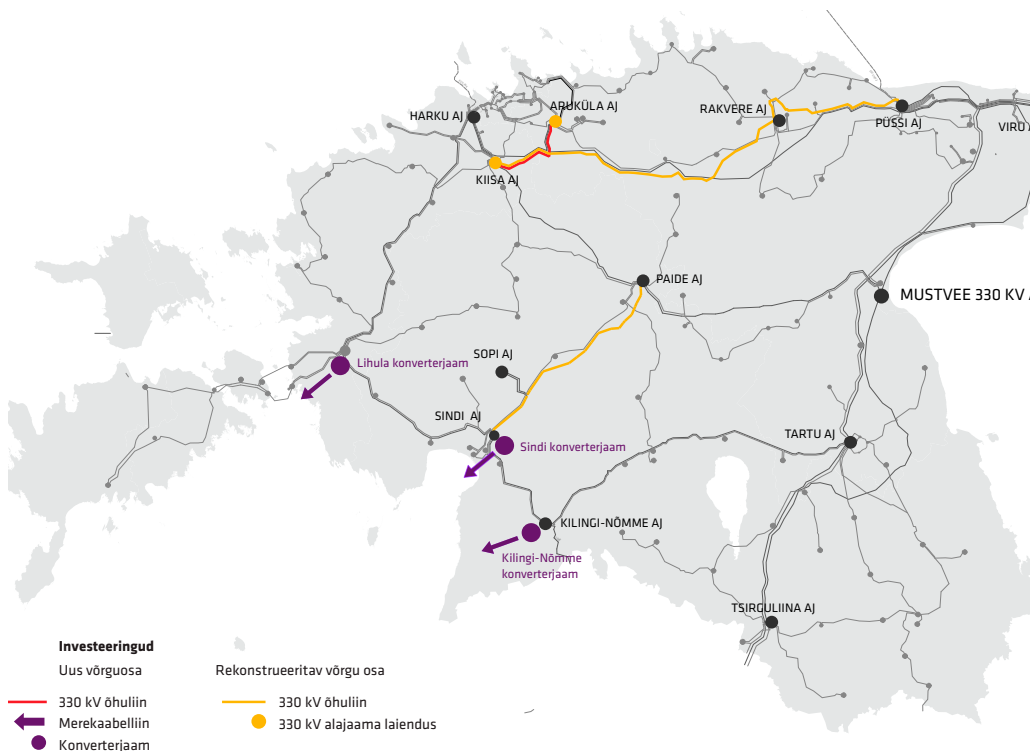
Ülekandevõimsuste piiratuse tõttu Eesti ja Soome vahel on tekkinud hinnaerinevus Eesti ja Soome hinnapiirkondade vahel. Sellest tulenevalt on Elering ja Fingrid alustanud uuringuid Estlink 3 ühenduse arendamiseks. Vastavalt uuringute tulemustele teevad Elering ja Fingrid edasised plaanid, kuidas Eesti ja Soome vahelise täiendava ülekandevõimsuse arendamisega tuleks edasi liikuda.

Elering on arendamas täiendavaid piiriüleseid ühendusi ka Lätiga. Tulenevalt plaanidest arendada mere-tuuleenergiat Liivi lahes ja Läänemeres laiemalt, on Eesti-Läti vahelist ülekandevõimsust tõenäoliselt otsustavalt arendada läbi Liivi lahe. Aastal 2020 alustas Elering koos teiste Läänemere süsteemihalduritega Läänemere merevõrgu arendamise projektiga. Läänemere energiavõrk on planeeritav Läänemere-äärseid riike ning meres paiknevaid tuuleparke ühendav energiavõrgustik, mis aitab saavutada kliimaeesmärke kulutõhusalt, tagades energia varustuskindluse. Tuuleenergia ja piiriüleste ühenduste arendamiseks allkirjastasid Eesti ja Läti ühiste kavatsuste memorandum⁸, mille eesmärgiks on riikide poolt eelarendada 700-1000 MW potentsiaalset tootmisvõimsust Liivi lahes 2030. aasta lõpuks. Täiendava ülekandevõimsuse esmane plaanilahendus selgub koostöös teiste Läänemere-äärsete ülekandevõimsuse operaatoritega eeldatavalt 2023. aastal. Võttes arvesse Euroopa Liidu kliimaeesmärke on väga tõenäoline, et meres tuuleelektrite tootmine suureneb ning selle maismaale toomiseks on vaja rajada täiendavaid ühendusi.

Täiendavad ühendused Lätiga läbi Liivi lahe võimaldavad lisaks energiakaubandusele liituda tuuleenergiaalade ja merealajaama ja konverterjaama suurus on arvestatud maksimaalse võimsusega 1000 MW. Konverter- ja merealajaama asukoht ning neid ühendava merekaabli trass ei ole tänase seisuga paigas, sõltudes keskkonnamõjude hindamisest, projekteerimisest ja riikide eelarendatavate tuuleenergiaalade paiknemisest. Merevõrgu väljaarendamisega kaasnevad oluliselt suuremad võimsusvood lääne piirkonnas, seetõttu on vaja läbilaskevõime suurendamiseks rekonstrueerida 330 kV võrku. 330 kV liinidest rekonstrueeritakse olemasolevad Paide-Sopi-Sindi ja Kiisa-Rakvere-Püssi liinid. Paide-Sopi-Sindi liinide eeldatav ehitusperiood on aastatel 2027-2028, Kiisa-Rakvere liinil 2028-2029 ja Rakvere-Püssi liinil 2029-2030. Lisaks ehitatakse uus 330 kV õhuliin Aruküla ja Kiisa alajaamade vahele. Uus liin on vajalik Tallinna piirkonda toitvate 330/110 kV alajaamade (Harku, Kiisa, Aruküla) ringühenduse loomiseks, tagades nii mistahes N-1 korral 330 kV võrgu terviklikkuse Tallinna ümbruses ja seeläbi ka alajaamade koormumise. Uue 330 kV liini ehitusperiood on planeeritud aastatele 2029-2030.

Alloleval joonisel 3.3 on kujutatud konverterjaama võimalikud asukohad ning investeeringud 330 kV võrku:

Joonis 3.3
Eesti-Läti ühenduse
investeeringud



3.1.3 Elektrivõrgu tugevdamise programm taastuenergia tootmisvõimekuse tõstmiseks

Ajalooliselt on elektri tootmine paiknenud Eestis peamiselt ühes piirkonnas – Ida-Virumaal. Taastuenergia tootmisseedmete (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 läbilaskevõimete 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 kliimamuutusetele – tormikindlus. Investeeringud on kavas teostada aastatel 2021-2026.

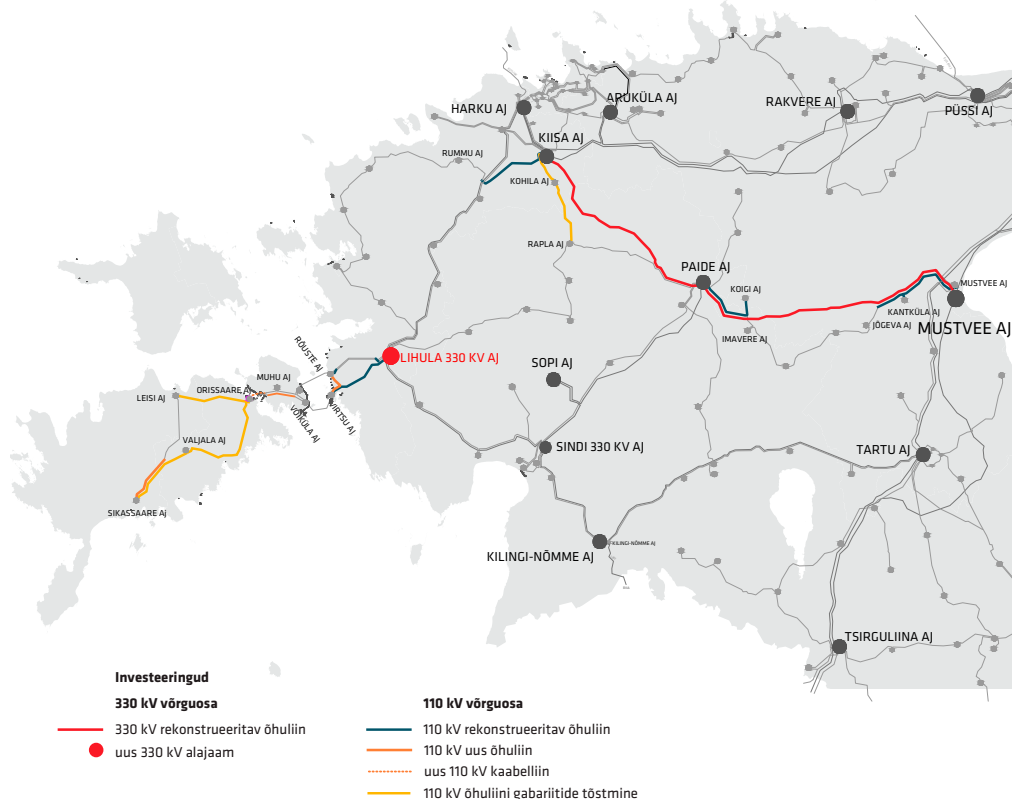
Programmi raames rekonstrueeritakse täies pikkuses läbilaskevõime suurendamiseks 330 kV Kiisa-Paide liin. Viru-Paide 330 kV õhuliin demonteeritakse Viru alajaamast kuni tulevase Mustvee alajaamani ning Mustvee alajaamast kuni Paide alajaamani ehitatakse uus liin (liinikoridor väheneb umbes 85 km) ehk Viru-Paide liini asemel tekib Mustvee-Paide liin. Mustvee-Paide liini rajamisel kasutatakse ühisriputuse võimalust 110 kV liinidega Paide-Koigi ja Mustvee-Kantküla.

Lihulasse ehitatakse uus 330/110 kV alajaam. Uue 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.

Saarte varustuskindluse suurendamiseks rekonstrueeritakse mandrilt saari toitvad liinid, Lihula alajaamast Rõuste ja Virtsu alajaamani. Rõuste ja Virtsu alajaamade ühendamiseks on vaja rajada uus 110 kV liin. Samuti tuleb Muhul rajada Võiküla-Orissaare paralleelliin eraldi mastidele, kuna Saaremaad, Hiiu ja Jämsa saart toitvad liinid on ühistel mastidel ehk masti purunemise korral katkeks täielikult toide mandriga. Sikassaare piirkonna varustuskindluse tõstmiseks rajatakse eraldi mastidele ka Sikassaare alajaama suunduvad liinid. Keskkonnamõjude vähendamiseks ja ilmastikukindluse tõstmiseks on vaja viia kaablisid üle Väikese väina tammi kulgev õhuliinilõik. Olemasolev üle Väinatammi kulgev õhuliin läbib lindude rändekoridori ning kuna liin kulgeb üle mere, siis on sellel tavapärasest suurem jäiteoht ja avatus tuultele. 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 3.4.

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



3.1.4 Eesti-sisese võrgu arenguplaan

3.1.4.1 Tallinn ja Tallinna ümbrus

Suurima tarbimisega piirkond Eestis on Tallinn ja selle lähiümbrus ning tulevikuperspektiivis on ette näha tarbimise keskmisest kiiremat kasvu võrreldes teiste Eesti piirkondadega. Tallinna piirkonnaga seotud arengud keskenduvad eelkõige vananeva taristu asendamisele linna sees ning elektrivõrgu ümberkujundamisele linna ümbruses.

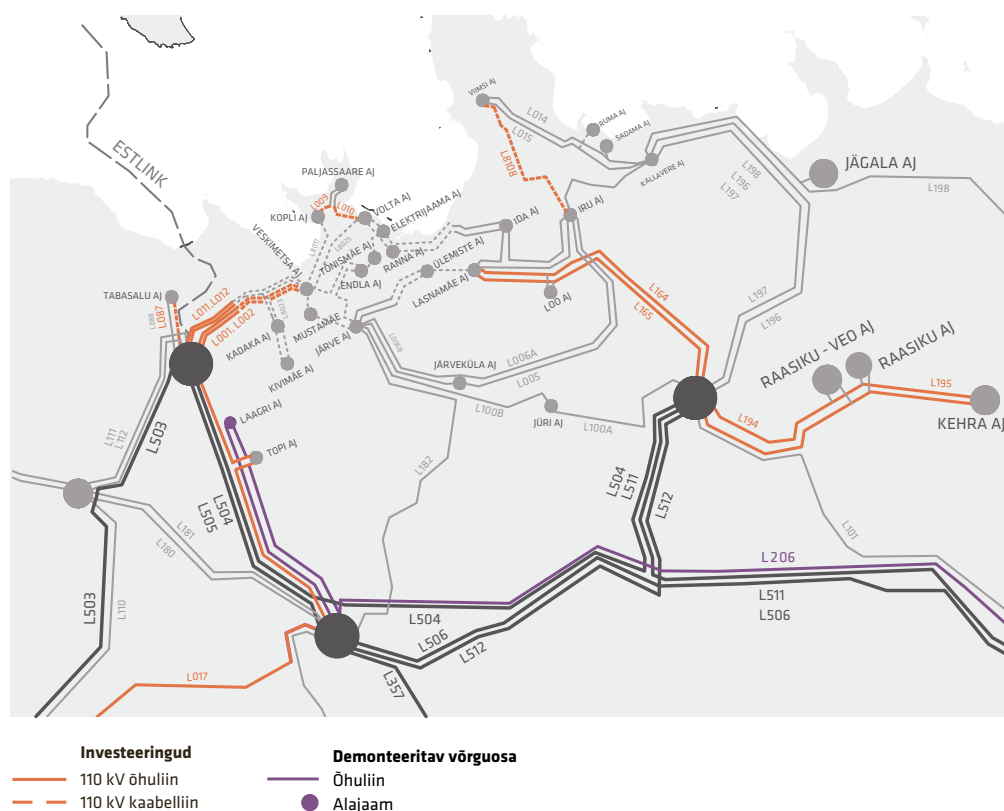
Tallinnas on käimas õhuliinide asendamine kaabelliinidega:

- L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin (kaabli osa on valmis)
- L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin (kaabli osa on valmis)
- L001 Harku-Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L002 Harku-Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L009 Kopli-Paljassaare osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga
- L010 Paljassaare-Volta osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga
- L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine
- L087 Harku-Tabasalu õhuliini asendamine kaabelliiniga

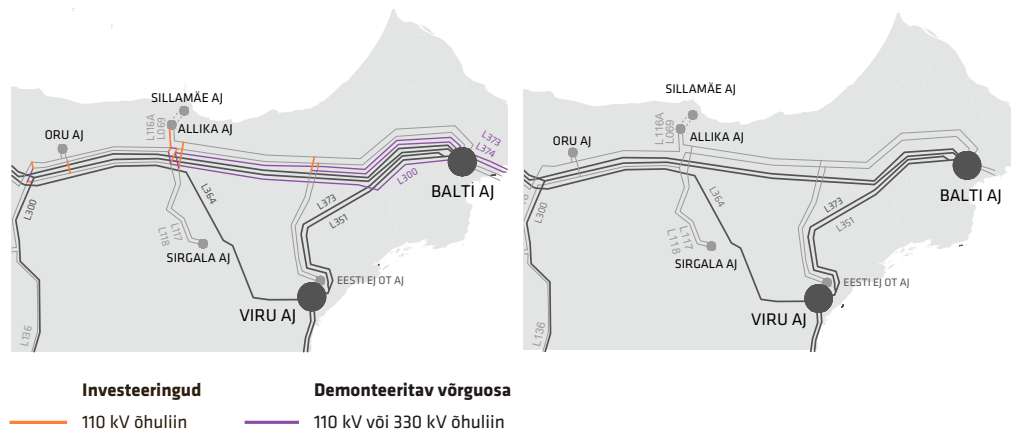
Valminud on Veskimetsa-Kadaka L8023, Veskimetsa-Kopli L8017 ja Veskimetsa-Volta L8025 kaabelliinid.

110 kV õhuliinidest rekonstrueeritakse Aruküla-Lasnamäe ja Kehra-Raasiku-Aruküla 110 kV õhuliinid. Kehra ja Aruküla vahele ehitatakse uus 110kV liin paralleelselt Kehra-Raasiku-Aruküla liiniga, et oleks tagatud Kehra teine toide. Aruküla-Kiisa-Harku 110 kV õhuliin rekonstrueeritakse Kiisa-Topi ja Topi-Harku liinideks ning demonteeritakse Laagri 110 kV alajaam ja Kiisa-Laagri 110 kV õhuliinid. Keila-Rummu ja Kiisa-Ellamaa 110 kV õhuliinid ühendatakse kokku ja moodustub õhuliin Kiisa-Rummu. Kiisa alajaama poolne liiniosa rekonstrueeritakse. Demonteerimisel on Eesti elektrisüsteemi ainus 220 kV pingel töötav liin L206 Püssi-Kiisa.

Joonis 3.5
Tallinna võrgupiirkonna
arenguprojektid

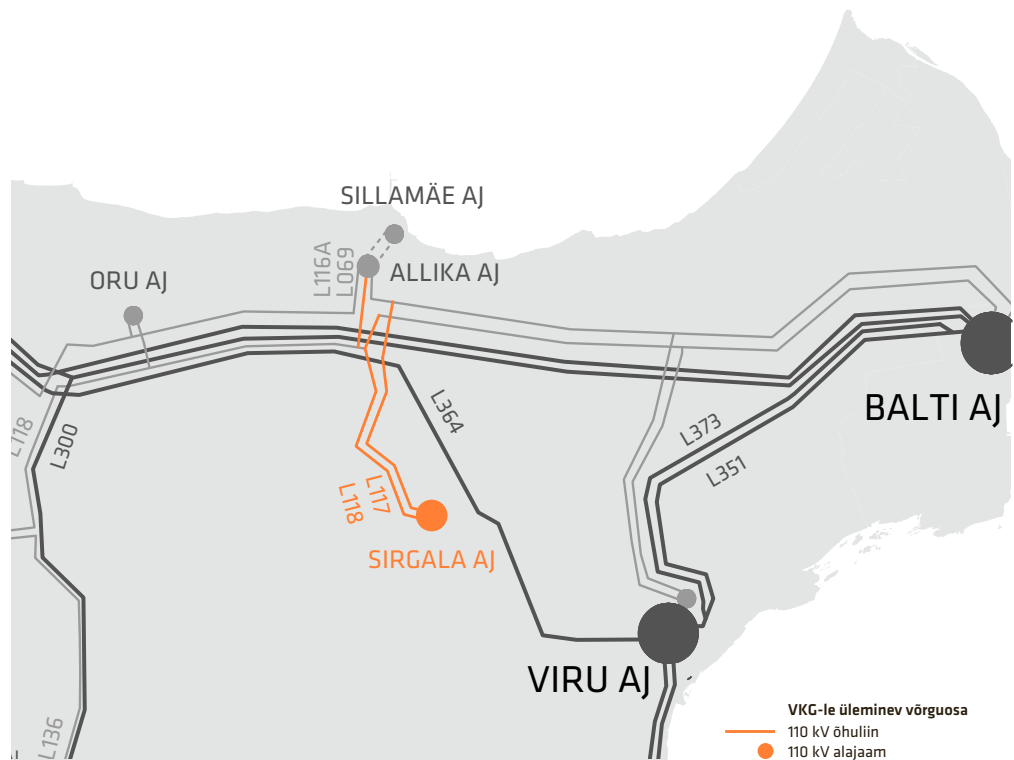


Joonis 3.7
Balti-Allika-Ahtme
võrgupiirkonna
rekonfigureerimine



Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimisele on võimalik 110 kV võrku täiendavalt vähendada, kui Sirgala alajaam ja seda ühendavad liinid lähevad üle VKG Elektrivõrkudele. Lisaks läheb VKG Allika alajaamas üle 110 kV liitumisele ja ehitab Allika alajaamas koos trafodega uued keskpinge jaotusseadmed. Seoses Allika alajaama ümberehitusega kaotatakse Elektrilevi OÜ 10 kV liitumispunkt Allika alajaamas ja Elering ehitab Elektrilevile uue 10 kV kaabelliini Oru alajaamani.

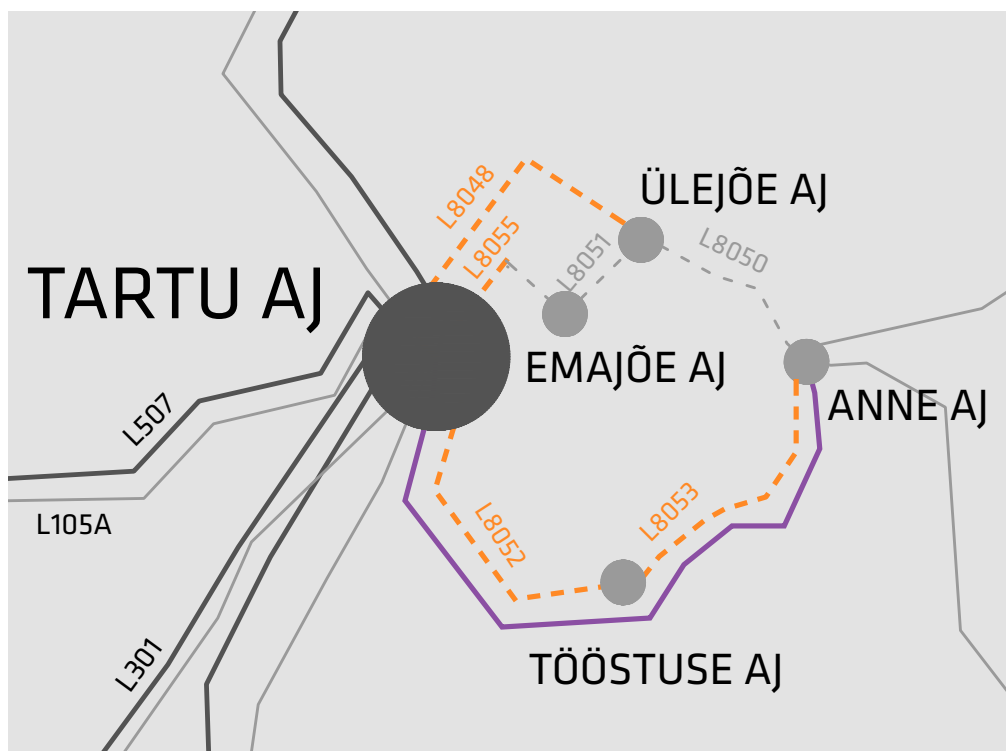
Joonis 3.8
Balti-Allika-Sirgala
võrgupiirkonna
optimeeritud stsenaarium



3.1.4.3 Tartu piirkond

Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähiümbrus, 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 3.9
Tartu võrgupiirkonna
arenguprojektid



Investeeringud

— 110 kV kaabelliin

Demonteeritav võrguosa

— Õhuliin

3.1.4.4 Saared ja Lääne-Eesti

Valminud Eesti-Läti kolmas 330 kV ühendus ja sellega paralleelselt (ühistele mastidele) rekonstrueeritud 110 kV liinid on parandanud Lääne-Eesti piirkonna läbilaskevõimet. Eesti-Läti kolmanda ühenduse ehituse raames rekonstrueeritud 110 kV liinid seovad ühtseks tervikuks ühendusega paralleelselt kulgevad alajaamad. Edaspidi jätkuvad suuremahulised tööd läbilaskevõimsuste ja varustuskindluse tõstmiseks, et maksimaalselt kasutada ära Lääne-Eesti ja saarte taastuvenergia potentsiaali (kirjeldatud eespool peatükis 3.1.3).

3.2 VÖRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS

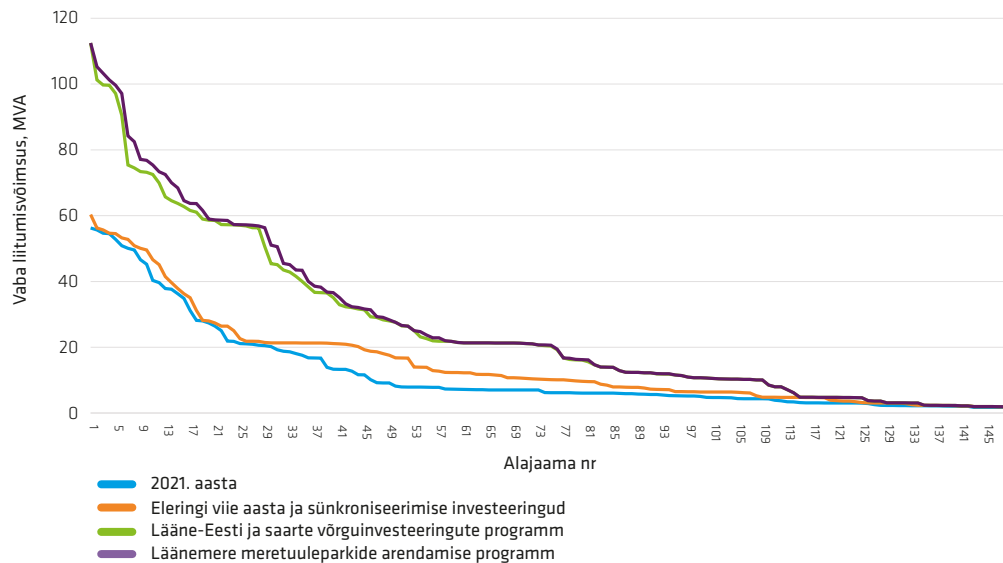
3.2.1 Vabad liitumisvõimsused

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 elektrivõrku tehtavate investeeringutega. Kõige parema ülevaate vabade liitumisvõimsuste muutuste kohta annab Eleringi kodulehel olev [liitumisvõimsuste rakendus](#).

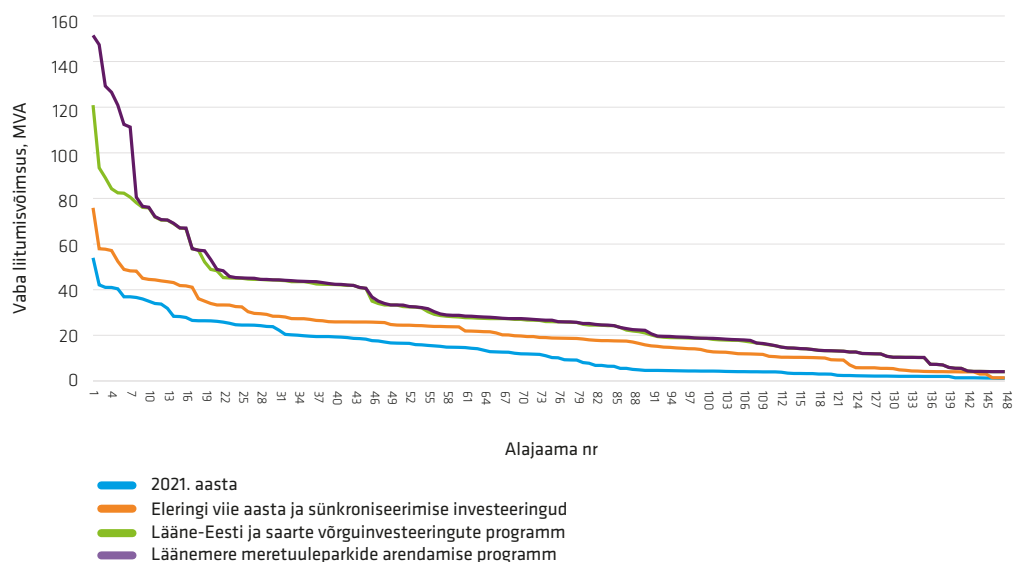
Hetkeseisuga on Lääne-Eestis ja Saaremaal tootmissuunalised vabad võimsused väikesed, kuna nendes piirkondades on palju tuulikuid ja liinid on koormatud. Väike võimsuste suurenemine toimus pärast Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimist 2021. aastal. Suuremat mõju avaldas Eesti-Läti kolmanda ühenduse valmimine Vändra, Türi, Paide, Rapla ja Kohila alajaamade võimsustele. Tarbimissuunalisi vabu liitumisvõimsusi on keeruline hinnata piirkonniti või Eestis tervikuna, kuna iga liitumist peab vaatama eraldi. Geograafiliselt kõrvuti asetsevate alajaamade vabad liitumisvõimsused võivad olla väga erinevad ja sõltuvad konkreetse liitumise mõjust Eesti elektrisüsteemile. VLA rakendusest on näha, et iga aastaga pärast vastava aasta investeeringu teostamist suureneb mingis alajaamas võimsus.

Võrguga liitumise võimekust suurendavad eelnevas peatükis kirjeldatud järgneva kümne aasta jooksul tehtavad investeeringud sünkroniseerimise, merevõrgu ning Lääne-Eesti ja saarte võrguinvesteeringute programmi raames. Järgnevatel joonistel on näidatud vastavate investeeringute ja programmide mõju vabadele liitumisvõimsustele.

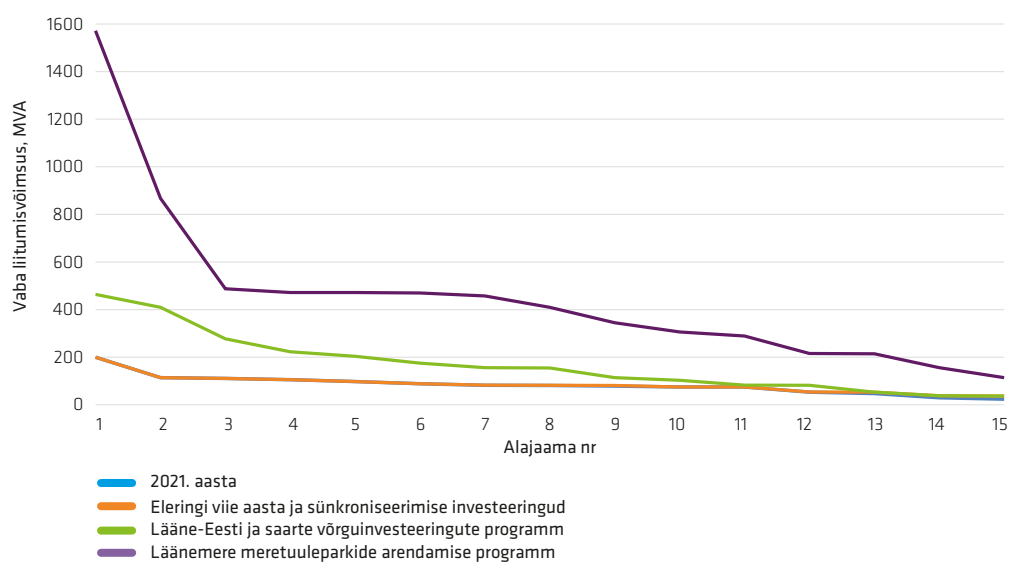
Joonis 3.10
110 kV alajaamade
tootmissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



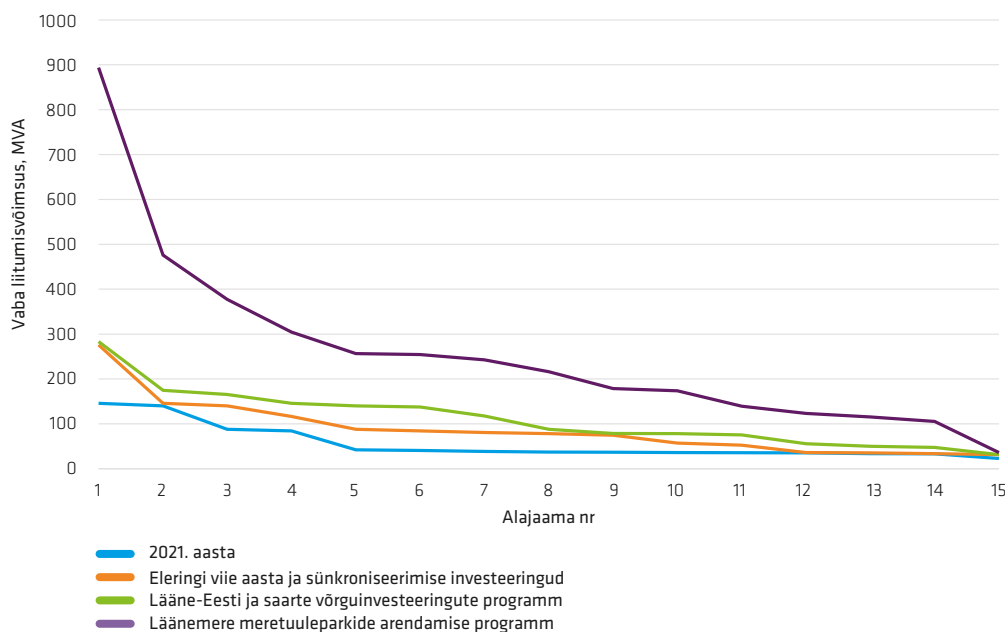
Joonis 3.11
110 kV alajaamade
tarbimissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



Joonis 3.12
330 kV alajaamade
tootmissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



Joonis 3.13
330 kV alajaamade
tarbimissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



Eleringi viie aasta ja sünkroniseerimise investeeringud suurendavad pigem tarbimissuunalisi vabu liitumisvõimsusi 110 kV kui ka 330 kV alajaamades, vastavalt 59% ja 55%. Lääne-Eesti ja saarte võrguinvesteeringute programm kaotab ära pudelikaelad 110 kV võrgus nii tootmise kui ka tarbimise suunas ning kasvatab oluliselt 110 kV vabu liitumisvõimsusi. Näiteks 110 kV alajaamades suurenevad tootmissuunalised vabad võimsused 75%. Läänemere ülepiiriliste ühenduste arendamise programmi mõju on suurem 330kV võrgule, mille raames rekonstrueeritakse kõik vanade standardite järgi ehitatud 330 kV liinid. Vanade liinide läbilaskevõimed on umbes kolm korda väiksemad kui uutel liinidel. Läänemere ülepiiriliste ühenduste arendamise programm suurendab 330 kV alajaamade tootmissuunalisi vabu võimsusi 166% ja tarbimissuunalisi 133%.

3.2.2 Lahutuskohtade kasutamine 110 kV elektrivõrgus

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 kliimaeesmärke.

Elering AS-s läbiviidud uuringust 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 muutuda ja mitteoptimaalsete lahutuskohtadega võivad elektrisüsteemi aktiivenergia kaod suurened. 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.

3.2.3 Paindlik liitumine

Uue võimalusena pakub Elering elektrivõrguga liitumisel, kus kliendi soovitud võimsuse edastamise tõttu koormub mõni võrguelement üle, klientidele 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 üle koormuda, 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 lepitakse sellise liitumislepinguga kokku võimsus, alates millest 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 investeringuotsuse tegemist annab Elering kliendile informatsiooni, missuguste tootmis- ja/või tarbimisstsenaariumite 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 lepitakse. 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:

- Juhul, kui mahakoormamine kestab järjestikku üle 120 tunni, siis informeeritakse klienti piiramise kuule eelneva kuu 25. kuupäevaks;
- 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.

3.2.4 Salvestusseadmete ühendamise võimalus

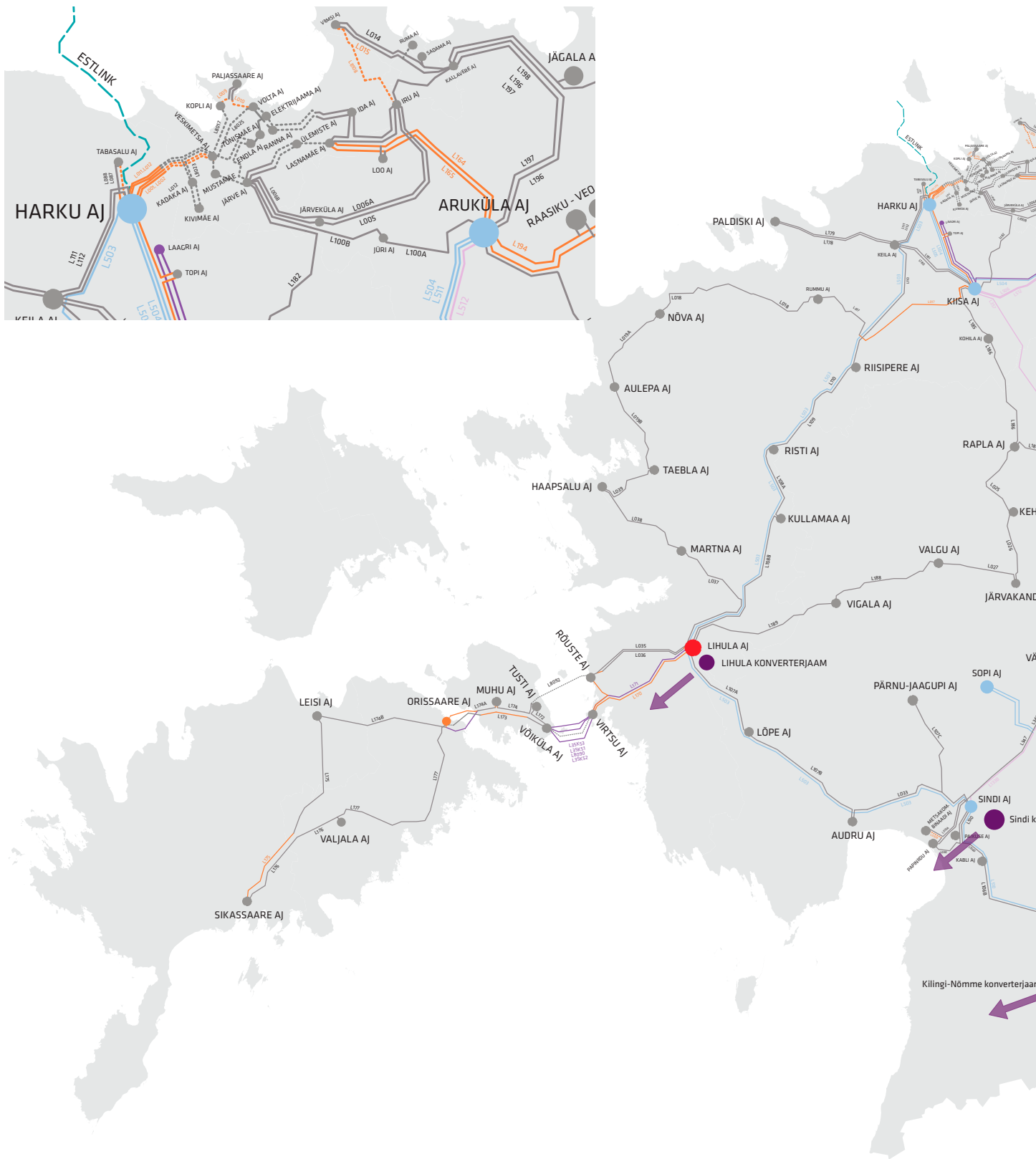
Salvestusseadmed elektrisüsteemis on elektripaigaldised, mis võimaldavad elektrienergiat soovitud ajal võrgust salvestada ja valitud ajal seda võrku tagasi anda. Põhilised salvestusseadmete võimekust iseloomustavad suurused on elektrienergia mahutavus ja võimsus, ning ka väljundvõimsuse reguleerimise kiirus. Kõige levinumad tehnoloogiad on reservuaariga hüdropumpelektrijaamad ning elektriakudel baseeruvad salvestusseadmed. Tänapäeval kasutatakse üldjuhul läbi konverterite ühendatud tehnoloogiaid, 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 võrguläbilaskevõime puudub – näiteks kombinatsioonina koos tootmismoodulitega.

Eelpoolmainitud võrgu arengud võimaldavad tulevikus kindlasti suuremamahulist salvestusseadmete liitumist, mis võiksid pakkuda nii süsteemiteenuseid kui teenida tulu elektrihinna volatiilsuse pealt.

Eesti elektrisüsteemiga salvestusseadmeid täna praktiliselt ei ole. Küll aga on kaugemas tulevikus planeeritavad mitmed suuremahulised pumphüdroelektrijaamad erinevates Eesti piirkondades, mis võiksid selle tühimiku Eesti elektrisüsteemis kindlasti täita ja anda täiendava panuse Eesti elektrisüsteemi varustuskindlusesse.

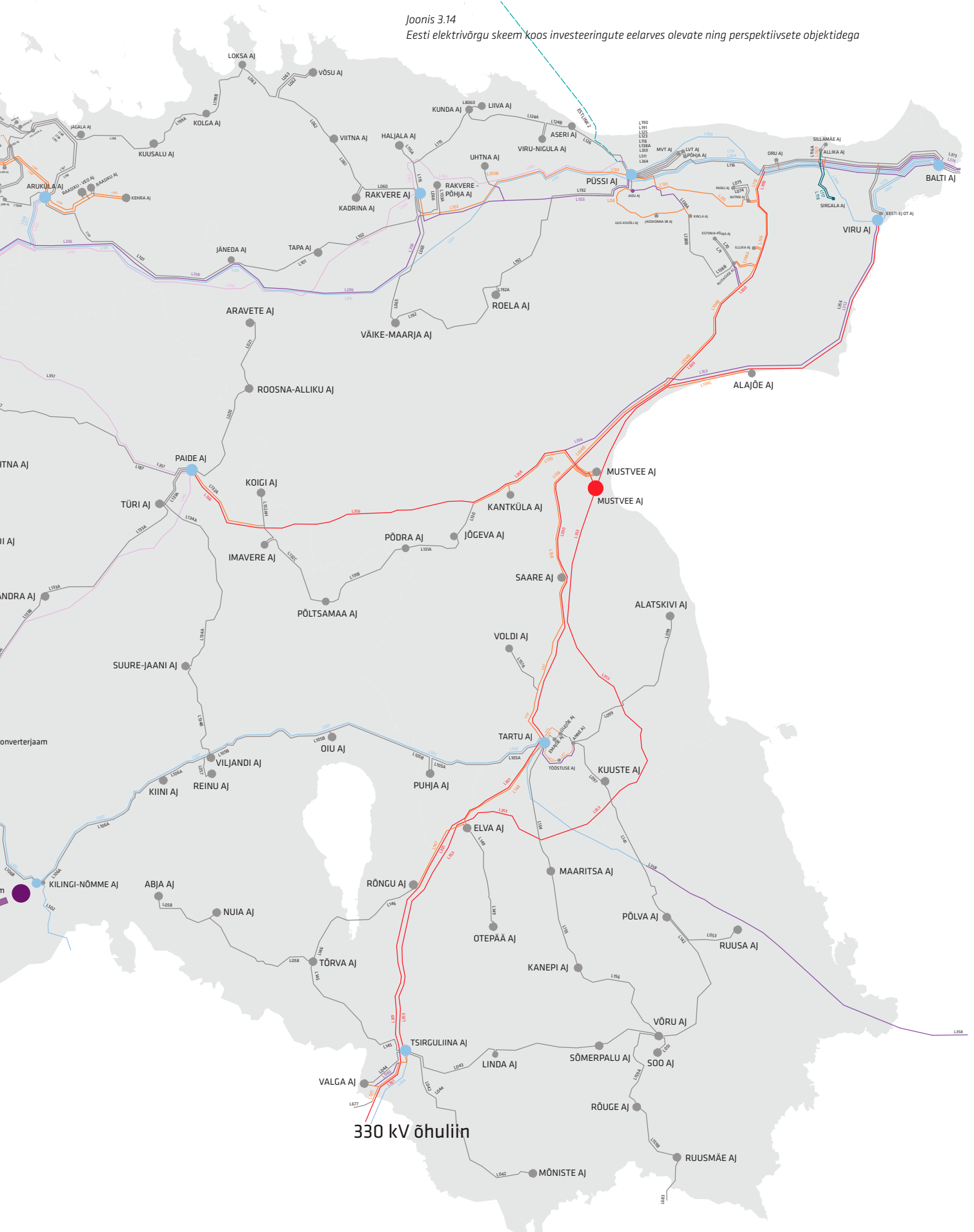
Kokkuvõttes on võrk salvestusseadmete ühendamiseks valmis, vajalik on veel välja töötada salvestusseadmete jaoks kasutatavad süsteemiteenuste ja muud reguleerimisturud.



- | | | |
|---|--|--|
| <p>Olemasolev võrguosa</p> <ul style="list-style-type: none"> — 330 kV õhuliin — 110 kV õhuliin — 110 kV kaabelliin — Estlink 1 ja 2 ● 330 kV alajaam ● 110 kV alajaam | <p>Investeeringud</p> <ul style="list-style-type: none"> — 330 kV õhuliin — 110 kV õhuliin — 110 kV kaabelliin — Merevõrgu investeeringud ● Merevõrgu konverterjaama ja kaabelliini võimalik asukoht ● uus 330 kV alajaam ● uus 110 kV alajaam | <p>Võimalikud arengusuunad</p> <ul style="list-style-type: none"> — 110 kV õhuliin — 110 kV kaabelliin <p>Demonteeritav võrguosa</p> <ul style="list-style-type: none"> — Liin ● Alajaam |
|---|--|--|

Joonis 3.14

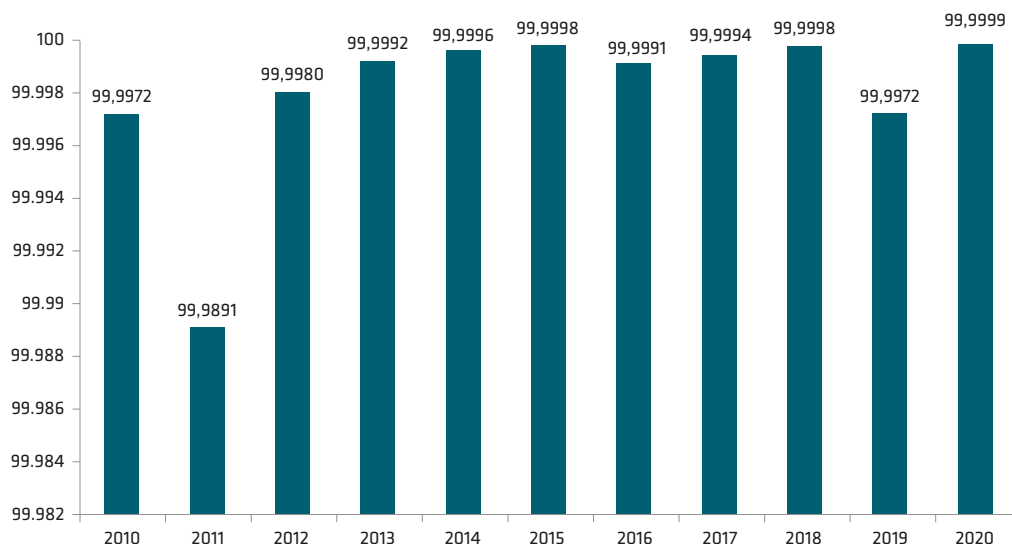
Eesti elektrivõrgu skeem koos investeeringute eelarves olevate ning perspektiivsete objektidega



3.3 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS

- 2020. aasta oli võrgu töökindluse seisukohalt läbi aastate parim, kui võtta arvesse nii rikete arvu kui ka võrku edastamata jäänud energiat kokku.

Joonis 3.15
Ülekandekindlus
aastate lõikes
perioodil 2010-2020



Kui arvestada samaaegselt mõlemat näitajat, nii edastamata jäänud elektrienergiat kui väljalülitumiste arvu, on siiani parim aasta olnud 2020. aasta, sellele järgneb paremuselt 2018. aasta. Ainult 2020. aasta edastamata elektrienergia kogus oli vähim läbi aegade. Näitajad on näha allpool toodud graafikutelt, kus on antud läbilõike aastatest.

Võrgu talitluskindlus on viimastel aastatel olnud väga hea, seda küll paljuski tänu ka suhteliselt soodsatele ilmastikutingimustele. Eelmisel aastal raskeid ilmastikuolusid ei olnud, kuid isegi halbade ilmastikutingimuste kiuste pole võrgus enam esinenud massilisi väljalülitumisi, mida esines veel mõned aastad tagasi, kui tugevad tormituuled ja tuuleilid elektrivõrku räsivad. Võrdluseks mõne aasta taguste aegadele olidki õhuliinidele langenud puud kõige suurem, kohati massiline väljalülitumiste põhjustaja nii tormide kui suure lumesajuga. Samas üle-eelmisel aastal esinenud tavapärasest tugevam tuul näitas selgelt ära võrgu muutunud olukorra. Ehkki ametlike mõõtmistulemuste põhjal ei ületanud tuulekiirused projekteerimismorme, ulatusid tuulekiiruse näitajad kohati üsna normi piiride lähedale kohtades, kus neid ametlikult mõõdeti. Vaatamata sellele ei olnud võrgus massilisi väljalülitumisi, nagu neid suuremad tormid aastaid tagasi põhjustasid. See omakorda näitab võrgu seisukorda, mis pidas nendele tormidele edukalt vastu tänu vahepealsetel aastatel tehtud töödele, peamiselt puhastati liini kaitsevööndid võsast ning ohtlikest puudest, mis olid aastate eest peamised väljalülitumiste põhjustajad.

Mõned üksikud kriitilised sündmused, nagu üle-eelmisel aastal Võru alajaama katusest põhjustatud suurem avari on toonud küll välja võrgu kitsaskohad raskemates ilmastikuoludes, aga nendest on tehtud ka vastavad järeldused, eriti veel, kui seda ise saaksime mõjutada.

On esinenud ka tõstukite ja kallurite põhjustatud väljalülitumisi, mis ei sõltu Eleringi tegevusest. Selliste juhtumite ärahoidmiseks, mis on põhjustatud Eleringiga kooskõlastamata ja informeerimata tegevustest liini vahetus läheduses, on hakatud tegema kommunikatsioonivaldkonnas informatiivset selgitus- ja ennetustööd.

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 investeeringute osas on suurte sõlmalaamade puhul ring täis saanud. See aga puudutab enamasti just kõrge- ja ülikõrgepingeseadmeid, mis on otseselt vajalikud elektrienergia ülekandmiseks. Samas elektrienergia ülekannet abistavate ja toetavate releekaitse-, automaatika-, side-, telemehaanika-, juhtimis-, signalisatsiooni- ja teiste seadmetega minnakse aga taas uuele ringile, sest nende eluiga on tunduvalt lühem, mis tingib omakorda juba uue investeerimisvajaduse samas kui kõrgepingeseadmed saavad veel rahulikult edasi töötada. Madalpingeseadmete osakaal kogu alajaama investeerimismahust ei ole küll nii märkimisväärne kui kõrgepingeseadmetel, kuid on ikka piisavalt arvestatav. Väiksemaid alajaamasid, mis ei töötagi täiskoorusel, vaadatakse läbi vastavalt vajadusele.

Eleringi elektrivõrgu nii alajaamade kui liinide hoolduse põhimõte on rikkeenetuslik.

Alajaamade seadmete hooldus on peamiselt välbapõhine 98% vastavalt seadmete tehase nõuetele ja näidupõhine. Ka mitteelektriseadmete osas kehtib valdavalt sama põhimõte, et oleks tagatud nende hea säilivus ja toimiv korrasolek. Lisanduvad üksikud erakorralised tööd.

Liinide hooldus baseerub peamiselt defektidele, mis avastatakse perioodiliste ülevaatuste käigus. Lisaks toimub pidev trasside hooldus liiga kõrgest võsast ja ohtlikest puudest.

EstLink ühenduste töökindluse küsimustele pöörab Elering suurt tähelepanu. Selleks on sõlmitud pikaajalised hooldus- ja remondilepingud, mis katavad nii plaanilise ennetava hoolduse kui avariide kiire likvideerimise. Koostatud on ja jälgitakse mõõdikuid EstLink1 ja EstLink2 tehnilise ja kaubandusliku töövalmiduse hindamiseks.

Samuti on 2021. aasta esimene pool olnud Eesti-Soome alalisvooluühenduste osas edukas. EstLink 1 osas ei ole esimese poolaasta jooksul toimunud ühtegi sellist avariid, mis oleks vähendanud ülekantavat võimsust. 2021. aasta esimesel poolaastal on toimunud kaks sündmust (kogukestusega 0,33 tundi), mis on vähenanud EstLink2 ülekandevõimsust.

3.3.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia

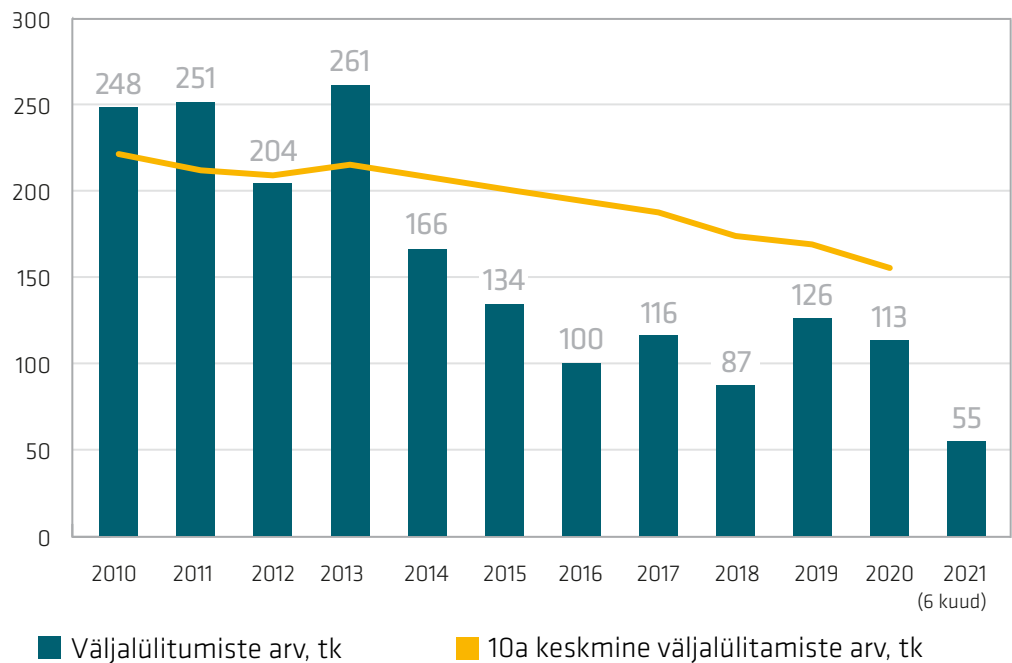
Võrguseadme ehk võrguelemendi väljalülitumine toimub automaatikaseadmete abil inimese, seadme või teiste seadmete kaitseks, kui väljalülitatav seade on ohtlikus või töövõimetus olukorras. Seadme väljalülitumisega ei kaasne enamjaolt katkestust tarbijale, kuna süsteemid on dubleeritud või reserveeritavad. 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 statistika arvestusse.

2020. aasta väljalülitumiste arv 113 on väiksem kui eelmisel aastal – 126, mis on 90% eelmise aasta näitajast, kuid suurem kui üle-eelmisel aastal – 86, mil oli väikseim väljalülitumiste arv aastate lõikes. 2020. aasta väljalülitumiste arv 113 on viimase kuue aasta keskmine suurus, samas on märkimisväärselt väiksem viimase kümne aasta keskmisest – 156. Ettevõttel on võetud piirmääraks 180 väljalülitumist aastas.

2021. aasta esimese poolaasta väljalülitumiste arv on 55. Ennatlik oleks seda eelnevate täisaastatega võrrelda, kui aga tuua võrdluseks eelmise kümne aasta I poolaasta näitajad, siis on see pisut suurem kui kümne aasta keskmine – 52 ja viimase viie aasta keskmine – 47. Võrreldes lähiaastatega oli 2020. aasta I poolaasta väljalülitumiste arv 54 ja 2018. aasta kui kõige väiksema väljalülitumiste arvuga aasta I poolaasta väljalülitumiste arv 36.

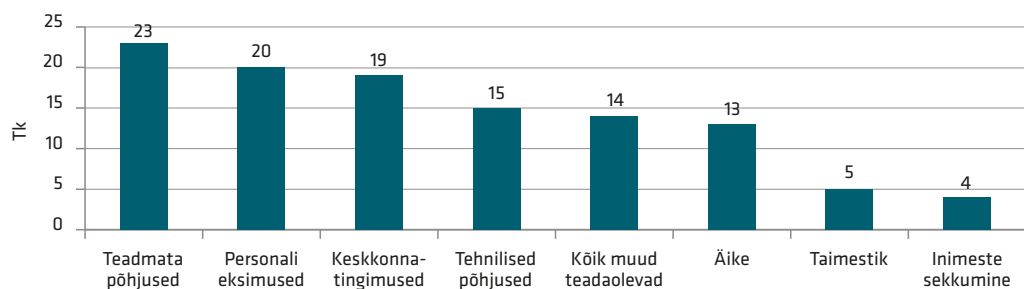
Lisaks väljalülitumiseni jõudvate riketele on ka selliseid rikkeid, mida on ülevaatuste käigus suudetud ennetada. Need on potentsiaalsed väljalülitumised ehk on tehtud sundkatkestused, mil seade tuleb viivitamatult tööst välja viia ennetamiseks seadme iseeneslikku väljalülitumist. Nende arv oli 2020. aastal 23, millest alajaamades 22 ja liinidel üks. 2021. aasta I poolaastal on sundkatkestusi olnud 28, nendest alajaamades 24 ja liinidel 4. Viie aasta keskmine on olnud 32.

Joonis 3.16
Väljalülitumiste arv
aastate lõikes.



Kui liigitada väljalülitumised põhjuse järgi kategooriatesse, siis 2020. aastal suurimat arvu väljalülitumisi põhjustanud põhjusi ei õnnestunudki välja selgitada, kuna seadme ülevaatusel mingit nähtavat jälge, mis oleks väljalülitumise põhjustanud, ei avastatud, ja seade on töötanud pärast käsitsi tagasi töösse lülitamist või automaatika tõttu tagasi töösse lülitumist tõrgeteta edasi. Need on näiteks elektriliinidel olnud möödunud lühised, mis on tingitud kas lindude tegevusest (roojamine) või tuulega lendavatest objektidest nagu oks või kile vms või on alajaamas mõne seadme kaitseseade töötanud ja seadme välja lülitanud, aga seadme ülevaatusel pole midagi leitud. Samas on seade pärast töösse lülitamist töötanud tõrgeteta edasi. Mõnikord on seade ka nii hävinud või kahjustunud, et on võimatu täpset põhjust tuvastada. Nii oli 23 korral ehk 20 % juhtudest, teisel kohal olid personali eksimustest põhjustatud väljalülitumised – 20 ehk 17 %, ja kolmandal kohal oli keskkonnatingimustest põhjustatud 19 väljalülitumist ehk 17 % Eleringi põhjustatud väljalülitumiste koguarvust.

Joonis 3.17
Väljalülitumised
2020. aasta
põhjuste lõikes



Alamkategoriate suurima väljalülitumiste arvu põhjus jäi välja selgitamata, neid oli 23, edasi oli äike 13 korda, seejärel mustunud isolatsioon, mille on põhjustanud lindude väljaheidet – 11 korda, üheksal korral tuvastati põhjuseks seadme vananemine. Edasi lubatud ebaselektiivsust, kus peabki leppima asjaolude kokkusattumusest tingitud paratamatu olukorraga, oli kuus korda, samuti linnud-loomad seadmetes ka kuus korda. Viiel korral oli põhjustajaks valesti arvatud sätted, viiel korral testimine ja viiel korral ehitus-, paigaldus- või seadistusviga. Ülejäänud põhjused jagunevad väiksemaarvuliste kordade vahel.

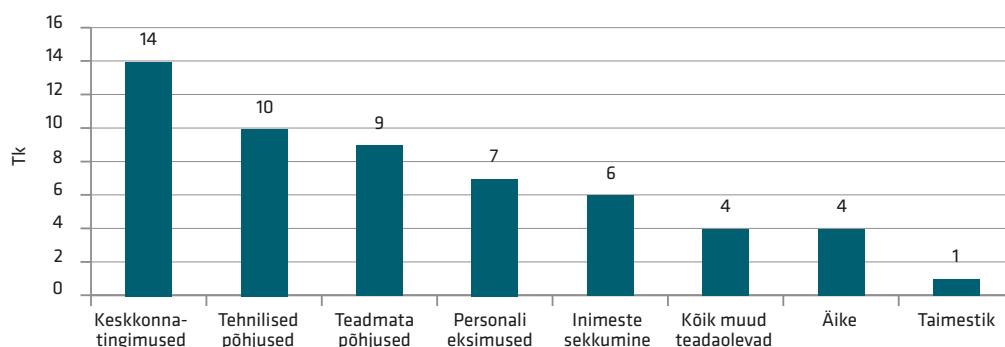
Võrgu töökindluse seisukohast peetakse arvestust ka selliste Eleringi seadmete väljalülitumiste kohta, mil põhjuseks ei ole olnud rike Eleringi seadmetes, vaid klientide või naabervõrkude seadmetes, aga seadme kaitseks ja ohutuse tagamiseks on töötanud Eleringi seadme kaitse ja lülitanud selle välja. Selliseid väljalülitumisi oli 2020. aastal 40. Kliendi põhjustatud oli 36 ja naabervõrkudest tingitud väljalülitumisi oli neli ehk vastavalt 90 % ja 10 %.

2020. aastal oli liinide tõttu väljalülitumisi 56, alajaamade seadmete tõttu 49, alalisvooluseadmete tõttu seitse ja avariijaamade seadmete tõttu ühel korral, mis teeb vastavalt 49,56 %, 43,36 %, 6,19% ja 0,88 % 2020. aasta väljalülitumiste koguarvust.

Sundkatkestusi ehk olukordi, kus seade tuli viivitamatult tööst välja viia vältimaks väljalülitumist, oli 2020. aastal 23, millest alajaamade seadmetega oli 22 ja liinide seadmetega ühel korral.

2021. aasta I poolaasta suurima arvu väljalülitumisi põhjustanud kategooria olid keskkonnaningimused, mida esines 14 korral 55-st ehk 25 % Eleringi poolt põhjustatud väljalülitumiste põhjuste koguarvust. Teisel kohal olid tehnilistest põhjustest tingitud väljalülitumised 10 korral ehk 18% koguarvust ja üheksal korral ei õnnestunud põhjust välja selgitada. Neid oli 16% Eleringi põhjustatud väljalülitumiste koguarvust.

Joonis 3.18
Väljalülitumised
2021 I poolaasta
põhjuste lõikes



Alamkategooriate suurima väljalülitumiste arvu põhjustajaiks 2021. aasta I poolaasta jooksul olid keskkonnaningimuste kategooriasse liigitatud linnud-loomad 12 korda, väljaselgitamata põhjusi oli üheksal korral, kuuel korral tuvastati põhjuseks seadme vananemine. Edasi lubatud ebaselektiivsust, kus peabki leppima paratamatu olukorraga, oli kuus korda, samuti linnud-loomad seadmetes ka kuus korda. Viiel korral oli põhjustajaks valesti arvatud sätted, viiel korral testimine ja viiel korral ehitus-, paigaldus- või seadistusviga. Ülejäänud põhjused jagunevad väiksemaarvuliste kordade vahel.

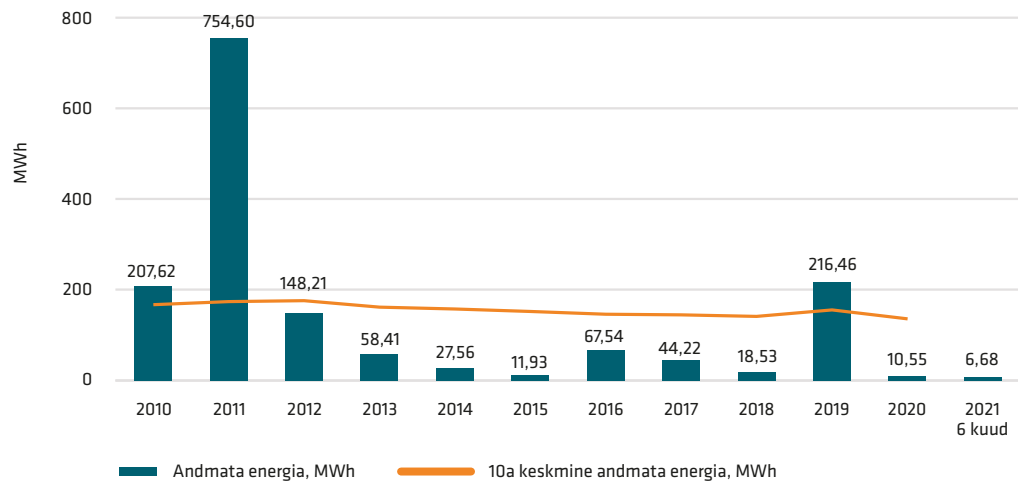
Võrgu töökindluse seisukohast peetakse arvestust ka selliste Eleringi seadmete väljalülitumiste kohta, mil põhjuseks ei ole olnud rike Eleringi seadmetes, vaid klientide või naabervõrkude seadmetes, aga seadme kaitseks ja ohutuse tagamiseks on töötanud Eleringi seadme kaitse ja lülitanud selle välja. Selliseid väljalülitumisi oli 2021. aastal 28 korral. Kliendi põhjustatud esines 25 ja naabervõrkudest tingitud väljalülitumisi 3 korral ehk vastavalt 89 % ja 11 %.

2021. aasta I poolaastal oli liinide tõttu väljalülitumisi 32 korral, alajaamade seadmete tõttu 22, ja alalisvooluseadmete tõttu ühel korral, mis teeb vastavalt 58,2 %, 40 % ja 1,2 % 2021. aasta I poolaasta väljalülitumiste koguarvust.

Sundkatkestusi ehk olukordi, kus seade tuli viivitamatult tööst välja viia vältimaks väljalülitumist, oli 2021. aastal I poolaastal 28 korral, millest alajaamade seadmetega oli 24 ja liinide seadmetega neljal korral.

Edastamata elektrienergia hulk oli 2020. aastal läbi aastate kõige väiksem.

Joonis 3.19
Andmata elektrienergia
aastate lõikes, kus
2021. aasta kajastab I
poolaasta andmeid.



Andmata elektrienergia hulk oli 2020. aastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 10,55 MWh, mis oli läbi aastate väikseim. Kolm suurima andmata elektrienergiaga kaasneva sündmuse põhjustajat olid testimine, Eleringi töötaja eksimus, seadmete vananemine, millega kaasnenud andmata elektrienergia oli marginaalse suurusega.

Suurim andmata elektrienergia 7,2 MWh tekkis 17. jaanuaril 2020, mil purunes kantav maandusseade. Maandusseadme 1 faasi läbipõlemisel tekkinud lühise tõttu jäid toiteta LVT alajaama 6 kV ja Põhja alajaama 110 kV tarbijate liitumispunktide tarbijad. Katkestuse pikkus liitumispunktile oli üheksa minutit. See sündmus andis kogu aasta andmata elektrienergia kogusest 68 %.

19. novembri 2020 lülitus Rõngu alajaamas Elektrilevi lühisest välja Eleringi trafo C2T, mis põhjustas tarbijatele toite katkestuse. Katkestuse põhjuseks oli Eleringile kuuluva trafo kaitse liigne töötamine, mis oli omakorda põhjustatud paigaldatud sätetest, mis olid jäänud Elektrileviga kooskõlastamata. Kuna reservlülitusautomaatika ei töötanud, siis jäidki 10 kV tarbijad toiteta 62 minutiks. Andmata elektrienergia kogus oli 1,74 MWh.

02. juulil 2020 murdis lülitamiste käigus Audru alajaamas lahküliti isolaator. Lühisest tekkinud katkestuse tõttu jäid kaheksaks minutiks toiteta Audru ja Pärnu-Jaagupi 10 ja 35 kV tarbijad. Andmata elektrienergia oli kokku 0,52 MWh.

Kokkuvõttes oligi suurimaks 2020. aasta andmata elektrienergia põhjustajaks maandusseadme purunemise käigus tekkinud lühis, mis põhjustas andmata elektrienergiat 7,2 MWh. Suuruselt teise andmata elektrienergia põhjustas töötaja eksimus ja ülejäänud väljalülitumistest põhjustatud andmata elektrienergia kogused oli marginaalsed. Need oleksid ehitus-, paigaldus- ja seadistusvead, seadme vananemine, teadmata põhjused jne.

Edastamata jäänud elektrienergia hulk oli 2021. aasta I poolaastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 6,69 MWh, mis oli I poolaastate arvestuses viimase kolme aasta väikseim. Enim edastamata elektrienergia põhjustajad olid tehnilised 6,39 MWh, inimeste sekkumine Eleringi seadmetesse põhjustasid 0,3 MWh ja personali eksimustest tekkinud edastamata elektrienergia oli marginaalse suurusega.

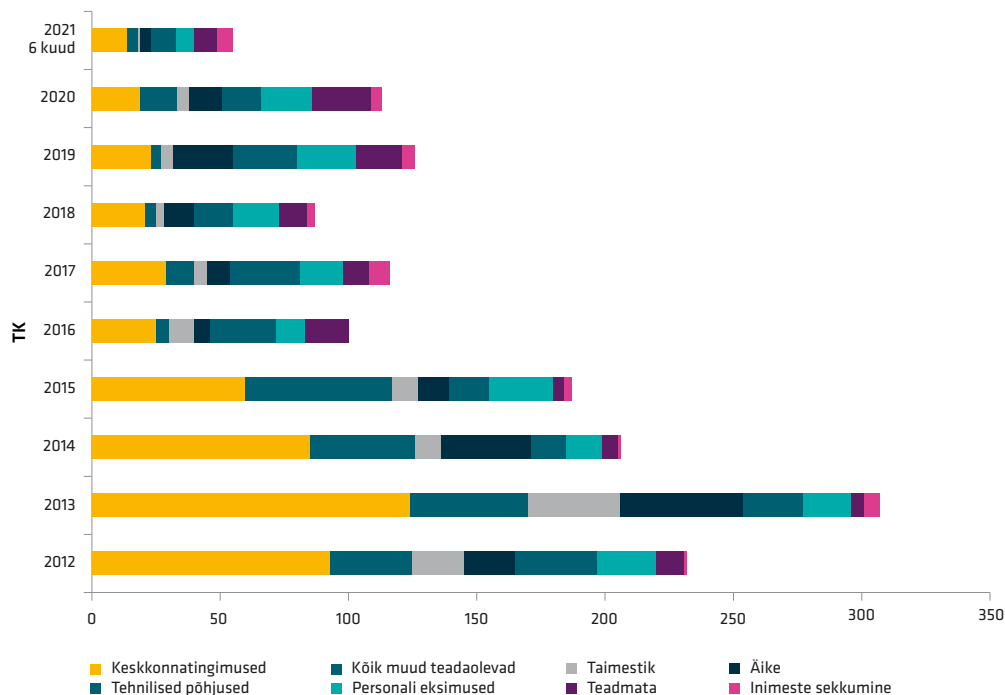
Täpsemate põhjustena toodud kolm suurima andmata elektrienergiaga kaasneva sündmuse põhjustajat olid seadmete vananemine 6,32 MWh, muud erinevad tehnilised põhjused 0,3 MWh. Eleringi lülitaja eksimusest ja tootmisvigadest põhjustatud edastamata elektrienergia olid marginaalse suurusega.

Suurim edastamata elektrienergia kogus tekkis 05. aprillil 2021, kui kell 12:09 lülitus välja õhuliin L176/ L177 Sikassaare-Valjala-Orissaare. Samal ajal oli remondis ja tööst väljas L173 Võiküla-Orissaare. Toiteta jäid Valjala ja Orissaare tarbijad. Põhjus oli Sikassaare alajaamas, kus sektsioonidevahelise lahküliti SVL LL 11001 üks faasjuhe oli katkenud. Tegemist oli seadme vananemisest tekkinud rikkega. Edastamata elektrienergiat oli 5,13 MWh, tarbimiskohtade toite katkestuste pikkused olid vastavalt 45 ja 98 minutit.

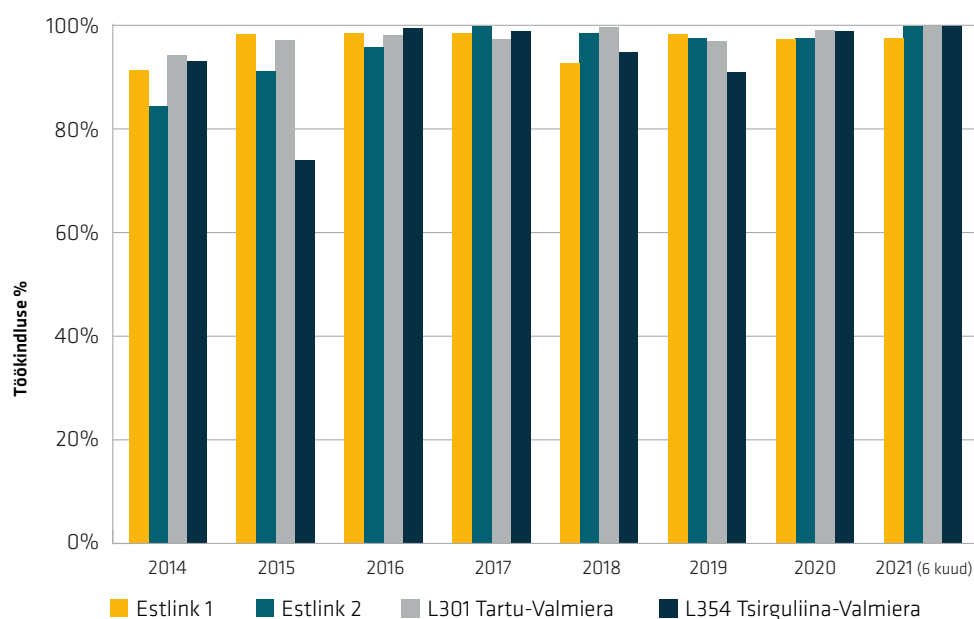
19. juunil kell 20.31 lülitusid välja õhuliinid L109A Ellamaa-Riisipere Keila alajaamast, L110 Riisipere-Keila ja L109 Risti-Ellamaa Risti alajaamast. Väljalülitumise põhjustas Ellamaa alajaamas trafo C1T 110 kV B-faasi voolutrafo põleng. Ellamaa alajaama tarbijad jäid ilma Eleringi-poolse toite. Kell 22.31 taastas Elering toite läbi trafo C2T. Kliendi 6 kV II sektsiooni ja 35 kV tarbijad said toite tagasi kell 22.31 ja 6 kV I sektsiooni tarbijad kell 22.46. Edastamata elektrienergiat oli 1,19 MWh, tarbimiskohtade toite katkestuste pikkused oli kumbki 135 minutit.

12. mail kell 15.44 lülitus välja õhuliin L159A Võru-Rõuge, taaslülitusautomaatika toimis ebaedukalt. Katkestus puudutas Rõuge ja Ruusmäe alajaamade tarbijaid. Rõuge alajaama toite taastati kell 16.18 Aluksne suunalt. Kell 23.42 viidi Rõuge ja Ruusmäe piirkonnad Võru alajaama toitele. Erakorraline ülevaatus viidi läbi kogu liini ulatuses, rikke põhjust ei avastatud. Edastamata elektrienergiat oli 0,15 MWh, tarbimiskohtade toite katkestuste pikkused olid vastavalt 34 ja 11 minutit.

Joonis 3.20 kirjeldab Eleringi põhjustatud väljalülitumisi põhjuste lõikes ajavahemikus 2012-2021, kus 2021. aasta kajastab I poolaasta andmeid.



Joonis 3.21 Välisühenduste töökindlus 2014-2021 aastate lõikes, kus 2021. aasta kajastab I poolaasta andmeid.



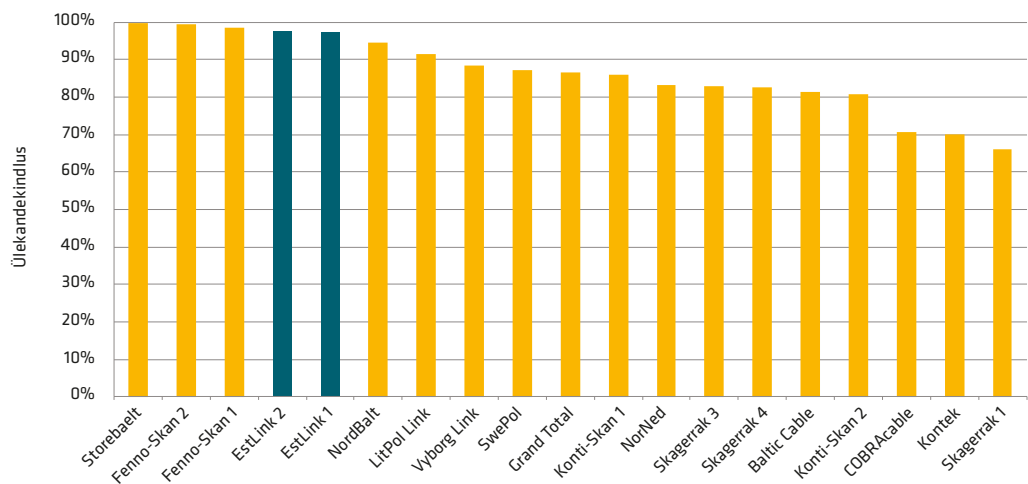
Tabel 3.1
Eesti-Soome
elektriühenduste
statistika 2020

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	56,78 % (ca 1 745 GWh) EE->FI: 13 GWh FI->EE: 1 732 GWh	86,06 % (4 913 GWh) EE->FI: 22 GWh FI->EE: 4 891 GWh
Tehniline töövalmidus	97,37 % (1,04 % madalam kui 2019)	97,49 %* (0,02 % madalam kui 2019)
Plaaniline mittekättesaadavus	2,59 % (227,7 h)	1,46 % (128 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,04 % (3,8 h)	1,05 % (92,4 h)
Katkestuste arv kokku	6	4
Plaaniliste katkestuste arv	5 (2 FIN, 2 EST, 1 ühine)	1 (0 FIN, 0 EST, 1 ühine)
Rikkeliste katkestuste arv	1 (0 FIN, 1 EST)	3 (1 FIN, 2 EST)

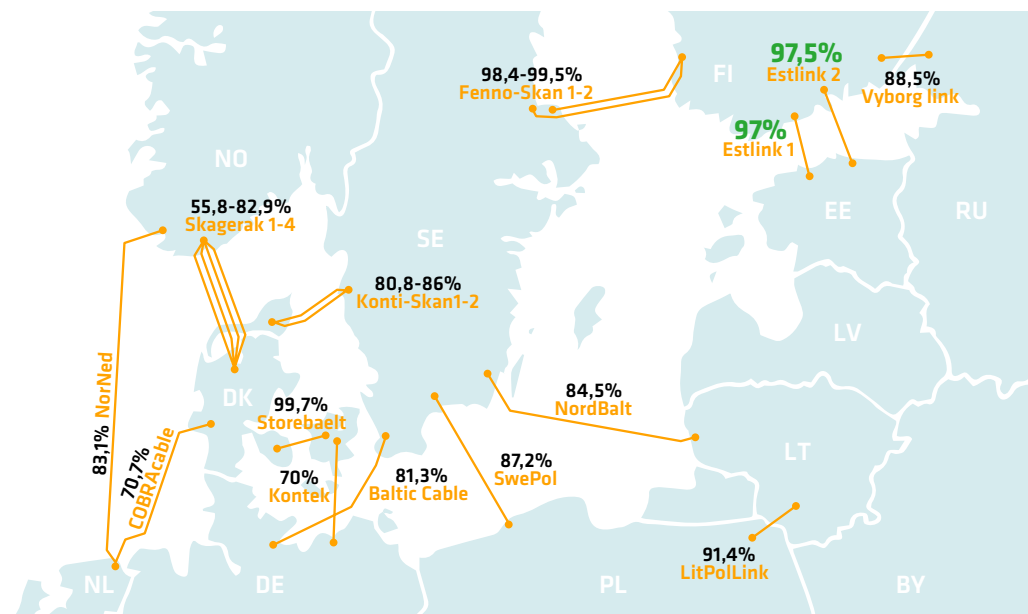
Eesti-Soome ristlõikel 2020. aastal kokku 3065 pudelikaela tundi ehk ca 34,89 % tundidest aastal, millest:

- kogu installeeritud ülekandevõimsus oli kasutatud (st EstLinke kasutati täisvõimsusel ilma piiranguteta): 2666 tundi ehk 30,35% aastast;
- ülekandevõimsust piirati Elering või Fingridi võrgust tulenevalt (sh HVDC ühenduste piirangute tõttu) 360 tundi ehk ca 4,10% aastast;
- Põhjamaade võimsuse muutuse kiirusest tingitud piiranguid oli 39 tunnil ehk 0,44 % aastast

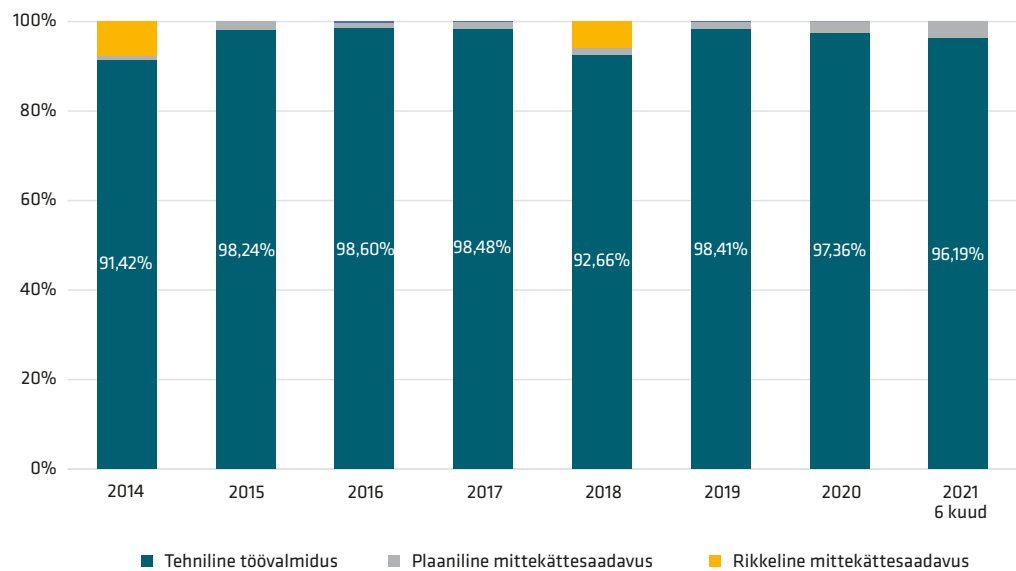
Joonis 3.22
Põhja- ja Baltimaade
alalisvoolukaablite
mittekättesaadavuse
% täisvõimsusest
2020. aastal. Arvesse
on võetud piirangud,
häired, planeeritud ja
planeerimata katkestused



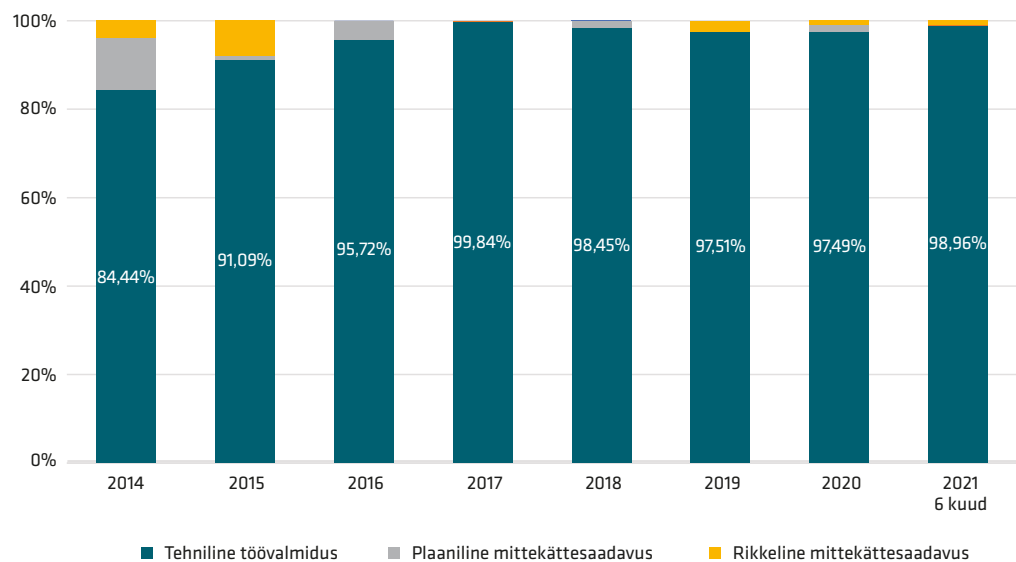
Joonisel 3.23
on toodud 19 HVDC
ühenduse geograafilised
asukohad.



Joonis 3.24
EstLink1 töökindlus
aastatel 2007-2021, kus
2021. aasta kajastab
I poolaasta andmeid.



Joonis 3.25
EstLink2 töökindlus
aastatel 2014-2021, kus
2021. aasta kajastab
I poolaasta andmeid.



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

Eleringi strateegilised eesmärgid on seotud võrgu töökindlusega vähendamaks katkestusi või selle toimumise riski tarbijatele. Eesmärkide täitmiseks töötati 2013. aastal välja võrgu töökindluse tõstmise programm „Liinid puuvabaks“ 2013–2017, mille eesmärk oli laiendada liinikoridore vältimaks puude kukkumist ja langetamist liinidele. Selle programmi raames raadati liinikoridorid 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 investeringukulud.

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 eesmärke, kuna suurem osa elektrivõrgu riketest on seotud lühistega avalikult ligipääsetavates liini kaitsevööndites ning samuti on suur osa katkestuste tõttu andmata energiast seotud inimeste tegevusega elektripaigaldises.

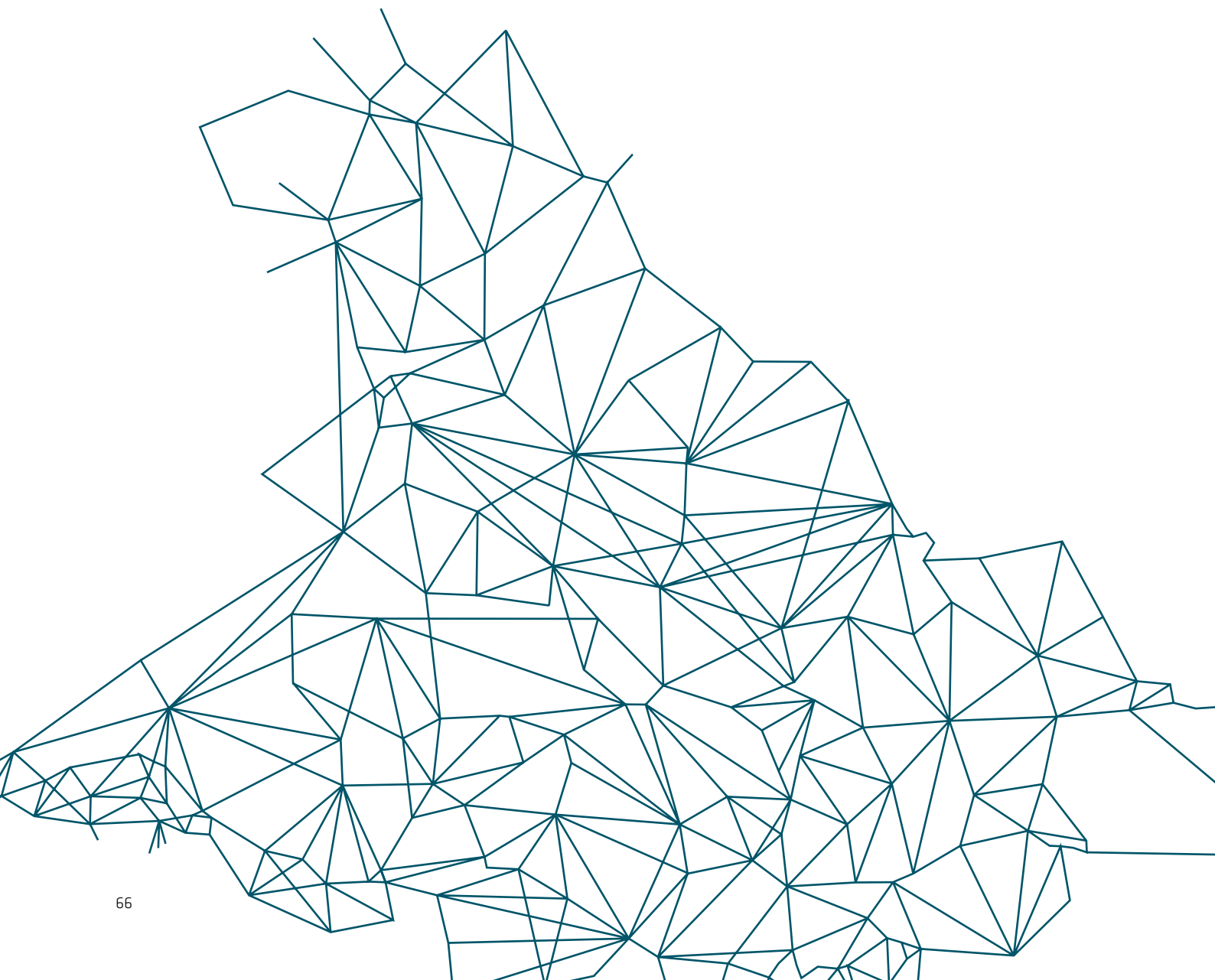
Käesolev plaan hõlmab tegevusi, mille eesmärk on:

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 NTC-le (*Network Transmission Capacity*) ja ohutusaspekte.

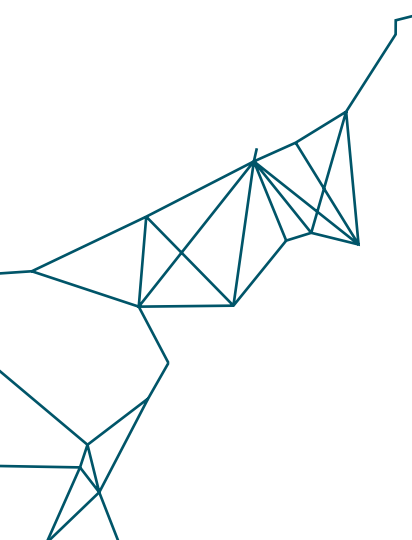
Õhu- ja kaabelliinide kaitsevööndite kogupindala 2021. aasta alguse seisuga on 33 003 ha, millest ca 52 % paikneb metsastunud alal. Metsastunud alast ca 200 ha on kaitsevööndites raadamata metsa ning ülejäänud võsastunud ala.





4 Elektrisüsteemi võimekus

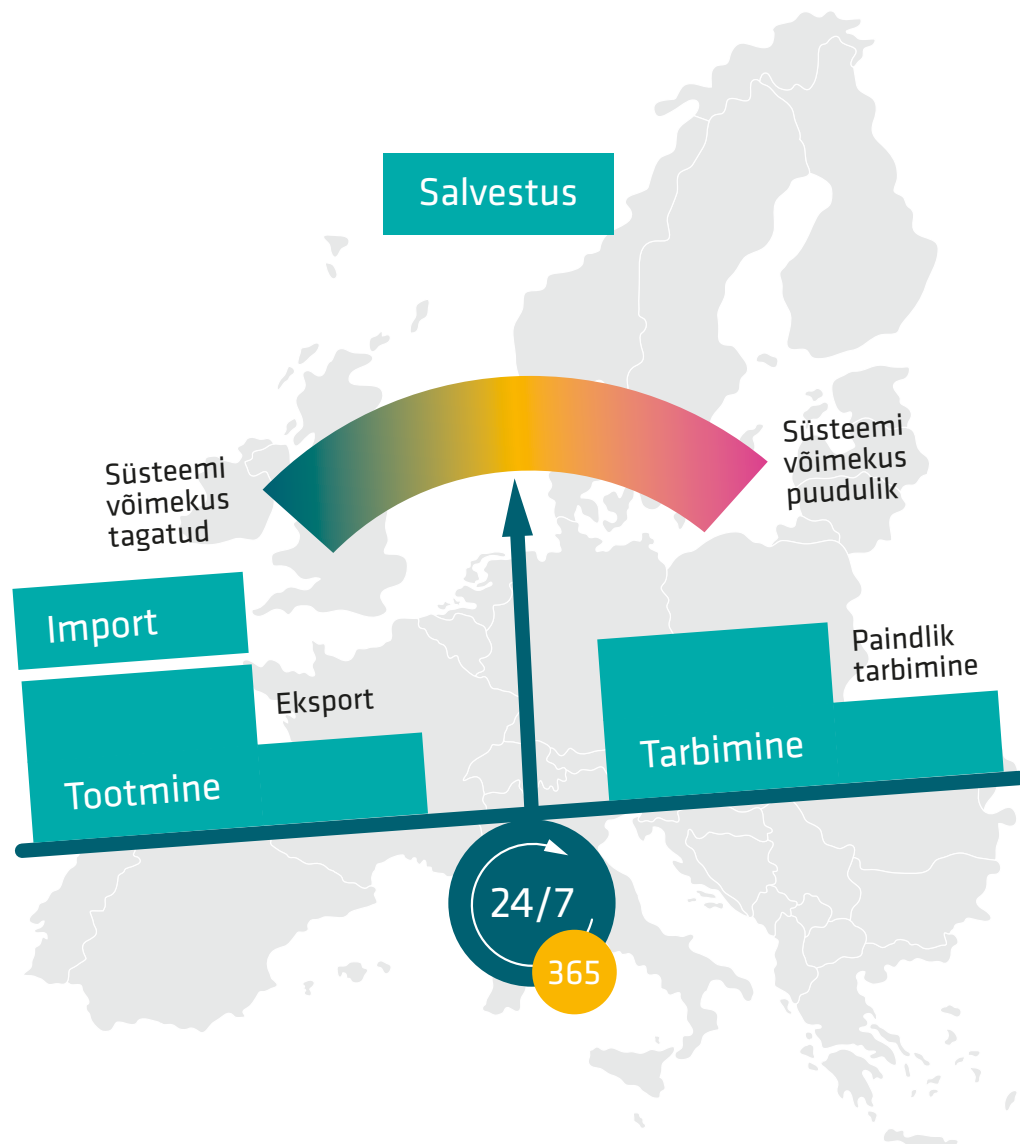
4.1	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA HINDAMINE	68
4.1.1	Eesti varustuskindluse norm.....	70
4.1.2	Strateegiline reserv.....	71
4.2	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS.....	72
4.2.1	Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs.....	72
4.2.2	Töenäosusliku analüüsi meetodika	73
4.2.3	Süsteemi võimekuse tulemused 2025. aastal	75
4.2.4	Süsteemi võimekuse tulemused 2030. aastal.....	76
4.2.5	Regionaalsed deterministlikud analüüsid	78
4.2.6	Erakorralised stsenaariumid.....	79
4.2.6.1	Balti saartalituse stsenaarium.....	79
4.2.6.2	Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium.....	81
4.2.6.3	Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium.....	82
4.2.6.4	Elektrijaamade majanduslik jätkusuutlikkus	83
4.2.6.5	Elektrijaamade tasuvusest elektriturul	85
4.3	TARBIMISE PROGNOOS	86
4.4	TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEOSSES TOOTMISVÕIMSUSTEGA.....	87
4.5	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE	88
4.5.1	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele talvel	88
4.5.2	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele suvel.....	89
4.5.3	Vaade eesseeisvale talvele	89
4.6	ÜLDISED TRENDID VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEL.....	91
4.7	HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE	92

- 
- **Tänasele parimale teadmisele tuginedes on Eesti elektrisüsteemi võimekus järgneval kümnendil tagatud.**
 - **Süsteemi võimekuse taseme, mis on parem varustuskindluse normist, aitavad tagada olemasolevad ca 1000 MW kindlat tootmisvõimsust ja 250 MW avariireservi. Kui elektriturg ei taga piisavaid tootmisvõimsusi, rakendatakse süsteemi võimekuse tagamiseks strateegiline reserv.**
 - **Elektrijaamade majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi kohaselt Eestis ühtegi jaama plaaniväliselt enne 2030. aastat ei sulgeta. Analüüs viitab, et turupõhist konkurentsi suudaks 2025. aastal pakkuda veel täiendav tootmisvõimsus.**
 - **Eesolev talv võib energeetikas olla pingeline. Euroopa maagaasi hoidlad on keskmisest väiksema täitumisega, mistõttu võib maagaasi kättesaadavus külma talve korral olla piiratud, mis võib omakorda mõju avaldada ka elektritootmisvõimsuste kättesaadavusele.**

4.1 SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA HINDAMINE

Elektrisüsteemis peavad tarbimine ja tootmine olema igal ajahetkel omavahel tasakaalus. Selleks, et seda tasakaalu hoida, on juba aastaid varem vaja 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.

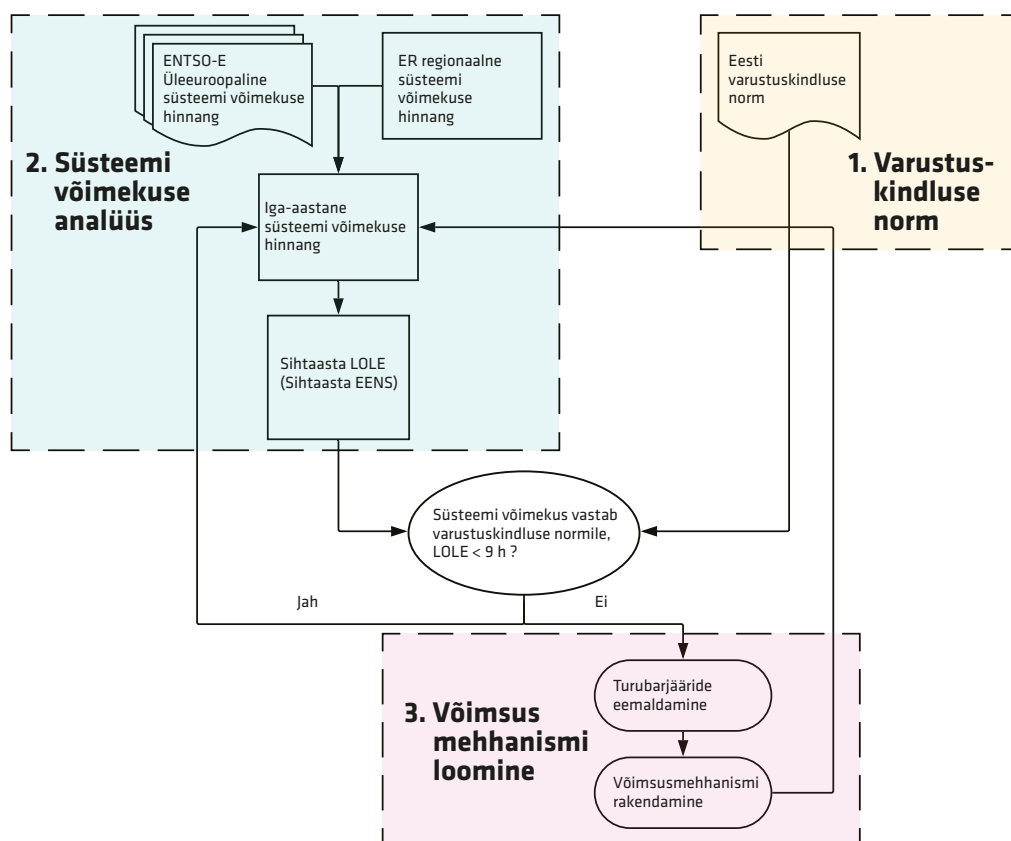
Joonis 4.1
Pikaajalise süsteemi
võimekuse komponendid ja
tasakaaluasend



Elektrisüsteemi võimekuse tagamisel on kolm olulist etappi:

- varustuskindluse normi kehtestamine (vaata peatükk 4.1.1) vastavalt tasakaalule andmata energia kulude ja uute võimsuste investeeringukulude vahel;
- pikaajaline elektrisüsteemi võimekuse hindamine (täpsema meetoodika kirjelduse leiab peatükist 4.2.2 ja detailsemad tulemused Eesti ja Läänemere regiooni riikide kohta leiab peatükist 4.2;
- 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 4.1.2).

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.

4.1.1 Eesti varustuskindluse norm

Euroopa elektri siseturu määruse järgi tuleb kõikidel riikidel kehtestada riiklik varustuskindluse norm, mis on kooskõlas ACER-i kinnitatud ühise meetodikaga. 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 pakkuma.

Vastavalt määrusele väljendatakse varustuskindluse normi 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.

Standardtehnoloogia määramisel on esitatud mitmeid nõudeid, mille arvestamisel kujuneb selleks Eestis avatud tsükliga gaasiturbiin (OCGT), mille tasandatud hind kujuneb vahemikus 44 - 82 €/kW, keskmise väärtusega 62 €/kW.

VOLL-i leidmiseks on vaja määrata hinnad, mida erinevad sektorid (tööstus, teenindus ja majapidamised) peavad enda saamata jäänud elektrienergia väärtuseks. Saamata jäänud elektrienergia väärtust võib käidelda ka kui kahju, mis tekib ühe MWh elektrienergia andmata jäämisest, või maksimaalset hinda, mida tarbijad oleksid valmis maksma MWh eest, et katkestust ära hoida. VOLL väärtus on riigiti erinev ja suuresti seotud SKT tasemega – kõrge SKT-ga riikides on ka VOLL tavaliselt kõrgem kui madalama SKT-ga riikides. Eestis on Konkurentsiamet VOLL-iks määranud 7287⁹ €/MWh ning see suurus hinnatakse ümber vähemalt iga viie aasta tagant¹⁰.

CONE ja VOLL väärtuste kaudu on võimalik määrata sotsiaalmajanduslikult optimaalne piirangutundide arv vastavalt järgnevale valemile:

$$LOLE_{norm}(h) = \frac{CONE (EUR/MW)}{VOLL (EUR/(MWh))}$$

Eestis on kehtestatud optimaalne varustuskindluse tase piirangutundidele (LOLE) keskmiselt üheksa tundi aastas¹¹. See tähendab, et ühiskonnale on soodsam lasta tekkida mõned tunnid, kus kogu tarbimist ei suudeta turupõhiselt katta, kui nende üksikute tundide jaoks ehitada lisatootmisvõimsust. Kui neid tunde on rohkem kui üheksa, siis on kahju ühiskonnale suurem kui uue võimsuse investeeering ning siis on võimsuste lisamine sotsiaalmajanduslikult põhjendatud. Iga-aastased süsteemi võimekuse analüüsid ja eristsenaariumid hinnatakse vastavalt mainitud normile.

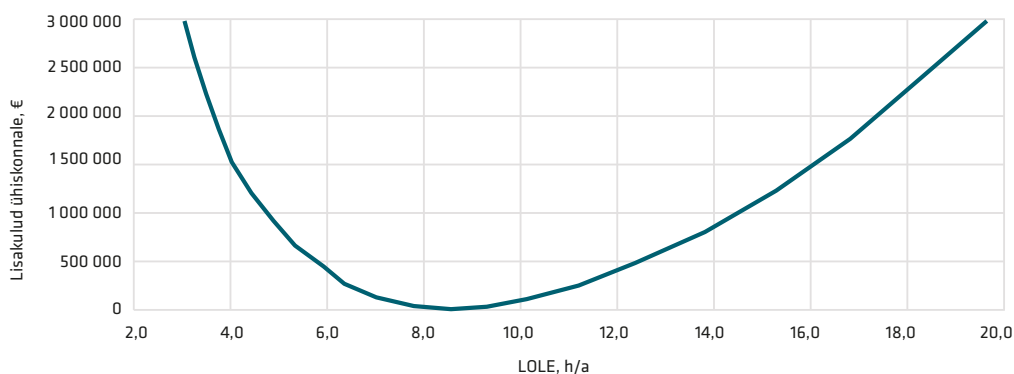
Kui kalduda optimaalsest üheksast tunnist kõrvale, kannab ühiskond suuremaid kulusid. Joonis 4.3 näitab, millisel määral kulud ühiskonnale kasvavad, kui varustuskindluse norm oleks midagi muud kui optimaalne. Kui lisada rohkem võimsusi, soovides saada näiteks LOLE kolme tunni peale (varustuskindluse norm Poolas, Ühendkuningriigis ja Prantsusmaal), maksaks Eesti tingimustes ühiskond selle eest ligi 3 MEUR aastas rohkem.

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

10 https://www.konkurentsiamet.ee/sites/default/files/Yhishuviprojektid/otsus_uhishuviprojekti_nr_4.8._piiriuleste_kulude_jaotuse_kohta.pdf

11 <https://www.riigiteataja.ee/akt/112052021001>

Joonis 4.3
Sotsiaalmajandusliku
kulu kõver vastavalt
LOLE tasemele¹²



4.1.2 Strateegiline reserv

Eesti süsteemi võimekuse probleem võib seisneda erakordsete sündmuste tagajärjel tekkinud olukorrale, kus tiputarbimisega periood on kokku sattunud madala kohaliku toodangu ja mitteplaaniiliste erakordsete sündmustega elektrivõrgus. Eesti süsteemi analüüsid on suurima tagajärgena 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 uuring¹³, 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.

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.

Strateegilist reservi nähakse ka 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.

12
13

https://elering.ee/sites/default/files/2021-10/Varustuskindluse%20standard_2.pdf
<https://elering.ee/sites/default/files/public/T%26A/Study%20on%20a%20Capacity%20Remuneration%20Mechanism%20for%20Estonia.pdf>

4.2 SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS

Euroopa elektri siseturu määruses 943/2019 on kirjeldatud, milline näeb välja parim praktika Euroopa liikmesriikide süsteemi võimekuse analüüsiks ning selle hiljuti täiendatud metoodika on kirjeldatud oktoobris 2020 avaldatud ACER-i dokumendis „Methodology for the European resource adequacy assessment“¹⁴. Elering teeb koostööd ENTSO-E ja teiste Euroopa süsteemihalduritega, et seda metoodikat rakendada. Praegu ja järgnevatel aastatel on elektrisüsteem veelgi enam kiires muutuses ning varustuskindluse tagamiseks peavad riigid tegema koostööd ja panustama analüüsimeetodike arendamisele.

4.2.1 Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs

Kuna süsteemi võimekus on regionaalne väljakutse, siis on ENTSO-E-le antud kohustus hinnata süsteemi võimekust üleeuroopaliselt, kasutades samuti metoodikat, mis on kirjeldatud eelnimetatud ACER-i dokumendis.

ENTSO-E koostab igal aastal üleeuroopalise elektrisüsteemi võimekuse analüüsi ERAA (European Resource Adequacy Assessment; varasema nimega Mid-Term Adequacy Forecast – MAF). Analüüsi aluseks on Euroopa süsteemioperaatorite esitatavad andmed iga riigi tootmisvõimsuste, tarbimise ning ülekandevõimsuste kohta ja kogutud andmeid sisaldav üleeuroopaline turu modelleerimise andmebaas (PEMMDB). Elering kontrollib enda parimate teadmiste järgi andmete kvaliteeti ja õigsust nii Eesti kui ka naaberriikide kohta. Aruande ajaline perspektiiv on kuni 2030. aastani ning tulemused sisaldavad kõigi Euroopa riikide elektrisüsteemi võimekuse indikaatoreid aastatel 2025 ja 2030. Nimetatud aastate analüüsides võetakse andmete aluseks kõigi Euroopa Liidu riikide esitatavad riiklikud energia- ja kliimakavad.

ERAA analüüs on äärmiselt mahukas nii andmebaaside, geograafilise ulatuse, ajatelje ja erinevate analüüsi vormide poolest. Paljud TSO-d, Elering kaasa arvatud, teevad vahetut koostööd töögruppides, kus koostatakse vajalikke turumudeleid, analüüsitakse tulemusi ning koostatakse aruanne. Selline proaktiivne osalemine võimaldab näha süsteemi võimekust tervikliku pildina.

ERAA 2021 vaatab eelnimetatud aastaid 2025 ja 2030 mitme erineva stsenaariumi põhjal:

1. 2025. aasta tavaolukorras ehk praegune parim teadmine. Selles stsenaariumis on arvestatud kõikide Euroopa TSO-de parimate teadmistega süsteemi võimekuse sisendandmete kohta. Andmed tuginevad peamiselt NECP (National Energy and Climate Plans) eesmärkidele ning teistele samaväärsetele teekaartidele, mis erinevatel riikidel on välja töötatud 2025. aasta kohta;
2. 2025. aasta, mil on oodatust väiksem soojuselektrijaamade võimsus. Tundlikkuse analüüs ERAA 2021 tulemustele hõlmab endas TSO-de stsenaariumeid, kus valitud aastatel on parima teadmisega võrreldes vähem soojuselektrijaamu. Põhjus võib olla see, et planeeritavaid ja/või ehitusel olevad võimsused ei saada õigeks ajaks valmis või ei realiseeru need üldse. Teiseks, olemasolevad jaamad peavad sulguma oodatust varem, kuna ei suuda enam turul konkureerida ja jäävad kahjumisse;
3. 2025. aasta majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi põhjal leitud muutustega KOOS praegu teadaolevate võimsusmehhanismidega;
4. 2025. aasta majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi põhjal leitud muutustega ILMA praegu teadaolevate võimsusmehhanismideta;
5. 2030. aasta tavaolukorras ehk praegune parim teadmine. Andmed tuginevad peamiselt NECP (National Energy and Climate plans) eesmärkidele ning teistele samaväärsetele teekaartidele, mis erinevatel riikidel on välja töötatud 2030. aasta kohta;
6. 2030. aasta, mil on oodatust väiksem soojuselektrijaamade võimsus (tundlikkusanalüüsina). Tundlikkuse analüüs ERAA 2021 tulemustest hõlmab endas TSO-de tõenäolisi stsenaariumeid, kus valitud aastatel on oodatust vähem soojuselektrijaamu.

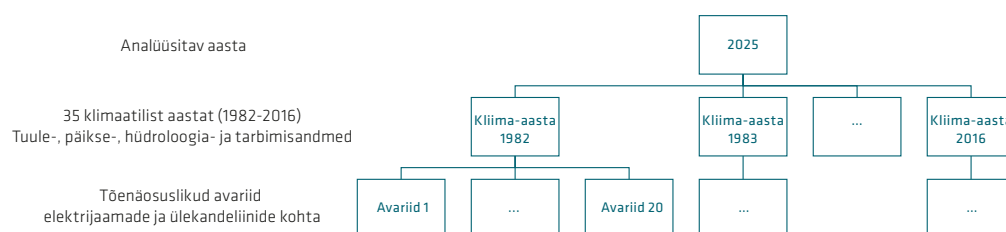
¹⁴ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf

4.2.2 Töenäosusliku analüüsi meetoodika

Eleringi ja ENTSO-E kasutatav analüüsi meetoodika on maailmas sellisel skaalal kõige põhjalikum ja täpsem viis hinnata pikaajalist elektrisüsteemi võimekust. Sellesse panustavad igal aastal sajad eksperdid Euroopa TSO-dest. Kasutatud andmed ja eeldused on kontrollitud ja kinnitatud Euroopa süsteemihaldurite poolt, mis teeb tulemused usaldusväärseks.

Elektrisüsteemi võimekust hinnatakse töenäosusliku meetodi abil. Meetoodika baseerub Monte Carlo meetodil, mille kohaselt optimeeritakse 35 kliima-aasta iga tund, millel on igaühel erinevad tunnipõhised väärtused tarbimise, tuuleolude, päikse kiirguse, hüdroloogilise olukorra kohta. Simulatsioonide käigus genereeritakse juhuslikult toimuvad süsteemielementide avariid (vt joonis 4.4). See tähendab, et nimetatud analüüsi iga stsenaarium koosneb 700-st simuleerimise teel optimeeritud aastast – 35 kliima-aastast – ning igaühe kohta 20 juhuslikku avariiprofiili. Suure hulga simulatsioonide teostamisel on ootuspäraseks tulemuseks, et lisaks tavapärastele olukordadele tekib ka ebatöenäoliseid ja ekstreemseid olukordi, kus näiteks mitme suure elektrijaama avariiga samal ajal on ka tiputarbimine ning satub olema madal taastuvenergia tootmine, mis on süsteemi võimekuse koha pealt oluline situatsioon.

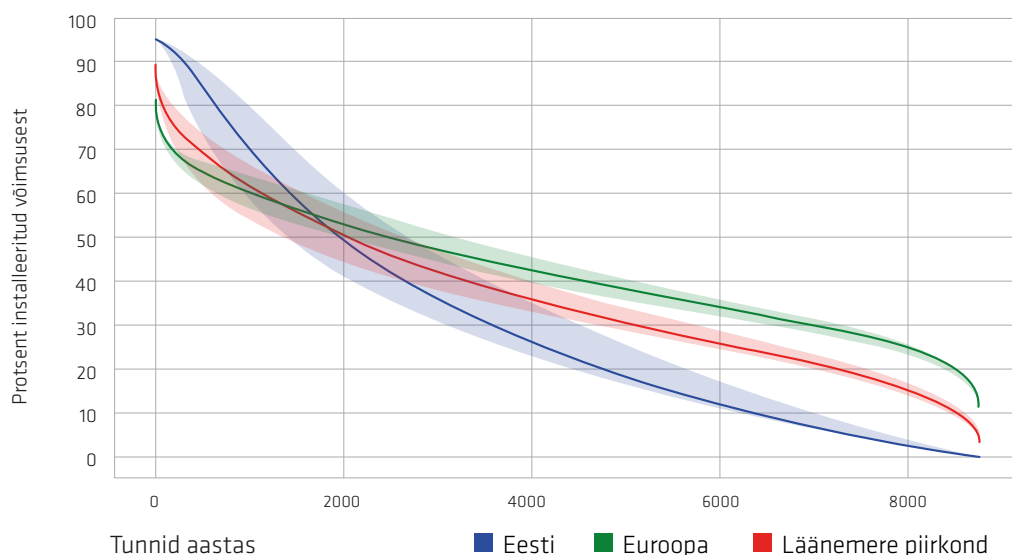
Joonis 4.4
Monte Carlo
simulatsioonide
skeem



Selline analüüs võimaldab hinnata elektrisüsteemi võimekuse puudujäägi töenäosust. Simulatsioonide tulemusena arvutatakse välja aasta keskmine andmata energia (EENS) ning keskmine piirangutundide arv (LOLE). Detailsemalt saab ENTSO-E meetoodikaga tutvuda ERAA¹⁵ kodulehel, kus on ka materjal sisendandmete kohta. Analüüsi tulemustena on välja toodud EENS ja LOLE näitajad Euroopa riikides aastate 2025 ja 2030 jaoks erinevate stsenaariumite korral, mis sisaldavad tootmisvõimsuste arengut Euroopa riikides praeguste parimate teadmiste kohaselt ning tundlikkuse analüüsi.

Esimest korda on kasutusele võetud ka kliima andmebaas, mis on kohandatud kliimamuutustest tulenevate oodatavate mõjudega. Joonis 4.5 ja joonis 4.6 kujutavad olulisemaid näiteid erinevatest kestvuskõveratest, mis erinevate aastate lõikes iseloomustavad kliima-aastate muutlikkust ressurside seisukohalt. Joonisel 4.5 tähistavad sinine, punane ja roheline joon keskmist aasta kestvuskõverat ning seda ümbritsev samavärviline ala tähistab minimaalse ja maksimaalse tuuletootlikkusega aasta kestvuskõverat, ehk enamik profiilidest jääb kõikides punktides selle ala sisse. Simuleerides kõiki taoliseid ajaloolistel andmetel põhinevaid ja kliimamuutusi arvesse võtvaid olukordi, on võimalik vaadata ka kõige ekstreemsemaid olukordi nagu erakordselt kuivad aastad ja/või erakordselt tuulevaesed aastad.

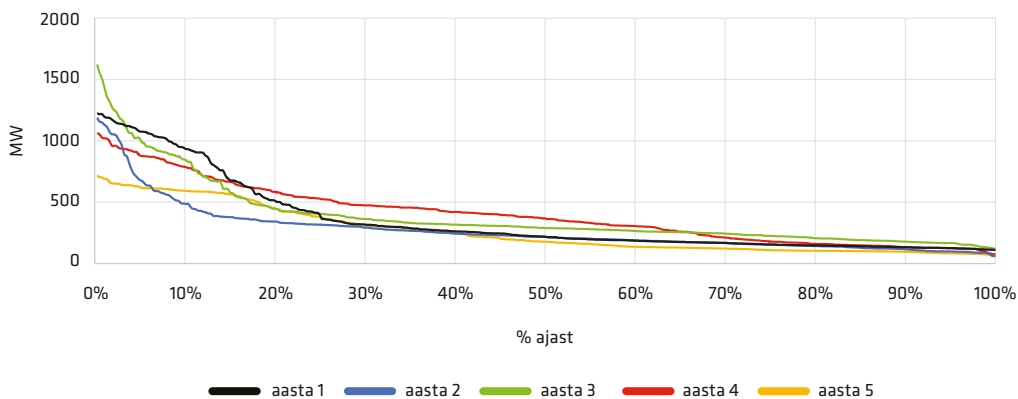
Joonis 4.5
Tuuleressursi variatsioon
aastate lõikes ja
geograafilise ala lõikes



Joonisel 4.5 on näha, et kui vaadata suuremat geograafilist ala kui Eesti, siis kõige väiksem väärtus, mis samaaegselt tuuletootmisel kättesaadav on, ületab 0 %. See tähendab, et terve aasta peale pole ühtegi tundi, kus kogu regiooni peale tuuleenergia tootmine on 0 MW. Kui vaadata Eesti kestvuskõverat, siis võib esineda 0-tootmisvõimsusega tunde, kuid Läänemere piirkonnas on sõltuvalt kliima-aastast kindel tootmisvõimsus kuni 10% ning terves Euroopas vähemalt 10%. Need kestvuskõverad jooned nihkuvad veel ülespoole, kui arvestada ainult talvekuid, kus reeglina on ilmad tuulisemad. Talvisel ajal on kogu Euroopa peale minimaalne tuuleenergia tootmine ca 16% installeeritud võimsusest.

Vaadates hüdroelektrijaamadest hooajalist energia kättesaadavust (joonis 4.6), on erinevate kliima-aastate jooksul erinevused isegi suuremad kui tuule puhul. Rohkete ja väheste sademetega aastate vahel võib Balti riikides olemasoleva hüdroenergia vahe olla isegi kahekordne. Siin on arvestatud vaid Läti ja Leedu jõgede sissevoolu hulkadega, kuna Eestis on nii vähe installeeritud võimsust, et selle modelleerimine ei oma süsteemi võimekuse analüüsides nähtavat mõju.

Joonis 4.6
Baltikumi hüdroenergia
sissevoolu kestvuskõverad

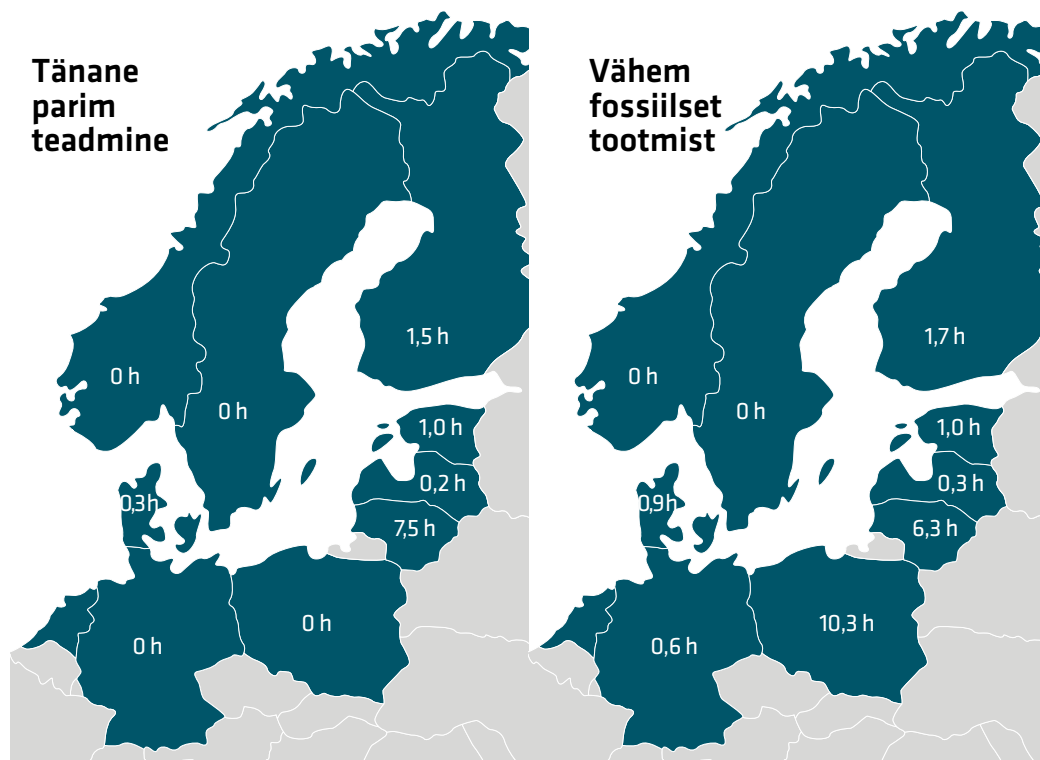


Nagu joonistelt näha, on kliima-aastate mõju hüdroenergia tootmise mahtudele suur. Seetõttu on oluline kasutada süsteemi võimekuse analüüsides suurt hulka erinevaid kliima-aastaid, mis annaksid statistilise ülevaate tuleviku tingimustest. See tagab realistliku ülevaate võimalikest olukordadest ning nende tekkimise tõenäosusest. Selle peatüki eesmärk on illustreerida mõnda peamist ressursi graafiliselt, et anda edasi sisendite muutlikkust, millega tõenäosuslik modelleerimine arvestab. Kõik kasutatud kliimaandmed on avalikult kättesaadavad ka eelmise aasta ENTSO-E süsteemi võimekuse kodulehel¹⁶ Pan-European Climate Database failina.

4.2.3 Süsteemi võimekuse tulemused 2025. aastal

Joonise 4.7 vasakpoolne osa „Tänane parim teadmine“, mida kasutame baasstsenaariumina, näitab, et Läänemere regioonis on 2025. aastal kõikidel riikidel süsteemi võimekus tagatud. Parempoolne joonis kujutab 2025. aasta kohta tehtud analüüsi tulemusi, kui peaks toimuma kiirendatud dekarboniseerimine ja süsteemis on vähem fossiilset tootmisvõimsust kui baasstsenaariumis. Mõlema stsenaariumi korral on süsteemi võimekus Eestis kõrgel tasemel ja vastab varustuskindluse normile. Lisaks süsteemi võimekusele on peatükis 4.2.7 hinnatud olemasolevate elektrijaamade majanduslikku jätkusuutlikkust ja uute investeeringute konkurentsivõimet. Stsenaariumites tekkinud EENS on välja toodud aruande lõpus olevas lisas 1.

Joonis 4.7
ERAA2021 2025. aasta
LOLE tundide arv



Vähendatud fossiilse tootmisvõimsuse stsenaariumis on kõige märkimisväärsamad muutused Poolal ja Saksamaal, kus on baasstsenaariumiga võrreldes vähendatud juhitavaid elektrijaamu vastavalt 5,2 GW ja 3,4 GW võrra. Poola sulgeb 2025. aastaks:

- 4,2 GW söejaamu.
- 1 GW pruunsöe jaamu.

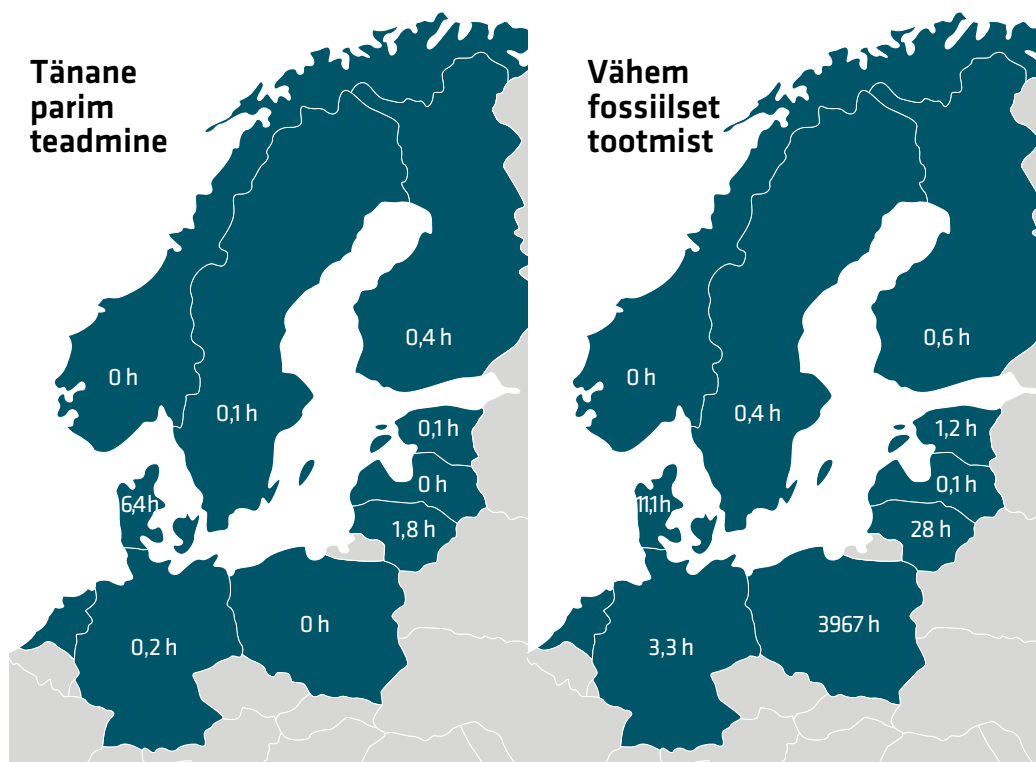
4.2.4 Süsteemi võimekuse tulemused 2030. aastal

Sarnaselt 2025. aastaga on ka 2030. aasta kohta analüüsitud kahte stsenaariumit – parim teadmine ehk baasstsenaarium ning vähem fossiilset tootmist ehk kiirendatud dekarboniseerimise stsenaarium. Tulemused piirangutundide kohta on toodud joonisel 4.8. Stsenaariumites tekkinud EENS on välja toodud aruande lõpus olevas lisas 1.

Baasstsenaariumis ehk tänase parima teadmise kohaselt on regionaalselt kõikides riikides peale Taani varustuskindluse tase kõrge. Võrreldes 2025. aastaga on enamikel riikidel olukord paranenud või jäänud sarnaseks. Selle üheks peamiseks põhjuseks on taastuvenergia, eriti tuulevõimsuste suur kasv – 5 aasta jooksul planeeritakse Läänemere regiooni lisada umbes 43 GW tuuleenergia tootmisvõimsust, millest 55% on planeeritud Saksamaale. Kõige märkimisväärsamad fossiilsetel kütustel töötavate võimsuste planeeritud sulgemised vahemikus 2025 ja 2030 on:

- Saksamaal – sulgetakse ligikaudu 9,5 GW gaasi-, söe- ja õlijaamu.
- Soomes – sulgetakse 900 MW söe- ja gaasijaamu.
- Poolas – sulgetakse 500 MW söejaamu.

Joonis 4.8
ERAA2021 2030. aasta
LOLE tundide arv



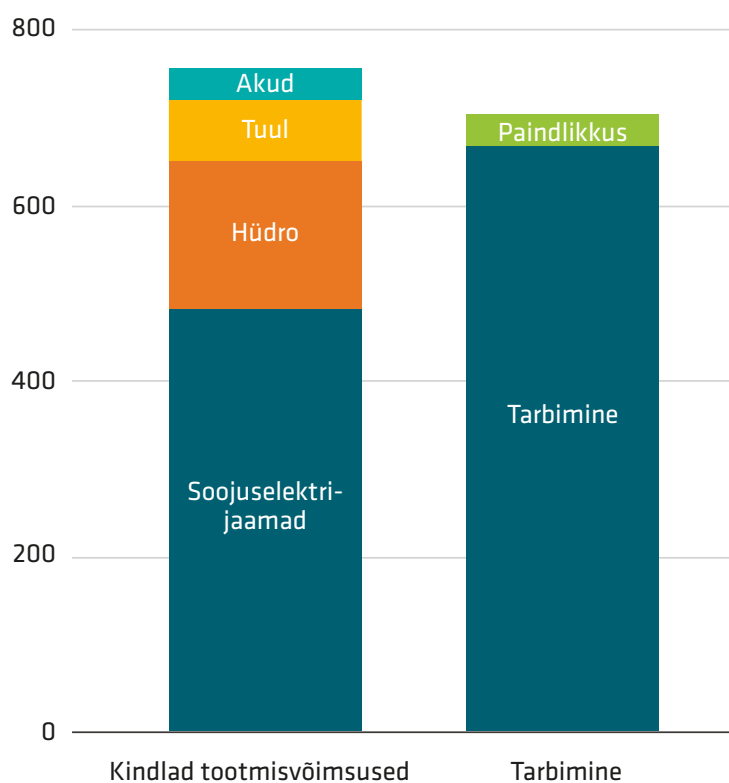
Stsenaariumis, kus on vähendatud fossiilsetel kütustel töötavate elektrijaamade võimsust, on kõige märkimisväärsamad riigid Poola ja Saksamaa, kus on juhitavaid elektrijaamu vähendatud vastavalt 17,2 GW ja 4,8 GW võrra. Selle stsenaariumi mõju 2030. aasta piirangutundide arvule on nähtav joonisel 4.8. Antud kontekstis on väiksema fossiilse tootmisvõimsuse stsenaarium tundlikkusanalüüsi eesmärgiga, mis annab ülevaate, kui palju mõjutaks kiirendatud dekarboniseerimine regionaalset varustuskindlust ilma täiendava tootmisvõimsuse lisamiseta. Kuna antud näitliku stsenaariumi realiseerumiseni oleks üle kaheksa aasta, siis on piisavalt aega uute tootmisvõimsuste rajamiseks ja Elering ei pea sellise stsenaariumi realiseerumist realistlikuks.

Riigid nagu Poola, Leedu ja Taani saaksid taolistest sulgumistest kõige suurema mõju osaliseks. Poola on väga suures sõltuvuses fossiilsetel kütustel töötavatest jaamadest. Baasstsenaariumi kohaselt on Poolas koguvõimsus ligikaudu 50 GW, sellest 26 GW on fossiilsed jaamad ning 23 GW varieeruva võimsusega nagu päikese-, tuule- ja hüdroelektrijaamad, ülejäänud 1 GW on muu taastuv nagu prükipõletusplokid ja biomassil töötavad jaamad. Vähendatud fossiilse stsenaariumi kohaselt sulgeks Poola 2030. aastaks:

- 7 GW ulatuses pruunsõejaamu.
- 10,2 GW kivisõejaamu.

Taoline võimsuste vähendamisele järgnev tulemus ei ole üllatav, sest kui sõest sõltuvalt riigilt võtta ära 63% oma juhitavatest võimsustest, tekib suur puudujääk. Defitsiidi tekkimist aitab leevendada asjaolu, et Poolas on rakendatud võimsusmehhanism ning selle abil subsideeritakse tarbimise katmiseks vajalikke tootmisvõimsusi.

Joonis 4.9
Proгноositavad
elektritootmise ja tarbimise
võimsused Euroopas aastal
2030, millele saab tipuajal
toetuda



Euroopas on parimate teadmiste kohaselt 2030. aastal sellist võimsust, millele saab tipuajal toetuda, rohkem kui maksimaalset samaaegset tiputarbimist. Joonise 4.9 koostamisel on kasutatud järgnevaid eeldusi:

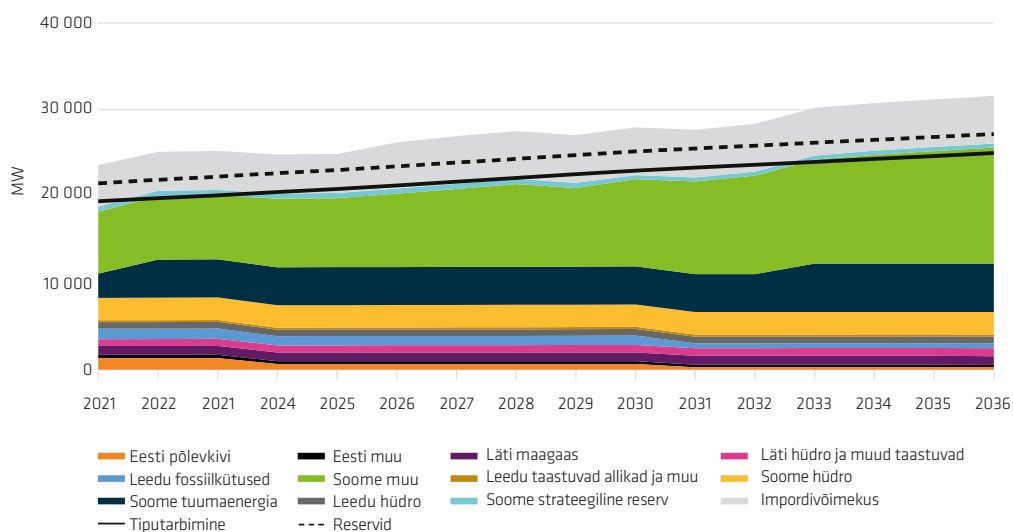
- reservide tagamine toimub soojuselektrijaamade ja hüdroelektrijaamade abil – selleks vajalikud võimsused on maha arvatud kindlate tootmisvõimsuste summast;
- maksimaalne samaaegne tarbimine on 35 modelleeritud kliima-aasta kõrgeim üheaegne tunnitarbimine Euroopas. Tiputarbimise ajal on tavaliselt elektri hinnad kõrged ning paindlikul tarbimisel (DSR) on ajendit, et end alla koormata;
- tiputarbimise ajal on kasutatav hüdroelektrijaamades, mis töötavad veehoidla põhimõttel 80% turbiinide installeeritud võimsusest ning otsevoolu elektrijaamades 30% turbiini installeeritud võimsusest;
- tiputarbimise ajal on kasutatav 16% installeeritud tuuleenergia võimsusest. Maksimaalne tiputarbimine tekib reeglina talvel, mil Euroopas igal ajahetkel puhub kuskil tuul ning vähemalt 16% võimsusest toodab;
- lisaks pumphüdroelektrijaamade salvestusele on 2030. aastaks prognoositud ka märkimisväärne akude võimekus. Siinkohal on eeldatud, et tiputunni katmiseks on kasutatav 80% nimivõimsusest.

4.2.5 Regionaalsed deterministlikud analüüsid

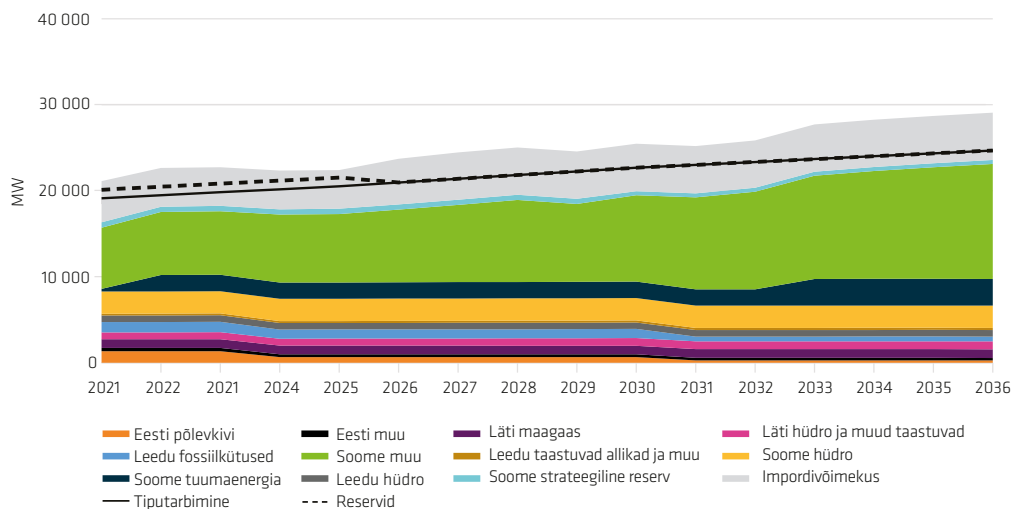
Deterministlikus meetodis kõrvutatakse eeldatavad kasutatavad tootmis- ja ülekandevõimsused uuritavates riikides prognoositud elektrienergia tipunõudluse ja vajalike reserve kogusega visuaalselt. Meetodika eelis on selle lihtsus ja aastane resolutsioon.

Analüüsis eeldatakse ühtse elektrituru kui terviku toimimist. Alates 2025. aasta lõpust on arvestatud Baltimaade sünkroniseerimisega Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga. Tootmisvõimsuste eeldused põhinevad elektritootjate esitatud andmetel ja süsteemihalduri hinnangul, arvestades kliimapolitika eesmärke ja arenguid taastuvenergia valdkonnas. Baltikumis ei ole arvestatud tipukoormuse ajal kasutatava tuule- või päikeseenergia tootmisvõimsustega, kuna täna esineb veel talveperioodil tunde, mil Baltikumi summaarne toodang nimetatud allikatest on null. Soomes on aga geograafiliselt tuuletootmine suurema ala peale hajutatud ning tiputundide katmisel on tuulevõimsuseks arvestatud 6% installeeritud võimsusest.

Joonis 4.10
Kasutatavad tootmis-
ning ülekandevõimsused
Baltikumis ja Soomes
perioodil 2021-2036



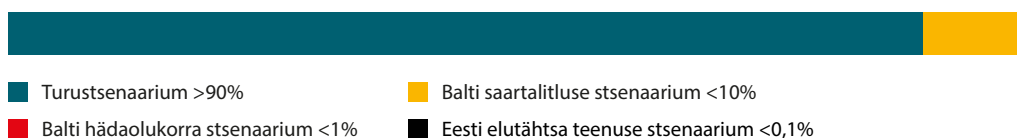
Joonis 4.11
Kasutatavad tootmis-
ning ülekandevõimsused
N-2 stsenaariumis
Baltikumis ja Soomes
perioodil 2021-2036



4.2.6 Erakorralised stsenaariumid

ENTSO-E koostatav üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse hinnangu (ERAA) järgi vastab Eesti süsteemi võimekuse tase varustuskindluse normile, kuid ERAA eeldab toimivat Euroopa elektriturgu ning ei arvesta võimalike väga madala tõenäosusega sündmustega. Lisaks sellele kimbutavad Euroopa energiapõhist elektriturgu mitmed turutõrked, mistõttu on süsteemi võimekuse tagamiseks vajalike investeeringute turupõhine teke mitmes Euroopa riigis kahtluse alla seatud. Nendel põhjustel on Elering analüüsinud lisaks täiendavaid toimepidevusstsenaariume. Stsenaariumeid analüüsid kasutame deterministlikku meetodit. Visualiseerimaks turustsenaariumist erinevate toimepidevusestsenaariumite madalat tõenäosust, koostati joonis 4.12, mis väljendab Eleringi hinnangul stsenaariumite tõenäosusi.

Joonis 4.12
Eriststsenaariumite
esinemise hinnanguline
tõenäosus

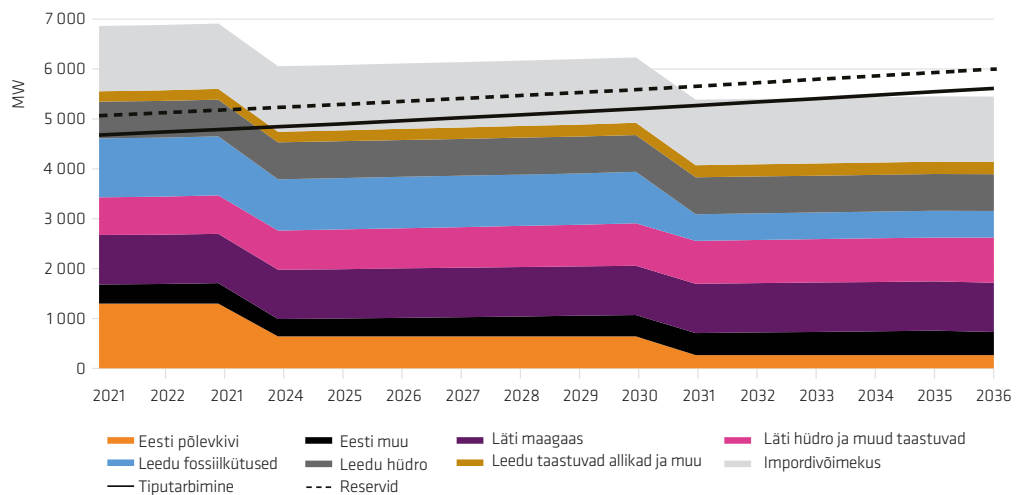


4.2.6.1 Balti saartalitluse stsenaarium

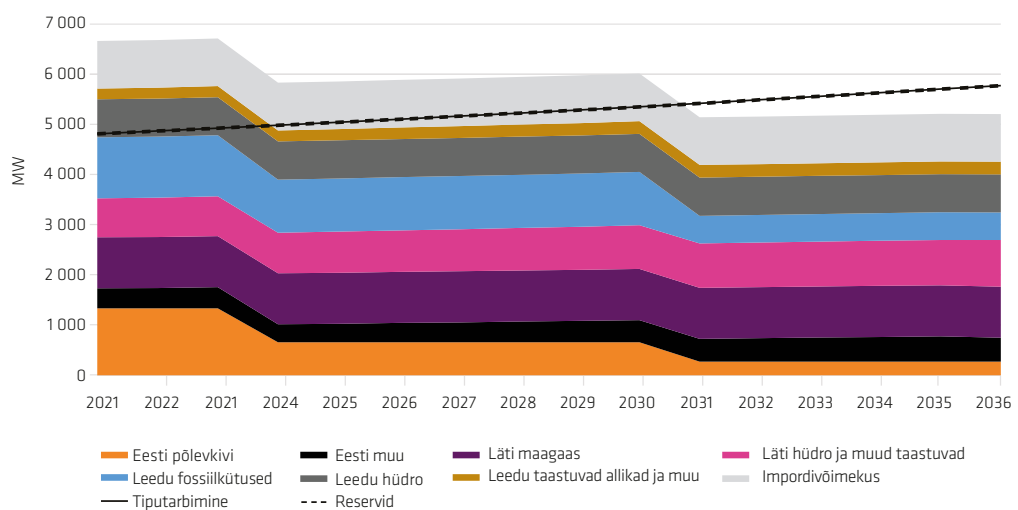
Eeldused:

- Balti riigid peavad olema valmis Balti sünkroonala stsenaariumiks igal ajahetkel, ilma et selle stsenaariumi realiseerumine tooks kaasa tarbimise planeeritud piiramist.
- 2025. aasta lõpuni on Balti riikide sünkroontöö IPS/UPS energiasüsteemiga kiiresti ja kokku leppimata lõppenud. Balti riigid on jäänud saartalitluse ja moodustavad eraldi Balti sünkroonala.
- Kiire resünkroniseerimine IPS/UPS süsteemiga pole võimalik, vajalik võimekus töötada kuni 12 kuud iseseisvalt kuni erakorralise sünkroniseerimiseni Mandri-Euroopaga.
- Pärast 2025. aastat on Leedu-Poola vahelduvvoolu ühendus katkenud ning Baltimaad peavad vahelduvvoolu ühenduse taastamiseni iseseisvalt hakkama saama.
- Alalisvooluühendused Põhjamaade ja Poolaga on kasutatavad, kuid vähendatud mahus, arvestades suurima elemendi piiranguga 400 MW. Suurimad tootmisvõimsused on samuti piiratud 400 MW-ga.
- N-1 olukord tähendab veel ühe alalisvoolukaabli väljalülitust.
- Balti riigid sõltuvad antud olukorras kiirete sagedusreservide osas alalisvooluühendustest naabersüsteemidega.
- Balti riikides peab olema piisavalt kindlaid tootmisvõimsuseid.

Joonis 4.13
Balti saartalituse
stsenaarium



Joonis 4.14
Baltikumi saartalituse
N-1 stsenaarium



Joonisel 4.13 ja joonisel 4.14 toodud Balti sünkroonala stsenaariumi analüüs näitab, et teadaolevate juhitavate tootmisvõimsustega ja ülekandevõimsustega oleks Baltimaade süsteemi võimekuse tase kaetud kuni aastani 2030. Aastast 2030 võib esineda olukordi, kus tiputarbimise perioodil pole võimalik hoida piisavas koguses reservi ning N-1 olukorras võib esineda tootmisvõimsuste puudujääki. Elering on koos teiste Baltimaade süsteemihalduritega loomas saartalitluses opereerimise valmidust, nimetatud valmisolek luuakse sünkroniseerimise projekti raames tehtavate investeeringutega. Saartalitlusse jäämise riski mõju meie elektrisüsteemi stabiilsusele väheneb järk-järgult tehtavate investeeringutega.

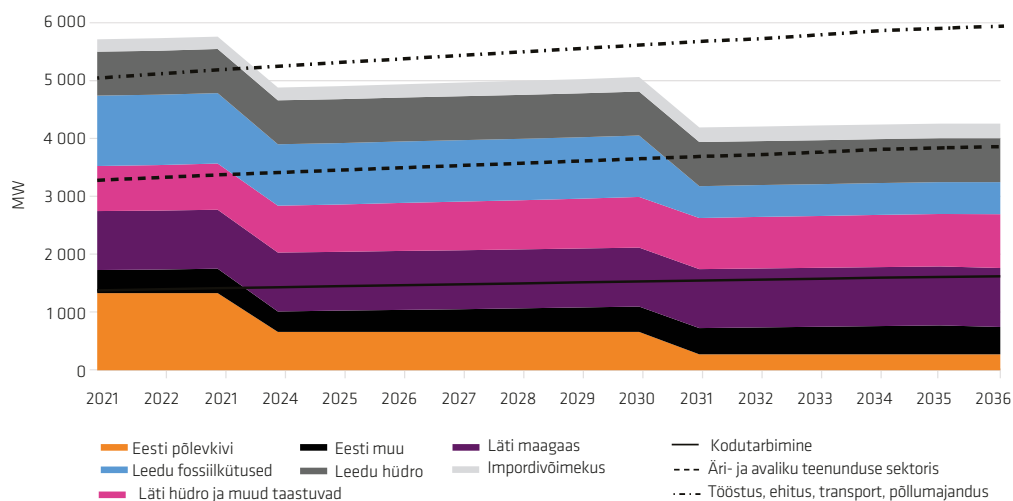
Praeguse hinnangu alusel peab Balti sünkroonala stsenaariumi realiseerumisel olema Eesti elektrisüsteemis umbes 1000 MW kindlat tootmisvõimsust. Koosmõjus teiste regioonis olevate tootmisvõimsustega ning vähendatud mahus kasutatavate alalisvooluühendustega on sellisel juhul võimalik tagada Eesti elektritarbimine tipukoormuse ajal ning varustuskindluse normi täitmine.

4.2.6.2 Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium

Eeldused:

1. Kuni 2025. aasta lõpuni – Balti riigid on jäänud saartalitlusse IPS/UPS energiasüsteemist ja moodustavad eraldi Balti sünkroonala.
2. Pärast 2025. aasta lõppu – Balti riigid on jäänud saartalitlusse Euroopa energiasüsteemist ja moodustavad eraldi Balti sünkroonala.
3. Alalisvooluühendused teiste regioonidega puuduvad.
4. Stsenaariumi kestuseks eeldatakse kahekuulist perioodi, millega oleks potentsiaalselt võimalik vähemalt üks alalisvoolu ühendus taastada.
5. 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 4.15
Baltikumi hädaolukorra
toimepidevuse
stsenaarium



Antud stsenaariumi korral, kus mitte ükski Baltimaade alalisvooluühendus ei ole kasutatav, juhitavad tootmisvõimsused lähevad tööst välja ning prognoositav tarbimiskoormus kasvab, pole võimalik kogu tarbimist tootmisvõimsustega igal hetkel katta. Analüüs näitab, et alalisvooluühenduste puudumise korral oleks Baltimaades elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt kindlasti võimalik tagada kodumajapidamiste, äri- ja avaliku teeninduse sektori elektrivarustus, muude sektorite elektrivarustust peaks vajadusel 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 väljalülitamist. Sagedusreservide võimekuse kohta Balti riikides saab lugeda täpsemalt peatükis 2.2.1.2, 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 Kesk-Euroopa sagedusalast, nelja alalisvoolu ühenduse üheaegne katkemine ning piisavalt kõrge tarbimine talveperioodil. Tõenäosus, et kõik loetletud sündmused võiksid juhtuda samaaegselt, on vähem kui korra 100 aasta jooksul.

4.2.6.3 Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium

Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium kirjeldab olukorda, kus Eesti on kaotanud kõik ühendused naaberriikidega. Sellises situatsioonis on prioriteet katta esmalt elutähtsa teenuse tarbimine, seejärel üldhuviteenuse tarbimine. Elutähtis teenus on defineeritud kui teenus, millel on ülekaalukas mõju ühiskonna toimimisele ja mille katkemine ohustab vahetult inimeste elu või tervist või teise elutähtsa teenuse või üldhuviteenuse toimimist.

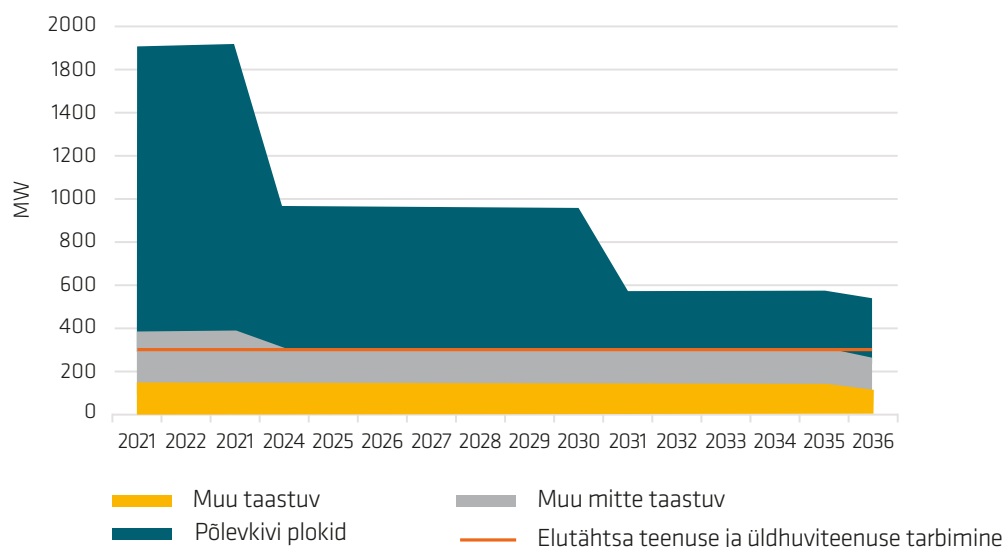
Eeldused:

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

Joonisel 4.16 võib näha, et Eestis on elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse tarbimine umbes 300 MW, mis on kogu vaadeldaval perioodil mitmekordselt kaetud. Antud väärtus on leitud koostöös jaotusvõrkudega, millega on enamik elutähtsa teenuse pakkujatest liitunud. Tegelik elutähtsa teenuse tiputarbimine on üle 100 MW võrra 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, mitte 170 MW-ga, mis oleks hinnanguline ainult elutähtsa teenuse tarbimise suurus.

Hoolimata sellest, et antud stsenaariumis on kõige olulisemad tarbijad kaetud, võib kriitilise olukorra tekitada elektrisüsteemi stabiilsuse ning tarbimise-tootmise tasakaalu tagamine.

Joonis 4.16
Eesti elutähtsa
teenuse
stsenaarium



Pärast 2030. aastat on Eleringi konservatiivse hinnangu põhjal Eestis oluliselt vähem kui 1000 MW kindlat võimsust, mis tähendab, et elektrisüsteemi ohutuks opereerimiseks oleks vaja tuua turule lisavõimsust, et tagada vajalik 1000 MW, mis on kirjeldatud peatükis 2.1.4.

4.2.6.4 Elektriyaamade majanduslik jätkusuutlikkus

Suur osa lisanduvatest ressurssidest toetuvad riiklikele energia- ja kliimakavadele (NECP), mille eesmärgiks on panna paika teetähised, et jõuda kliimaeesmärkideni. Selleks, et mõista, kas planeeritud elektriyaamad ka turutingimustes konkureerida suudavad, on analüüsitud elektriyaamade majanduslikku jätkusuutlikkust. Ka olemasolevate elektriyaamade peamiseks küsimuseks on, kas vananev tehnoloogia suudab tuleviku turutingimustes konkureerida ja piisavalt teenida, et kasumisse jääda.

Elektriyaamade majanduslikku jätkusuutlikkust (edaspidi EVA- Economic Viability Assessment) on hinnatud aastate 2025 ja 2030 kohta. ACER-i poolt kehtestatud EVA meetoodika¹⁷ rakendamine on mitmeaastane protsess, mida hakatakse järk-järgult täiustama ja seetõttu erinevad uuritud aastate puhul kasutatud meetodid. Prioriteediks valiti aasta 2025, mille hindamiseks kasutati põhjalikumat modelleerimist. Kasutatud meetodikaga on võimalik tutvuda ENTSO-E kodulehel¹⁸.

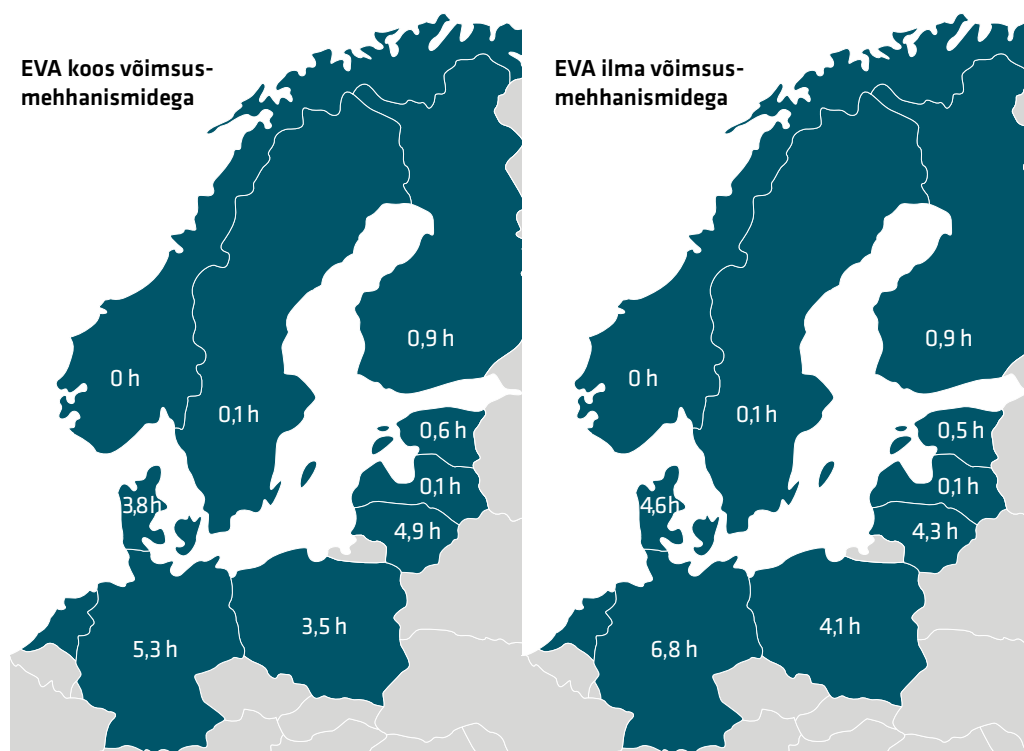
Elektriyaamade jätkusuutlikkus 2025. aastal

Analüüsiks kasutati samu mudeleid, mida süsteemi võimekuse hindamiseks peatükis 4.2.3, kuid mõningate lisadega. Hinnang koosnes kahest etapist:

1. Esimeses etapis analüüsiti, millised elektriyaamad on kasumlikud ja millised kahjumlikud. Kui elektriyaam ei suuda turul konkureerida ja oma püsi- ja muutuvkulusid tagasi teenida, siis on majanduslikult otstarbekam see sulgeda. Lisaks leiti, kas kuskil oleks ruumi uutele investeeringutele, mis end elektriturul ära tasuvad.
2. Teises etapis vaadati, kuidas optimeeritud elektrisüsteem suudab süsteemi võimekuse tagada.

Paljudes riikides on kasutuses erinevat tüüpi võimsusmehhanismid, mis vähemal või suuremal määral mõjutavad turul konkureerivate elektriyaamade tulusid, eriti süsteemi stressi hetkedel, kus elektri hinnad on VOLL tasemel või selle lähedal. Seda arvestades koostati kaks stsenaariumit - üks ilma olemasolevate võimsusmehhanismideta ja üks koos võimsusmehhanismidega. Stsenaariumites tekkinud EENS on välja toodud aruande lõpus olevas lisas 1.

Joonis 4.17
Aastal 2025
piirangutundide arvud
pärast elektriyaamade
majandusliku
jätkusuutlikkuse (EVA)
optimeerimist



17 https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf

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

Mudeli poolt optimeeritud sulgemised ja lisainvesteeringud olid riigiti väga erinevad. Sulgemisotsused tulenevad eelkõige elektrijaamade marginaalkuludest, konkurentsivõimest ja püsikuludest.

Energiaturu toimimise kohalt on kõige huvitavam olukord, kus vaadeldakse regiooni ilma võimsusmehhanismideta, mis on kohati turutõkkes.

Parempoolse joonise tulemused on saadud, kui EVA (ilma võimsusmehhanismideta) soovitas:

- Eestisse lisada 114 MW kombineeritud tsükliga gaasijaama.
- Sulgeda Leedus üks 75 MW õlijaam ja lisada 155 MW gaasijaamaga.
- Sulgeda Poolas 5 GW söejaamu.
- Sulgeda Rootsis ligi 200 MW gaasijaamu.
- Sulgeda Saksamaal ligikaudu 7 GW söejaamu, 1,7 GW gaasijaamu ja 0,4 GW õlijaamu.
- Sulgeda Taanis ligikaudu 440 MW õlikütusega jaamu ja lisada 180 MW kombineeritud tsükliga gaasijaamaga.
- Regioonis kokku sulgeda 14,7 GW jaamu ja juurde lisada 641 MW gaasijaamu.

Tegemist on vaid 2025. aasta põhjal tehtud analüüsiga ning seetõttu annab see vaid indikatsiooni võimalikest elektrijaamade sulgemistest ning uutest võimalikest investeeringutest. Suures pildis näitab see, et regioonis on vananevaid elektrijaamu, mis ei pruugi oma püsikuludid kaua enam turupõhiselt tagasi teenida ning kohati on mõistlik investeerida uutesse gaasijaamadesse.

Mudel leidis majandusliku optimumi elektrijaamade sulgemise ja uute ehitamise vahel. Sellest hoolimata tekib võrdlemisi kõrgeid LOLE väärtusi, mis annab märku, et ainult turupõhiselt ei pruugi Kesk-Euroopa riigid oma varustuskindluse normi täita. Kui sama trend jätkuks mitu aastat järjest, annaks see märku, et valitud riikide varustuskindluse norm on oma majanduslikust optimumist rangem.

2030. aasta elektrijaamade jätkusuutlikkus

2030. aasta kohta kasutati meetodikat, kus vaadeldi regiooni elektrijaamade kulusid ja tulusid. Analüüsis võrreldi elektribörsilt saadud kasumit (elektri müügitulu, millest on lahutatud tootmise muutuvkulud) nende tootmistehnoloogiate püsikuludega (sh fikseeritud opereerimise ja hoolduse kulud, kuid mitte uue võimsuse investeeringukulud). Analüüsi eelduseks on, et nii kaua kui elektrijaamad suudavad turult teenitud tuludega katta oma muutuvkulud ja püsikulud, ei suleta elektrijaamu enne tehnilise eluea lõppu.

Elektrijaamade tasuvus on tihedalt seotud nende muutuvkuludega, sest selle järgi selgub, kas elektrijaam saab mingil tunnil turule või mitte ja viimasest turule pääsenud jaama muutuvkulust kujuneb elektri_hind, mida kõik turuosalisel saavad (vaata peatükk 4.2.6.5). Muutuvkulud on jällegi tihedalt seotud erinevate eeldustega hindade kohta. Jätkusuutlikkuse analüüsis on kasutatud järgnevat eeldusi 2030. aasta kohta:

- Kivisüsi 8,9 €/MWh
- Maagaas 22,4 €/MWh
- Raske õli 40,7 €/MWh
- Põlevkivi 8,3 €/MWh
- Biomass 21,6 €/MWh
- CO₂ 70 €/tonn
- Eesti põlevkivi jaamad kasutavad 10-50% ulatuses kütuseks biomassi.

Sarnaselt 2025. aasta EVA analüüsile on ka 2030. aastal enamik Baltikumis asuvaid elektrijaamu konkurentsivõimelised ja suudavad oma muutuv- ja püsikulud turutingimustes ära katta. Leedu raskeõlil töötavate jaamade elektribörsilt teenitud tulu on mõlemal aastal väiksem nende püsikuludest, mis näitab, et nad on kahjumlikud. Oluline on märkida, et võimsuste jätkusuutlikkuse analüüs on tehtud ülalloodud eeldustel ning üleeuroopalise andmebaasi PEMMDB andmete põhjal. Eelduste ja võimsuste muutumisel muutuvad ka tasuvusarvutuse tulemused.

Mõlema aasta, 2025 ja 2030, elektriyaamade jätkusuutlikkuse analüüs viitab sellele, et Eestis sellel ajal turul olevad Narva elektriyaamade plokid (Auvere, Balti 11. plokk ja Eesti 8. plokk) suudavad oma püsikulud katta elektribörsilt teenitud tuludega. Sama võib ka öelda kõikide teiste soojusvõimsuste välja arvatud Leedu raskeõilil töötavate elektriyaamade kohta. Selles analüüsis ei ole arvestatud reservide pakkumisega seotud tuludega, mis alates 2026. aastast võib anda olulise panuse elektriyaamade jätkusuutlikkusse. Tulemuse osas on oluline rõhutada, et analüüs on teostatud üleval pool toodud eeldustel ning kui realiseerub teistsugune turuolukord, võib ka tulemus olla erinev.

4.2.6.5 Elektriyaamade tasuvusest elektriturul

Elektriturul kujuneb hind pakkumise ja nõudluse tasakaalupunktis. Turuosalisel esitavad börsile oma müügi- ja ostupakkumised, igas pakkumises on näidatud vastava pakkumise maht ning hind, millega turuosaline on valmis elektrienergiat ostma või müüma. Müügi- ja ostupakkumised järjestatakse hinna alusel ning tulemuseks on müügi- ja ostupakkumiste kõverad. Kõverate lõikumispunkt määrab käesoleval ajahetkel toodetud ja tarbitud elektrienergia ning vastava turuhinna.

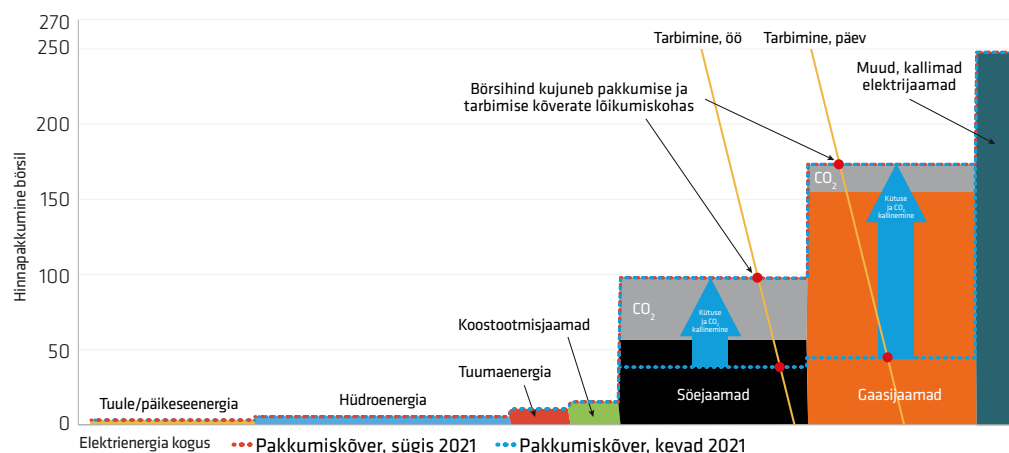
Elektrienergiat saavad tarbida kõik tarbijad, kes olid nõus vastavalt oma pakkumisele tarbitava energia eest maksma turuhinnaga võrdset või sellest kõrgemat hinda. Sarnaselt pääsevad tootjatest turule need, kes olid nõus elektrienergiat tootma turuhinnaga võrdse või sellest madalama hinnaga. Kõik turule pääsenud tootjad ja tarbijad saavad ja maksavad oma elektrienergia eest kujunenud turuhinda, hoolimata sellest, milline oli nende pakkumises kirjeldatud hind.

Siit koorub elektriturul oluline nüanss: elektrienergia turuhind kujuneb vastavalt kõige kallimale tootmisüksusele, mis antud hetkel turule pääseb. Isegi kui lõviosa tarbitud elektrienergiast kaetakse ära väikeste muutuvkuludega taastuvenergiaallikatega, kuid väikeses mahus on vajalik näiteks kalli maagaasil töötava elektriyaama käivitamine, on tulemuseks kõrge elektrienergia turuhind.

Joonis 4.18 illustreerib elektrienergia turuhinna kujunemist avatud turul. Joonisel on erinevad tootmisüksused indikatiivselt järjestatud hinna alusel. Punktis, kus koostatud tootmispakkumiste kõver lõikub tarbimiskõveraga, tekib vertikaalteljel elektrienergia turuhind sel ajahetkel. Lühiperioodil, kui oluliselt ei muutu turule pakkumisi tegevate elektriyaamade kogus ega ka näiteks kütuste hind, saab hind muutuda tänu tarbimise taseme muutusele. Elektrisüsteemis on tavapärase ööpäevane rütm, kus öösel on tarbimine madalam ning päeval suurem, millest tuleneb tavaliselt ka sarnase perioodiga kõikumine turuhindades.

Joonisel 4.18 on näidatud ka, kuidas 2021. aasta teisel poolel, peamiselt kütuste kallinemisest, kuid osalt ka EU ETS hinnatõusust on oluliselt kasvanud kivisöe- ja maagaasijaamade tootmiskulud ning seetõttu realiseerub turuhind tunduvalt kõrgemal tasemel kui varasemal perioodil. Seda hoolimata asjaolust, et süsteemi tootmisvõimsused on jäänud sarnaseks.

Joonis 4.18
Turuhinna kujunemine päev-ette elektriturul vastavalt tarbimisele ja jaamade tootmiskuludele



Joonisel 4.18 kujutatud olukord illustreerib muu hulgas asjaolu, et elektrienergia turuhind saab elektriyaamade kulude muutumisel märkimisväärselt muutuda, ilma et toimuks märkimisväärsed muutusi turu kasutuses olevas tootmisportfellis. Seega ei tähenda kõrgem hind alati halvemat süsteemi võimekuse olukorda.

4.3 TARBIMISE PROGNOOS

Järgnev alapeatükk annab ülevaate Eesti elektrisüsteemi võrgust võetava tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest teguritest ning eeldustest. Prognoosi uuendatakse vastavalt uuenenud statistikale ning valminud uuringute tulemustele. Tabelis 4.1 olevad väärtused on viimase viieteist aasta statistiline kogum ning järgnevate aastate prognoos.

Tabel 4.1
Tarbimise
statistika ja
prognoos kuni
2030

Tarbimise statistika			Tarbimise prognoos ¹⁹		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW	Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2006	7,8	1555	2022	8,4	1502
2007	8,2	1526	2023	8,4	1511
2008	8,3	1525	2024	8,5	1521
2009	7,8	1513	2025	8,6	1531
2010	8,2	1587	2026	8,6	1540
2011	7,9	1572	2027	8,7	1549
2012	8,1	1433	2028	8,8	1558
2013	7,9	1510	2029	8,8	1567
2014	8,1	1423	2030	8,9	1576
2015	8,1	1553			
2016	8,4	1472			
2017	8,5	1474			
2018	8,7	1544			
2019	8,6	1541			
2020	8,4	1409			
2021	6,6 ²⁰	1570 ²¹			

Prognoosimine on tehtud läbi ENTSO-E tarbimise modelleerimise, mis võtab arvesse erinevad otsesed muutujad nagu elektriautode arv, soojustampade arv, ajalooline tarbimine kui ka muud mõjurid nagu erinevad ilmastikutingimused ja kliimamuutusest tingitud temperatuuride soojenemine vastavalt kliima-aastatele („kliima-aasta“ olemust selgitati peatükis 4.2.2). Kui need muutujad Trapunta mudelis kokku panna, saab iga kliima-aasta kohta erineva tunnipõhise tarbimise profiili. Tabelis 4.1 prognoosi poolel on aastate keskmised väärtused, süsteemi võimekuse analüüsis on arvestatud ka erakordselt kõrge ja madala tarbimisega kliima-aastatega.

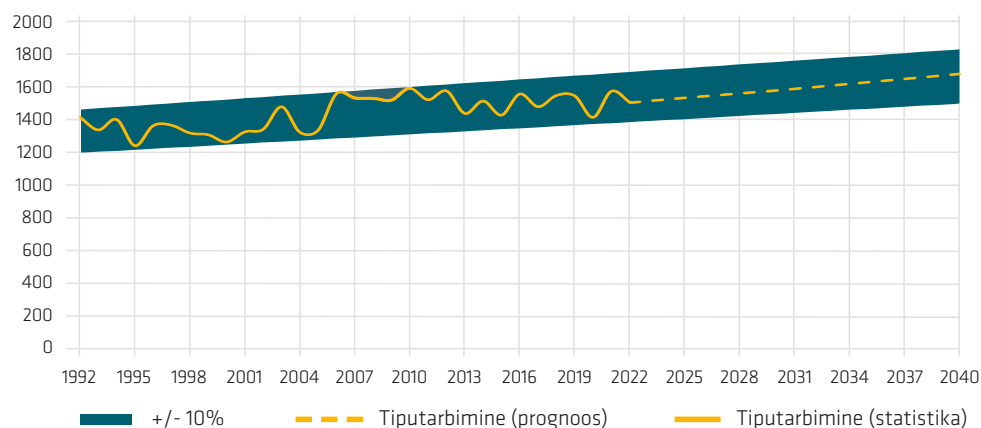
Alljärgneval joonisel 4.19 on illustreeritud tarbimise trendi ja varu, millega tuleb arvestada vastavalt elektrituruseadusele. Reaalse tiputarbimise väärtus on aasta-aastalt väga erinev, kuid trend on siiski üsna selge. Tulevikus on oodata siiski tarbimise kasvu kiirenemist ning seda eelkõige transpordi ja teiste sektorite elektrifitseerimise tõttu. Transpordisektori aastane energiatarve on ca 8 TWh. Näiteks 100 000 sõiduauto liikumisel elektritoitele kasvaks elektri tarbimine ca 0,3 TWh. Eeldades, et elektrimootoriga sõidukite kütusekulu on ca kolm korda madalam sise põlemismootoriga sõidukite kütusekulust, siis võiks kogu transpordisektori elektrifitseerimine tuua kaasa elektritarbimise kasvu ca 2,7 TWh. Oluline on märkida, et kõigi transpordiliikide elektrifitseerimine ei ole sama lihtne (lennundus, laevandus, veokid) ja ei pruugi olla ka sama efektiivsed.

¹⁹ Eleringil on käsil Eesti elektrisüsteemi pikaajalise tarbimise uuring, mille tulemuste põhjal uuendatakse tarbimise prognoose järgmises süsteemi võimekuse analüüsis.

²⁰ 2021. aasta esimese 9 kuu tarbimine

²¹ Tegemist on 2021 aasta 18. veebruari tiputarbimisega, tõenäoliselt jääb see terve aasta maksimumiks

Joonis 4.19
Tipukoormuste
statistika
ja prognoos
aastani 2036



Üldine elektritarbimine statistika pidamise algusest näitab kergest kasvutrendi, kuid elektrisüsteemi tipukoormused on viimasel kümnel aastal püsinud sisuliselt muutumatuna, jäädes vahemikku 1400 ja 1600 MW. Sealjuures tipukoormus 1587 MW registreeriti 11 aastat tagasi ehk 2010. aastal, mis langes kokku erakordselt külma talveperioodiga ning tänavusel aastal (2021) jõuti veebruaris uuesti tipu lähedale ehk 1570 MW-ni. Ka viimane talv oli oluliselt külmem kui eelnevatel aastatel.

Elektritarbimise kasvu puhul tuleb meeles pidada, et üldine elektrifitseerimine suurendab eelkõige aastase kogutarbimise hulka, tiputarbimine ei kasva sellega samaväärselt, kuna tiputundidel tekib kõrgem hind ja see annab signaali tarbimise hajutamiseks päeva teistele tundidele. Sellegipoolest tuleks arvestada, et tarbimise kasvust tulenevalt on oodata ka mõningast tipukoormuse tõusu järgmiste aastate jooksul.

4.4 TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEoses TOOTMISVÕIMSUSTEGA

Vastavalt Võrgueeskirja §132 "Tarbimise nõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru" muudatusele (16.02.2016), tuleb elektritootjatel esitada süsteemihaldur Eleringile iga aasta 1. veebruariks Võrgueeskirja lisas 3 toodud andmed järgmise kümne aasta kohta elektrisüsteemi võimekuse varu hindamiseks.

Sellel aastal esitasid andmed kõik suuremad elektritootjad ja osa väiksemaid elektritootjaid. Väiksemate elektrijaamade puhul arvestatakse eelnevatel aastatel esitatud andmeid planeeritud elektritootmise ja/või tootmisvõimekuse sulgemise kohta.

Kõiki elektritootmisvõimekuseid, mille ehitamise kavatsustest on süsteemihaldurit teavitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmisvõimekuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, kuid osad ka planeerimisjärgus, kus lõplikku investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Samas võib arvestada, et planeerimisjärgus tootmisvõimekuseid 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 süsteemi võimekuse tagamisel arvestatakse.

Suurimad muutused võrreldes 2020. aastaga:

- Installeeritud päikeseenergia kasv on olnud 128 MW pealt (1. jaanuar 2020) 335 MW peale (oktoober 2021). See oli tõenäoliselt tingitud soodsatest toetustest, mida sai taotleda ning üldisest tehnoloogia odavnemisest ja kogemuse tekkimisest. Kui arvestada päikeseväljaandmeid, mis on valmis ehitatud, kuid võrguga ühendamata, oleks kokku 465 MW. Vaata lisa 2 päikeseväljaandmete jaotumist maakonniti.
- 21. mail anti teada, et Enefit Poweri Balti elektrijaama kaheteistkümnendal plokil sulgeti lõplikult. Ploki võimsus oli 130 MW.
- Valitsuse moodustamise kokkuleppes aastateks 2021-2023 toodi eraldi välja eesmärk väljuda põlevkivi elektritootmisest hiljemalt aastaks 2035 ning põlevkivi kasutamisest energeetikas tervikuna hiljemalt aastaks 2040.
- Eesti Energia strateegiadokumendi kohaselt lõpetatakse põlevkivist elektritootmine 2030. aastaks, seda kütust asendab biomass ja uttegaas. Uttegaasist lõpetatakse elektritootmine ära 2035. aastaks ja selleks ajaks on püstitatud ka eesmärk, et elektritootmine on süsinikuneutraalne.

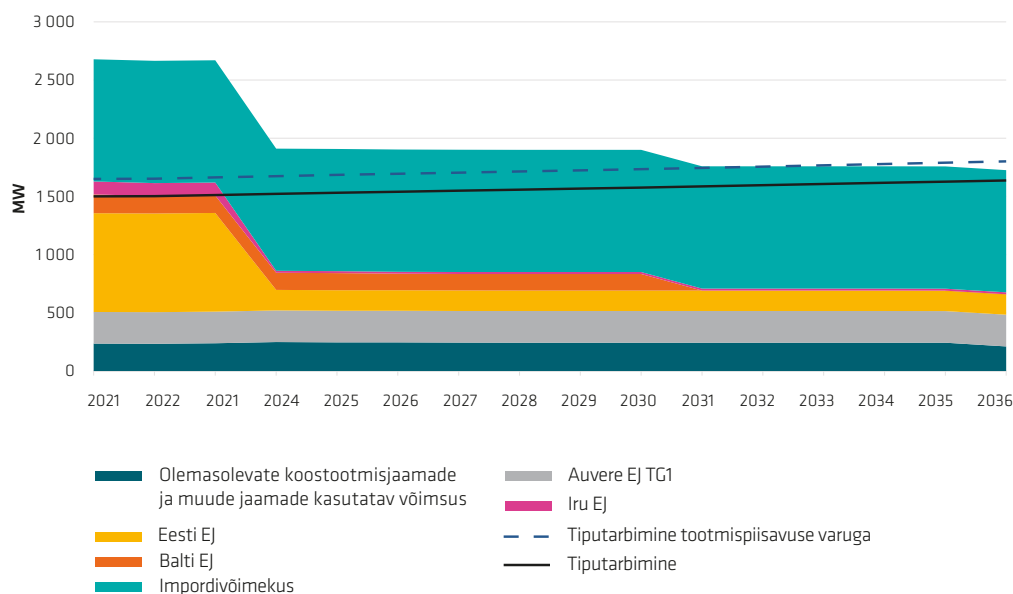
4.5 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE

Vastavalt Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §13-le teostab süsteemihaldur iga-aastaselt tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hindamist. Elering kasutab antud analüüsiks elektritootjate esitatud tootmisvõimsuste andmeid, enda hinnangut tiputarbimisele, riikidevaheliste ülekandevõimsuste kättesaadavuse ja elektrisüsteemi võimalike häiringute kohta. Vastavalt võrgueeskirjale ei arvestata antud deterministlikus analüüsis juhusliku tootmistsükliga tootmisvõimuseid nagu tuule- ja päikese-elektrijaamad. Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnang teostatakse viieteistkümneks aastaks, nii talve kui ka suveperioodi kohta. Talvine hinnang antakse vastavalt tiputarbimise prognoosile, kus on arvestatud 10%-lise varuga. Suvine hinnang antakse vastu eeldatavat suvist tiputarbimist.

4.5.1 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele talvel

Prognoosi kohaselt kasvab Eesti talvine tiputarbimine aastaks 2035 3,6%, olles kokku 1627 MW, võrreldes 2021. aasta 1570 MW-ga. Koos täiendava 10%-lise tootmispiisavuse varuga oleks tiputarbimine 2035. aastal 1789MW. Installeeritud juhitavat tootmisvõimsust on elektritootjate info ja Eleringi prognooside kohaselt 2030. aastal ca 960 MW ja 2035. aastal ca 770 MW, millele lisandub veel täiendavalt Kiisa avariireservelektrijaam. Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §14-le vastavat kasutatavat tootmisvõimsust on prognoosi kohaselt 2030. aasta talvel ca 850 MW ja 2035. aastal ca 710 MW. Impordivõimekuse puhul on arvestatud N-2 olukorraga ehk kaks suurimat ülekandeliini naaberriikidega on tööst väljas ehk tegu on konservatiivse hinnanguga. Joonisel 4.20 toodud talvise tootmisvõime piisavuse hinnangu kohaselt on Eesti kohalikke tootmisvõimeid ja impordivõimekust N-2 olukorras piisavalt, et katta talvine tiputarbimine. Talvine tiputarbimine koos varuga on kaetud 2033. aastani.

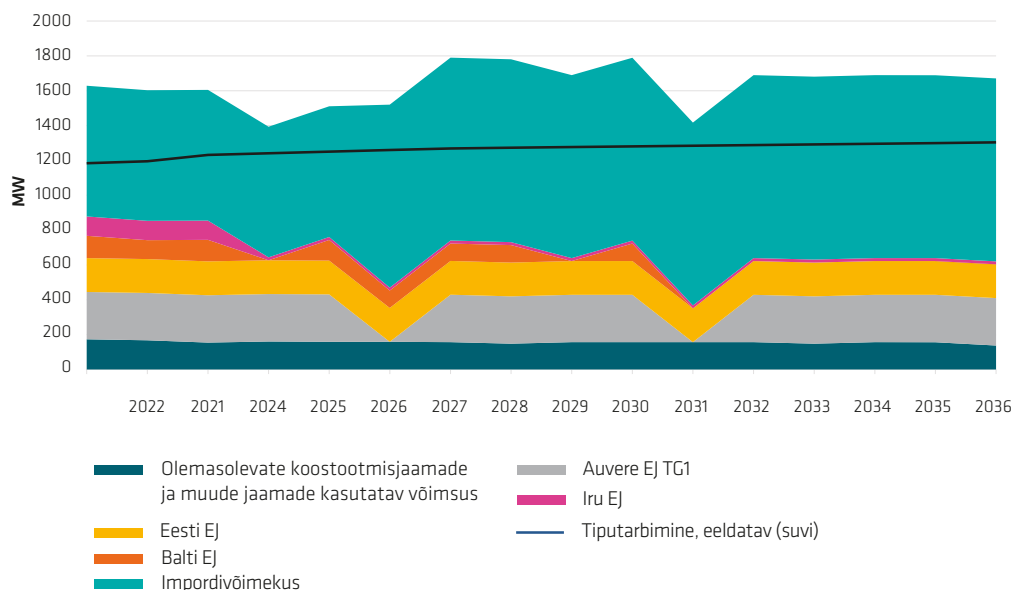
Joonis 4.20
Kasutatav
tootmisvõimsus,
impordivõimekus ja
tipunõudluse eeldatav
prognoos talvel



4.5.2 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele suvel

Tänaste prognooside kohaselt on suvine tiputarbimine aastaks 2035 kuni 1300 MW, siinjuures tuleb arvestada, et see oleks tarbimine, mida ei kaeta lokaalse või jaotusvõrgus paikneva tootmisega. Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §14-le vastavat kasutatavat tootmisvõimsust on prognoosi kohaselt 2030. aasta suvel ca 740 MW ja 2035. aastal 640 MW. Kasutatav tootmisvõimsus suvel on madalam kui talvel tulenevalt elektrijaamade hooldustest ja osade koostootmisjaamade tööks vajaliku soojuskoormuse puudumisest. Joonisel 4.21 nähtavad „sakid“ elektrijaamade kasutatavuse kadumisest teatud aastatel tulenevad nende elektrijaamade hooldustest nendel aastatel. Impordivõimekuse puhul on arvestatud N-2 olukorraga ehk kaks suurimat ülekanaliini naaberriikidega on tööst väljas ehk tegu on konservatiivse hinnanguga. Joonisel 4.21 toodud suvise tootmisvõimsuse piisavuse hinnangu kohaselt on Eesti kohalikke tootmisvõimsuseid ja impordivõimekust N-2 olukorras piisavalt, et katta suvine tiputarbimine.

Joonis 4.21
Kasutatav tootmisvõimsus, impordivõimekus ja tipunõudluse eeldatav prognoos suvel



4.5.3 Vaade esseeisvale talvele

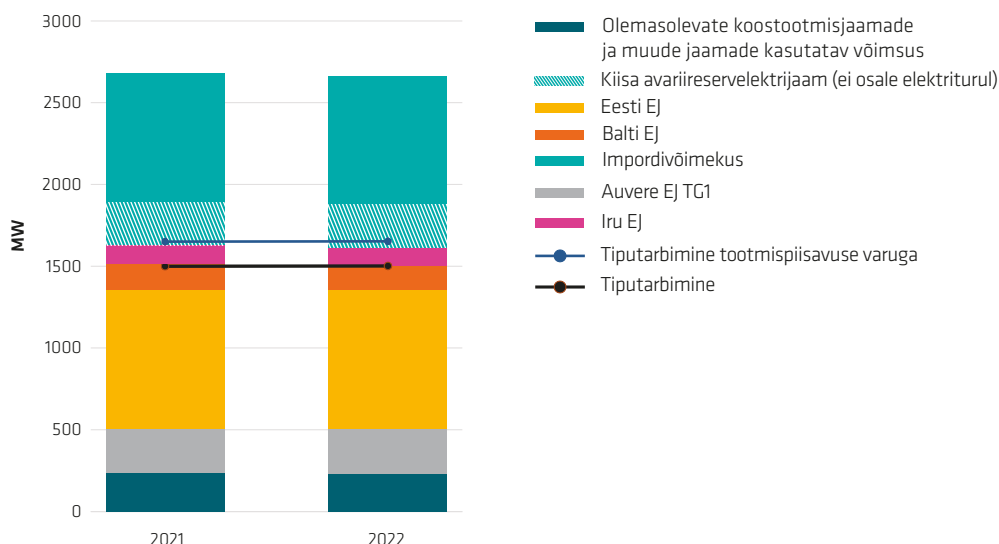
Talv 2021-2022 võib Euroopa elektrisüsteemis olla pingeline. Tulenevalt eelnevast külmast talvest, kiirest majanduse taastumisest ja tootmiskatkestustest, on maagaasi hinnad kõrged ja hoidlad Euroopas keskmisest väiksema talve-eelse täitumisega. Seetõttu on riskid suuremad, et maagaasi kättesaadavus võib külma talve korral olla piiratud, mis võib omakorda mõju avaldada ka elektritootmisvõimsuste kättesaadavusele. Meie regioonis, Läti Incukalnsi gaasihoidlas, on maagaasi varu keskmisel tasemel ja maagaasi puudujääki ei ole ette näha. Siiski võib võimalik Euroopa elektritootmisvõimsuste puudujääk teatud tingimustel mõjutada ka Eestit.

Lisaks maagaasi kättesaadavusele võib tootmisvõimsuste varu mõjutada külm talv kogu Euroopas. Külm ilm suurendab elektritarbimist ning seetõttu vähendab varus oleva tootmisvõimsuse hulka. Lisaks temperatuurile mõjutab tootmise varu ka päikese- ja tuuleenergia kättesaadavus. Paremad päikese- ja tuuleolud aitavad otseselt tarbimist katta, aga ka vähendavad hüdroenergia ja maagaasi tarbimist, mis tagavad nende tootmisvõimsuste suurema kättesaadavuse kogu talve jooksul.

Ilmastikuoludele lisaks mõjutab talvist tootmisvõimsuste varu elektrijaamade ja ülekanaliinide avariilisus. Teatud arvu avariidega on elektrisüsteemi toimimisel arvestatud, kuid külma ilma, madala päikese- ja tuuleenergia tootmise ja maagaasi tarneraskustega üheaegselt toimuvad tavapärasest suuremad avariid võivad eeloleval talvel süsteemi piisavuse probleeme põhjustada.

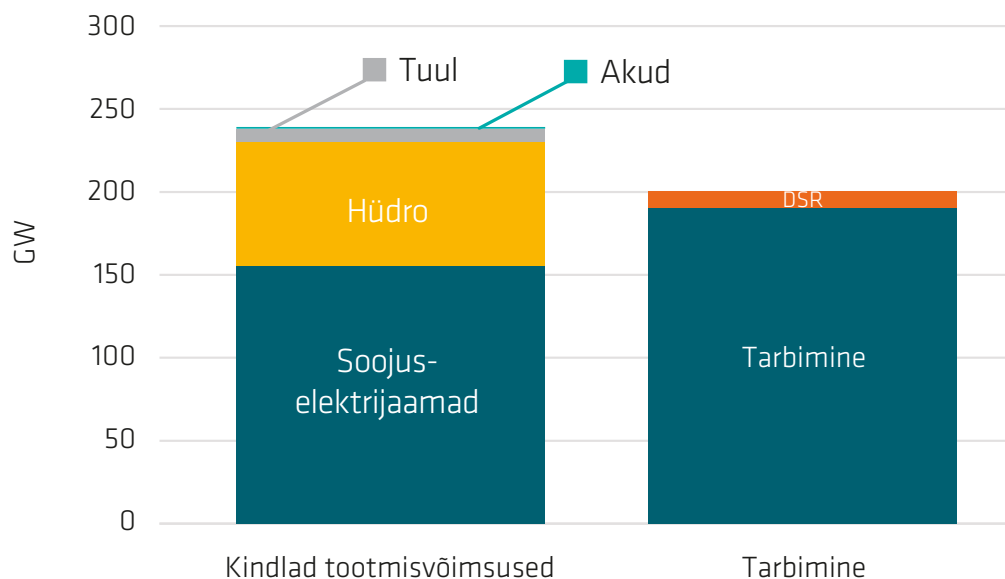
Joonis 4.22 näitab esseeisval talvel Eestis kasutada olevaid tootmisvõimsusi ja ülekandevõimsusi. Keskmise talve korral on Eesti tiputarbimine kaetav Eestis asuvate kindlate tootmisvõimsustega. Külma talve korral võib tekkida vajadus täiendava impordi järele, kui tiputarbimisega samale perioodile jääb ka tuulevaikne ja päikeseta ilm.

Joonis 4.22
Kasutatav
tootmisvõimsus,
importivõimekus ja
tipunõudluse eeldatav
prognos eesiseval talvel



Joonisel 4.23 on välja toodud prognoositav tarbimise ja kindlate võimsuste suhe eeloleval talvel. Regiooni all peetakse silmas Läänemere-äärseid riike ehk Balti riike, Poolat, Saksamaad, Taanit, Norrat, Rootsit ja Soomet. Siin on arvestatud ka elektrijaamade juba teadaolevate plaaniliste hooldustega, mis talve jooksul toimuvad, ning mis võivad kokku sattuda tiputundidega.

Joonis 4.23
Kindlad võimsused
ja tarbimine
2021/2022 talvel



Regioonis on 2021/2022. aasta talvel kättesaadaval piisavalt kindlaid võimsusi, et toime tulla olukorraga, mil kõikide Läänemere-äärsete riikide tiputarbimised langevad samale tunnile. Joonis 4.23 näitab ühte tundi ekstreemsest olukorrast. Seda, kas süsteemi võimekus on terve talve jooksul tagatud, analüüsib põhjalikumalt ENTSO-E poolt koostatav „Winter Outlook 2021/2022 Summer Review 2021“.

Kokkuvõttes võib eesiseva talve süsteemi piisavuse olukord olla pingeline, sõltuvalt realiseeruvatest riskidest. Pingelise olukorra tõenäoliseks tulemuseks on kõrge hind elektriturul. Tulenevalt tootmisvõimsuste tasemest ning Eestis ja Läti maagaasihoidla tavapärasele lähedasele täituvusele, on pingelise olukorra tekkimine Eestis väiksema tõenäosusega kui teistes Euroopa regioonides. Elering jälgib hoolikalt talve jooksul kujunevat olukorda ning võtab kasutusele vajalikud abinõud, et Eesti elektritarbijatele varustuskindlus tagada.

4.6 ÜLDISED TRENDID VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEL

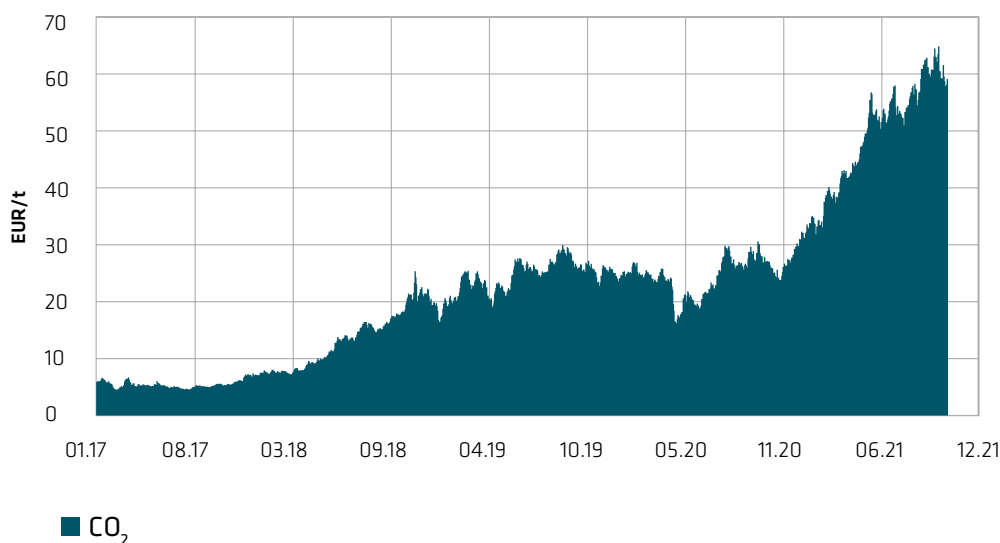
Euroopa Liidu liikmesriigina osaleb Eesti ühiste keskkonnaga seotud eesmärkide saavutamises ning energiapoliitika elluviimises. Eesti siseriiklikuks eesmärgiks on kasvatada taastuvenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest aastaks 2030 42 protsendini.²² Euroopa kui ka Eesti, on selle osana ümber kujundamas oma energiasüsteemi, tekitamaks ruumi innovatsioonile ja uutele arengusuundadele.

Nii Euroopa Liidu ühised eesmärgid kui ka tarbijapoolne teadlikkus on andnud riikidele ja energiatootjatele tõe üle vaadata oma energiaportfell ning uurida võimalusi oma süsiniku jalajälje vähendamiseks. Sellest tulenevalt on viimastel aastatel suurenenud riikide toetused ja investorite huvi võimalike innovatiivsete lahenduste leidmiseks. Taastuvenergia odavnemine, investeerimiskampaaniad keskkonnasäästlikesse tehnoloogiatesse ja valitsuste poliitika on moodustamas järjest terviklikumat strateegiat, et tagada ühiselt püstitatud energiapoliitiliste eesmärkide täitmine. Jätkusuutlik investeerimine on populaarsust kogumas ka investorite seas, näiteks Environmental, Social, and Governance (ESG) põhimõtteid jälgivate ettevõtete näol, kus ESG eesmärgiks on viia ettevõtete huvid kooskõlla laiematu, ühiskonna ja keskkonna huvidega.

Statistikaameti andmetel toodeti 2019. aastal Eestis 57% elektrist põlevkivist.²³ Enamus põlevkivil põhinevatest soojuselektrijaamadest on ehitatud umbes 60 aastat tagasi, mistõttu on paljud neist amortiseerumas ning vajavad täiendavaid investeeringuid konkurentsivõimelisemaks tootmiseks.

Samuti mõjutab põlevkivist elektri tootmist ka süsinikukvootide hinna kiire kasv Euroopas. Nimelt on viimase aasta jooksul süsinikukvootide turuhind kasvanud mitmekordselt – 25 €/tonn CO₂, novembris 2020 kuni 60 €/tonn CO₂, septembris 2021 (vt joonis 4.24).

Joonis 4.24
CO₂ kvoodi hind
01.2017 kuni
10.2021²⁴



Praegune üleminekuperiood heitmevabadele tootmisvõimsustele on väljakutse kõikidele süsteemihalduritele, kuna varustuskindlus peab olema tagatud igal ajal. Fossiilsetel kütustel põhineva elektritootmise konkurentsivõimet on vähendamas kasvav CO₂ hind, mistõttu vähem konkurentsivõimelisemaid tootmisvõimsusi suletakse. Sellest hoolimata ei tohi tekkida olukorda, kus üks tehnoloogia kaotab konkurentsivõime, aga seda asendav tehnoloogia ei ole veel jõudnud seda kogust asendada. Lahendusena nähakse paljuski taastuvaid energiaallikaid, millest toodetud elektrienergia kiire kasutuselevõtt nõuab paindlikumat energiasüsteemi, et tagada elektrisüsteemi kindel ja kulutõhus toimimine. Erinevad salvestustehnoloogiad, paindlik tootmine, tarbimise juhtimine ja riikidevahelised ühendused võiksid pakkuda selleks vajalikku paindlikkust.

22 REKK 2030. <https://www.mkm.ee/et/eesmargid-tegevused/energeetika/eesti-riiklik-energia-ja-kliimakava-aastani-2030>
23 <https://www.stat.ee/et/uudised/eesti-elektritootmine-liigub-keskkonnasobralikus-suunas>
24 <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

Samuti on varustuskindluse tagamisel tähtis üleeuroopaliselt toimiv turg, hea naabritevaheline koostöö ning hästi töötavad ühendused naaberriikidega, et tipukoormuse hetkedel jõuaks energia just sinna, kus seda kõige rohkem on vaja.

Hetkel ei ole osad perspektiivsed tehnoloogiad veel leidnud lähemat uurimist või rakendust ning on alles planeerimis- või arengufaasis, kuid järgnevatel aastatel võib neid ees oodata tunduvalt suurem huvi. See, millised neist tulevikus kasutule võetakse, sõltub paljuski Euroopa Liidu toetustest ja poliitilistest valikutest, tehnoloogia efektiivsusest ning sotsiaalmajanduslikust kasust.

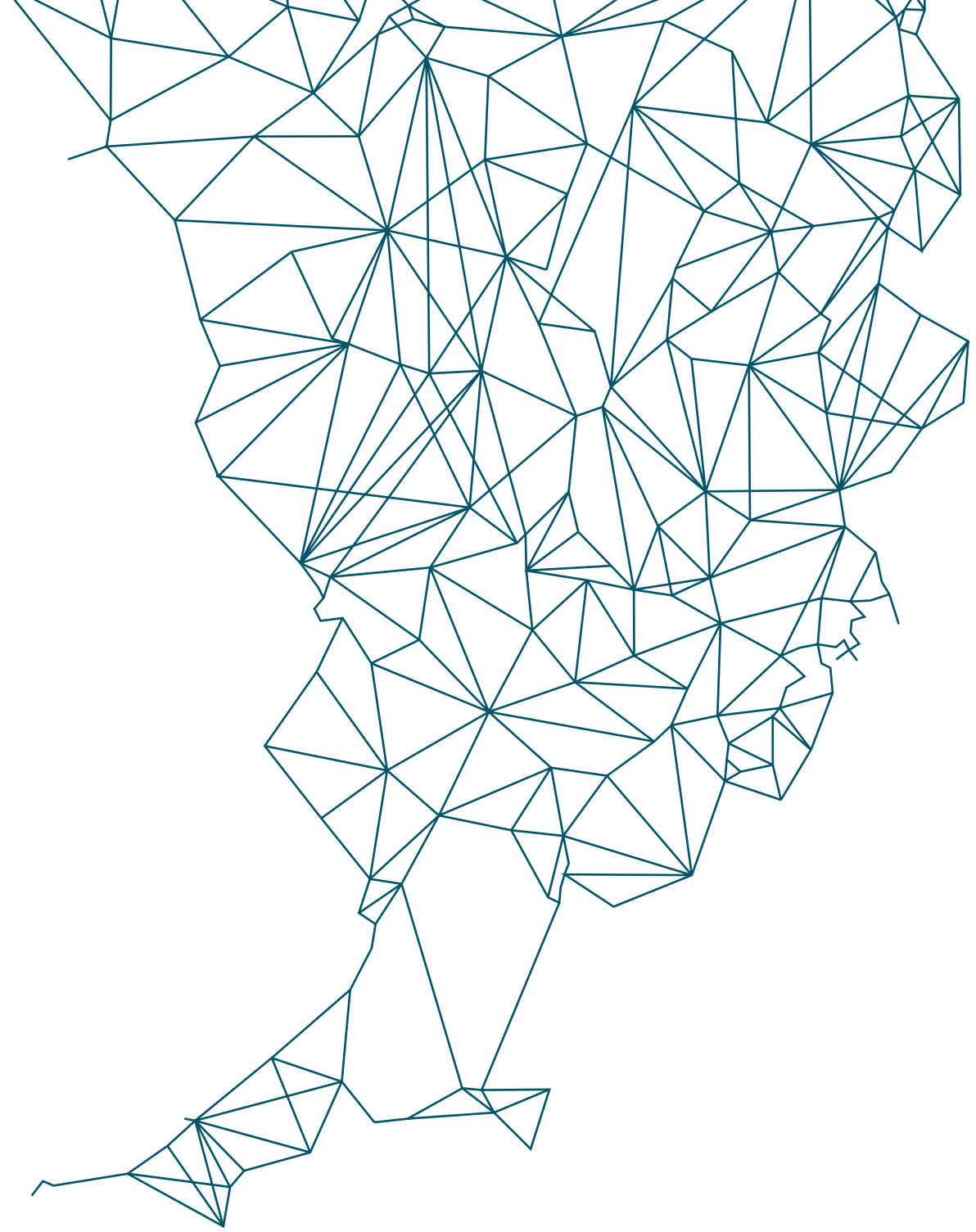
4.7 HINNANG VARUSTUSKINDLUSELE

Süsteemi võimekuse tase on aastatel 2025 ja 2030 Eestis ja regioonis baasstsenaariumite korral väga hea. Ulatusliku dekarboniseerimise korral, kus Poolas ja Saksamaal suletaks soojuselektrijaamu, tekib süsteemi võimekuse probleem 2025. aastal vaid Poolas ja 2030. aastal kandub see puudujääk edasi ka Leedusse, Saksamaale ja Taani. Eesti süsteemi võimekuse tase on ka ulatusliku dekarboniseerimise stsenaariumi korral varustuskindluse normile vastav. Elering ei pea tõenäoliseks ulatusliku dekarboniseerimise stsenaariumi rakendumist, kuna Poolas on rakendatud võimsusmehhanismi, mis tagab tarbimise katmiseks vajalikud tootmisvõimsused.

2025. aasta elektrijaamade jätkusuutlikkuse analüüsi põhjal on regioonis palju võimsusi, mille püsikulud ületavad saadud tulusid, Leedu raskeõlijaam nende seas. See tekitab ruumi uutele investeeringutele kombineeritud tsükliga gaasijaamade näol ning ka Eestis oleks EVA analüüsi põhjal ruumi umbes 115 MW gaasijaamale ilma ühtegi põlevkivi elektrijaama sulgemata.

2030. aasta majanduslike näitajate analüüs kinnitab 2025. aasta tulemusi. Nende kohaselt võib turul konkureerides kahjumlikuks jääda Leedu raskeõli võimsus, kuid kõik ülejäänud soojuselektrijaamad on seevastu tasuvad. 2030. aasta analüüs näitab ka seda, et Eestis asuvad jaamad on tasuvad, mis kinnitab 2025. aasta analüüsi tulemust, mille kohaselt oleks turul ruumi ka uuele gaasijaamale.

Elektritarbimine on oodatavalt tulevatel aastatel kasvutrendis, kasvades hoolimata soojematest aastatest, kuid tarbimise kasv väljendub ennekõike aastase tarbimise kasvus ja ei pruugi täiel määral avalduda tiputarbimise kasvus. Tiputarbimise kasvu tasakaalustavad üldine energiaefektiivsuse, tarbimise paindlikkuse ja kohaliku tootmise ja akude süsteemide kasv.



5 Digitaalne võimekus

5.1	ENERGIATURU ANDMEVAHETUSE KÜBERTURVALISUS.....	96
5.2	EUROOPA KÜBERTURBE VÄLJAKUTSED SEoses TARBIMISSUUNALISE PAINDLIKKUSE PAKKIJATEGA	98
5.3	KÜBERTURVALISUSE VÕRGUEESKIRJA PROTSessi UUENDUS.....	99
5.4	HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST	100

- *Tuleviku energiasüsteem on hajusam ja vajab haldamiseks rohkem digitaalseid lahendusi, mis omakorda suurendab küber turvalisuse prioriteetsust. Mitmekordne infosüsteemide ja andmemah tude kasv tähendab suuremat tähelepanu küberohtude vastu võitlemisele.*
- *Eleringis on planeerimisel ja rakendamisel mitmeid projekte, mis parandavad turvaintsidentide nähtavust, võimaldavad ühtlasemalt rakendada turvameetmeid ja tagada elutähtsa teenuse vastupidavust küberrünnete.*

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

Digitaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv

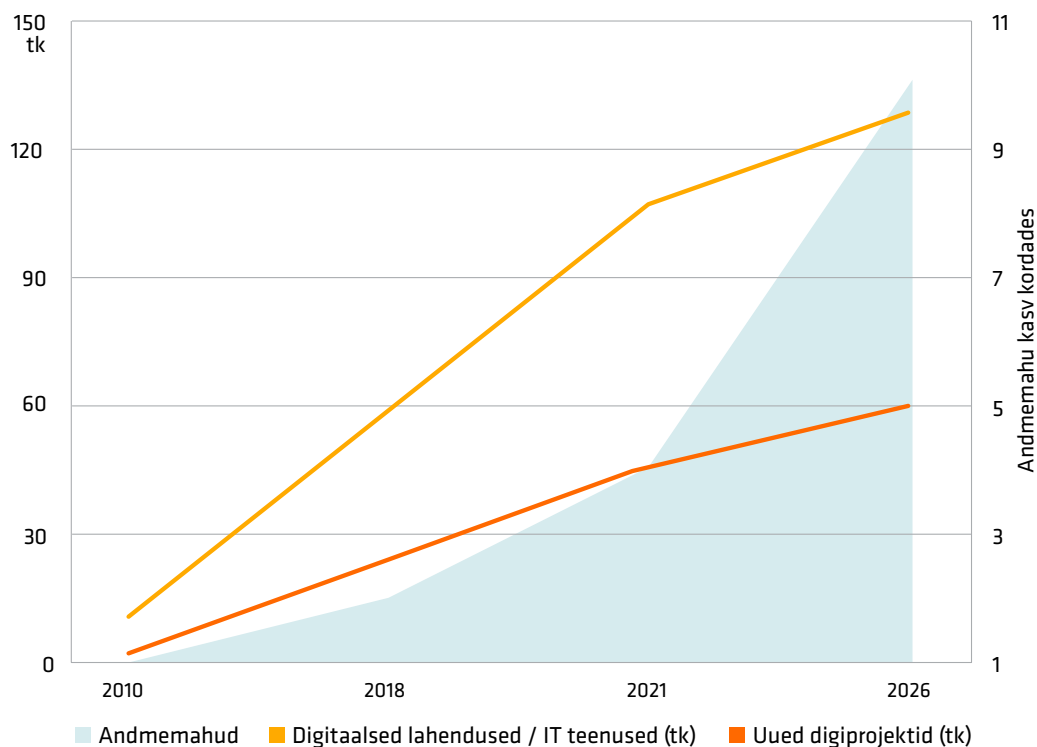
Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisel kohalduvad Baltikumile tehnilised nõuded seoses elektrivõrgu opereerimise ja võrgu stabiilsuse hindamise vaates, mis tekitavad TSO-dele vajaduse laiendada olemasolevaid või tekitada uusi juhtimissüsteeme. Stabiilse võrguteenuse tagamiseks tuleb rakendada Mandri-Euroopa põhimõtetele vastav sagedusejuhtimise protseduur, hinnata erinevaid elektrisüsteemi stabiilsusnäitajaid, tagada kvaliteetne andmevahetus uute ja olemasolevate süsteemide vahel ja täiendada nii võrguseisundi kui väliste näitajate prognoosisüsteeme. Toodud funktsioonide täiendamiseks on vaja omada kaasaegseid juhtimissüsteeme. Olemasolevate juhtimissüsteemide täiendamine ja uute hankimine toimub vahemikus 2021 kuni 2024. Alates Mandri-Euroopaga sünkroniseerimisest võtab Elering sageduse juhtimise enda kätte.

Elektrifitseerimine suurendab elektri rolli ühiskonnas ja suurendab süsteemi keerukust. Liigume energia-süsteemi suunas, kus on rohkem osalejaid, nutiseadmeid, andmemahte ning ka süsteemis toimuvad muutused on kiiremad. Lisanduvate taastuenergia võimsustega tuleb elektrisüsteemi opereerimisel üha enam arvestada inverterpõhiste seadmetega, mis ei oma nii suurt inertsi ning tootmise muutused saavad olla kiiremad. Taastuenergia muutlikkuse tõttu liigub lühema ajaväljal jooksul rohkem andmeid ja juhtimiseks teostatakse rohkem toiminguid. See loob vajaduse omada automaatseid juhtimisfunktsioone, mida inimene ei suuda iseseisvalt, ilma digitaalsete lahendusteta, reaalselt optimaalselt juhtida. Sellest tulenevalt kasvab vajadus tarkade tehnoloogiate järele, mis aitaksid elektrisüsteemi operaatoritel reaalselt elektrisüsteemi juhtida.

Elering on digitaalse lahendusena loonud 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 nende äriprotsesside toimimine. Eleringis koondub kogu energiaandmete teema Estfeedi brändi alla, vältimaks dubleerimist ja tagades andmekaitse ja andmeturvalisuse nõuetele vastavuse.

Eleringi digitaalsete lahenduste maht on aastatel 2010-2021 märkimisväärselt kasvanud. Samuti on kordades suurenenud andmemahud. Tuleviku vaates andmemahud kasvavad veelgi, sest järjest enam on lisandunud tarkasid seadmeid, mis edastavad väga suurel määral andmemahtusid. Kuna me liigume järjest enam reaalselt otsuste juurde, siis targad seadmed, mis koguvad reaalselt andmeid, aitavad teha ka reaalselt vajalikke juhtimisotsuseid.

Joonis 5.1
Digitaalsed lahendused ja andmemahud



Olulisemad digiiniitsiatiivid 2022-2025:

- Süsteemi töökindluse tagamiseks igal ajahetkel on vaja täiendada olemasolevaid ning rakendada uusi digitaalseid lahendusi, et digitaalsetest lahendustest põhjustatud andmata energia oleks ka tulevikus 0 MWh:
 - Tagame kriitiliste IT-teenuste kõrgkäideldavuse (99,98 %) varujuhtimiskeskuses teenuste dubleerimise kaudu.
 - Uuendame ja tõhustame intsidentide lahendamise protsessi ning digitaalseid lahendusi, et tagada kiire reageerimine kriitiliste sündmuste lahendamisel.
 - Vähendame sõltuvust üksikutest tehnoloogiapakujatest ning suurendame lahenduste turvalisust. Selleks standardiseerime gaasi- ja elektrivõrgu objektide digilahendused (konfiguratsioonihaldus, ligipääsud, digilahenduste konsolideerimine).
- Täitmaks Mandri-Euroopaga sünkroniseerimiseks vajalikke nõudeid, vajame sageduse juhtimiseks ja haldamiseks lahendusi:
 - Süsteemi ja sageduse juhtimiseks ja võimalikuks erakorraliseks sünkroontöök Mandri-Euroopaga, sealhulgas reservide haldamiseks vajalikud lahendused juurutame 2023. aastaks ja regulaarseks sünkroontöök 2025. aastaks.
 - Töötame välja ja juurutame alajaamade andmesidekontseptsiooni vastavalt Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise vajadusele, et olla valmis erakorraliseks sünkroontöök 2023. aastaks.
- 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. Selle tarbeks parendame oma tööprotsesse ja loome keske lahenduse, kus informatsioon on koondatud ja konfiguratsioonide haldus süsteemne ning kontrollitud.
- Võimaldamaks elektriturule paindlikkuse ning reservvõimsuste tooteid, arendame turuosaliste teenuspõhised platvormid.

5.2 EUROOPA KÜBERTURBE VÄLJAKUTSED SEoses TARBIMISSUUNALISE PAINDLIKKUSE PAKKIJATEGA

Kliimaneutraalsuse saavutamine on keeruline väljakutse, mis vajab erinevate meetmete ja tehnoloogiate koostöömismist. Üks võimalus suurema hulga taastuvenergia ja sellega kaasneva varieeruvuse kompenseerimiseks on tarbimise paindlikkuse kasv, mis saaks osaliselt asendada tänast elektrienergia üles-alla koormamist, olles seejuures ka soodsam. Tarbija saaks hinna enda koormuse muutmise kohta kas elektri hinnast või süsteemioperaatori saadetud signaalist. Selle eesmärk on saavutada vahelduvvoolusüsteemis vajalik tootmise ja tarbimise tasakaal ja tarbijapoolne energiakulude sääst.

Euroopa Tarkvõrgu Rakkerühm uuris 2019. aastal Euroopa Liidu nõudlusesuunalise paindlikkuse pakkujate turul esinevaid barjääre ja andis soovitusi, kuidas neid ületada²².

Ühe olulise barjäärina töid raporti koostajad välja andmete privaatsuse. Kuigi andmete privaatsuse olulisus on laia toetuspinnaga, pole alati selgeid vaateid selle osas, kellele peaks informatsioonile ligipääs olema. On osapooli, kelle jaoks on laiem informatsiooni levik ja kättesaadavus positiivne, ning samas teisi, kelle arvates peaks ainult üks osapool, nt põhivõrgu süsteemihaldur omama ligipääsu paindlikkuse pakkujate andmetele ning ei tohiks neid andmeid paindlikkuse pakkuja konkurentidega jagada.

Samuti peavad tarbijad saama ligipääsu enda tarkade elektriandmete andmetele ja olema võimelised volitama seda ligipääsu teistele osapooltele. Euroopa Liidus on mõningatel juhtudel osutunud barjääriks just kliendiandmetele ligipääs. Tarbimise paindlikkuse toimimiseks on tarvis teha kliendiandmed kättesaadavaks erinevatele osapooltele, mis peab toimuma asjakohaste andmeprivaatsuse reeglite alusel. Samas on paljudel juhtudel ebaselge, kes omab ligipääsu andmetele, millised andmed on avalikud, kes kogub kliendi nõusolekuid andmete jagamiseks, kes on andmete hoidmise eest vastutav.

Selleks, et võimaldada klientide osalemist paindlikkusturgudel, oodatakse suurema hulga agregaatrite ilmumist turule. Selle tarbeks on aga klientidel tarvis usaldada, et agregaadrid austavad andmete privaatsust ja et nende seadmed ja andmesidelahendused on kaitstud küberturvalisuse riskide eest. Kui klientidel selline usaldus puudub, ei ole nad huvitatud turul osalemast.

Kokkuvõttes tõdesid raporti kirjutajad, et liikmesriikide kohalike turgude erisused, nt erinevad elektri mõõteandmete kogujad, teevad Euroopa Liidu tasemel reeglite ühtlustamise keeruliseks. Seetõttu soovitati EL-i tasemel viia läbi rohkem uuringuid, et riikide vahel oleks ühtselt selge, millised energiaandmed kuuluvad andmekaitse regulatsioonide alla.

Tehnilisel tasemel on laialt levinud arvamus, et informatsioon peab olema asjakohaselt turvatud, nt krüpteeritud. Ühe näitena võib välja tuua paindlikkusteenuse pakkuja ja põhivõrgu või jaotusvõrgu ettevõtte vahelise andmeside ning turu toimimiseks vajalikud algoritmid, mis peavad olema usaldusväärsed ja turvalised. Lahendusi raport otseselt välja ei paku, vaid viitab vajadusele suuremaks valitsusasutuste ja poliitikakujundajate koostööks nii liikmesriikide kui Euroopa Liidu tasemel. Samuti kutsutakse üles klientidega suhtlevaid osapooli panustama klientide usalduse kasvatamisele ja leidma viise, kuidas klientidele enda usaldusväärset demonstreerida. Lisaks kutsutakse üles võtma turureeglite seadmisel, nt eelkvalifitseerimise reeglite seadmisel arvesse andmete turvalisuse nõudeid. Samas peab arvesse võtma Euroopas praegu kehtivaid väga erinevaid turureegleid.

Elering osaleb paindlikkusturu lahenduste väljatöötamises ja testimises Euroopa Liidu Horizon 2020 programmi rahastatud teadusuuringute kaudu, nt INTERFACE tarkvõrgu arenduse projektis, mille eesmärk on pakkuda välja ja verifitseerida põhivõrgu, jaotusvõrgu ja lõppkliendi vahelise andmesideliidese arhitektuur.

5.3 KÜBERTURVALISUSE VÕRGUEESKIRJA PROTSESSI UUENDUS

Eelmise aasta varustuskindluse aruandes mainitud küberturvalisuse võrgueeskirja protsess on edasi liikunud, nimelt juulis 2021 andis ACER välja raamjuhised võrgueeskirja kirjutamiseks²³.

ACER-i soovitusel on mittesiduvad, kuid need on oluliseks juhiseks siduva küberturvalisuse võrgueeskirja loomisel. ACER on enda soovitusel defineerinud ettevõtteid ja asutused, kellele küberturvalisuse võrgueeskirja peaks hakkama rakenduma:

1. elektri-ettevõtjad vastavalt elektri siseturu direktiivi artikli 2 punktile 57;
2. turukorraldajad ja määratud elektriturukorraldajad (NEMO) vastavalt elektrienergia siseturu määruse artiklile 2 punktidele 7 ja 8;
3. digitaalsed elektrituru platvormid;
4. kriitilised teenusepakkujad;
5. regionaalsed koordineerimiskeskused (RCC);
6. ENTSO-E, EU DSO, ACER, riiklikud regulaatorid;
7. riiklikud küberturbekeskused ja ENISA.

Soovitused katavad järgmisi teemasid.

- Valitsemine – võrgueeskirja rakendamine, soovitusel riiklikele regulaatoritele ja Euroopa Komisjonile.
- Ülepiirilised riskihindamised ja riskihaldus – integreeritud ülalt-alla ja alt-üles küberturvalisuse riskihindamise meetodika loomine.
- Ühine elektri küberturvalisuse raamistik – minimaalsed küberturvalisuse nõuded kõrge riski ja kriitilise riskiga ettevõtetele, mis tuvastatakse riskihalduse protsessi käigus ning koosnevad kohustuslikest funktsionaalsetest ja mittefunktsionaalsetest küberturvameetmetest. Nende meetmete alla kuuluvad ka nõuded tarneahelale. Lisaks peab võrgueeskirja nägema ette täiustatud meetmeid kriitilise riskiga ettevõtetele. Vastavus raamistikuga peab olema sõltumatu osapoole verifitseeritav.
- Infovahetus ja infovood – informatsiooni jagamine ja intsidentidest teavitamine, kasutades NIS-direktiivi alusel loodud infovahetuse intsidentidele reageerimise CSIRT-võrgustikku. Kriitilise riskiga ettevõtteid peavad operatiivse infovahetuse tagamiseks omama turvaoperatsioonide keskust.
- Intsidentihaldus ja kriisihaldus – protsessid elektrivoogusid mõjutavate intsidentide tuvastamiseks, klassifitseerimiseks ja reageerimiseks, sh intsidentidest välja kasvavate kriiside halduseks.
- Elektri küberturvalisuse õppuste raamistik – kohustuslikud õppused kriitilise riskiga ettevõtetele, kohustuslikud regionaalsed ja regioonidevahelised küberturbe õppused.
- Infovahetuse kaitsmine.
- Monitooring, võrdlusanalüüs ja raporteerimine.

Järgmine loogiline samm võrgueeskirja loomisel on siduva määruse teksti loomine Euroopa põhivõrguhaldurite ühingu ENTSO-E, Euroopa jaotusvõrguhaldurite ühingu EU DSO ja Euroopa Komisjoni koostöös. Esialgse hinnangulise ajakava järgi peaks võrgueeskirja tekst valmima 2022. aasta esimeses pooles ning võrgueeskirja jõustuma 2022. aasta lõpuks. Elering hoiab ennast arengutega kursis ja annab enda sisendi ENTSO-E erinevate töögruppide kaudu, et informeerida Eesti energiasektorit ning tagada, et seadusandluse kaalumisel kõlaksid ka Eesti huvid.

5.4 HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST

2020. aastal ei olnud põhivõrgus andmata jäänud energiat, mis oleks põhjustatud küberintsidentidest ning Eleringi tegevus on suunatud sellele, et antud põhjustel ei oleks andmata energiat ka tulevikus.

Digitaliseerimine hõlmab üha rohkem traditsioonilisi tööstussektoreid, sh energeetikat. Seetõttu võib tulevikus tormikahjude ja langenud puude kõrval üks märkimisväärseid elektrikatkestusi põhjustavaid ohte olla küberrünnakud või infosüsteemide rikked. Eleringi küberturbe missioon on selliseid ohte ette näha, vältida või maandada ja nende realiseerumisel tagada operatiivne reageerimine.

Euroopa küberturvalisuse agentuur ENISA loetleb enda 2020. aasta ohtude ülevaates²⁴ peamised küberohtude trendid:

- Ründepind laieneb, kuna digitaalne transformatsioon on jõudmas uude faasi, põhjuseks laialt levinud ja kodutöö peale sunnitud uue tehnoloogia rakendamine.
- COVID-19 pandeemia järgselt tekib uus sotsiaalne ja majanduslik norm, mis muudab ühiskonnad rohkem sõltuvaks turvalisest ja usaldusväärsest küberruumist.
- Sotsiaalmeedia platvormide kasutamine sihitud rünnakute elluviimiseks on suurenev oht.
- Rahvusriikide toetatud grupid viivad ellu põhjalikult ja pikaajaliselt ettevalmistatud rünnakuid kõrge väärtusega sihtmärkide vastu.
- Kasutatakse rohkem hajutatud, lühiajalisi ja kõrge mõjuga ründeid, mis kannavad mitut erinevat eesmärki, nt kasutajainfo vargus.
- Enamik küberrünnakuid on endiselt motiveeritud finantskasu saamisest.
- Lunavara on laialt levinud ja tekitab paljudele organisatsioonidele kulukaid tagajärgi.
- Paljud küberturvaintsidentid jäävad tuvastamata või võtab nende tuvastamine kaua aega.
- Suurem turvasüsteemide automatiseerimine võimaldab organisatsioonidel investeerida valmisoleku suurendamisse, kasutades küberohuteavet.
- Õngitsusrünnete ohvrite arv kasvab, kuna inimfaktor on sageli nõrgim lüli.

Need on ohud, mille kasvuga peab ka Elering arvestama. Tuleviku energiasüsteem on hajusam ja vajab haldamiseks rohkem digitaalseid lahendusi. Mandri-Euroopaga sünkroniseerimine nõuab samuti infosüsteemidelt rohkem ja kiiremat reageerimist kui varasemalt, mis omakorda kasvatab töökindluse ja turvalisuse nõudeid.

USA idaranniku naftajuhtme juhtum näitab, et elutähtsat teenust ei pruugi seisata ainult keerukas rünnak tehnosüsteemide vastu. CNN-i andmetel tingis teenuse seiskumise rünnak ettevõtte arveldussüsteemi vastu²⁵, mis sai võimalikuks lekkinud parooliga VPN-konto parooli tõttu²⁶, mida kasutati süsteemi kaughalduseks. Traditsiooniline eraldatus juhtimissüsteemide ja kontorisisüsteemide vahel on endiselt kõige olulisem – ka USA naftajuhtme rünnakus pole tõendeid, et ründajad oleksid juhtimissüsteemideni jõudnud. Sellegipoolest on oluline mõista, et omavahel põimunud äriprotsessid viivad sõltuvusteni, mida ei pruugitud varasemalt ette näha. Konkreetse näite puhul peatati elutähtis teenus, kuna ettevõtte ei suutnud klientidele arveid esitada ja puudus ülevaade ja kindlus, et ründajad pole jõudnud juhtimissüsteemi nakatada. Sel põhjusel on elutähtsa teenuse osutajal oluline omada terviklikku ülevaadet enda infrastruktuurist ja IT varadest ning tõsta küberturvalisuse taset ühtlaselt kogu ettevõttes.

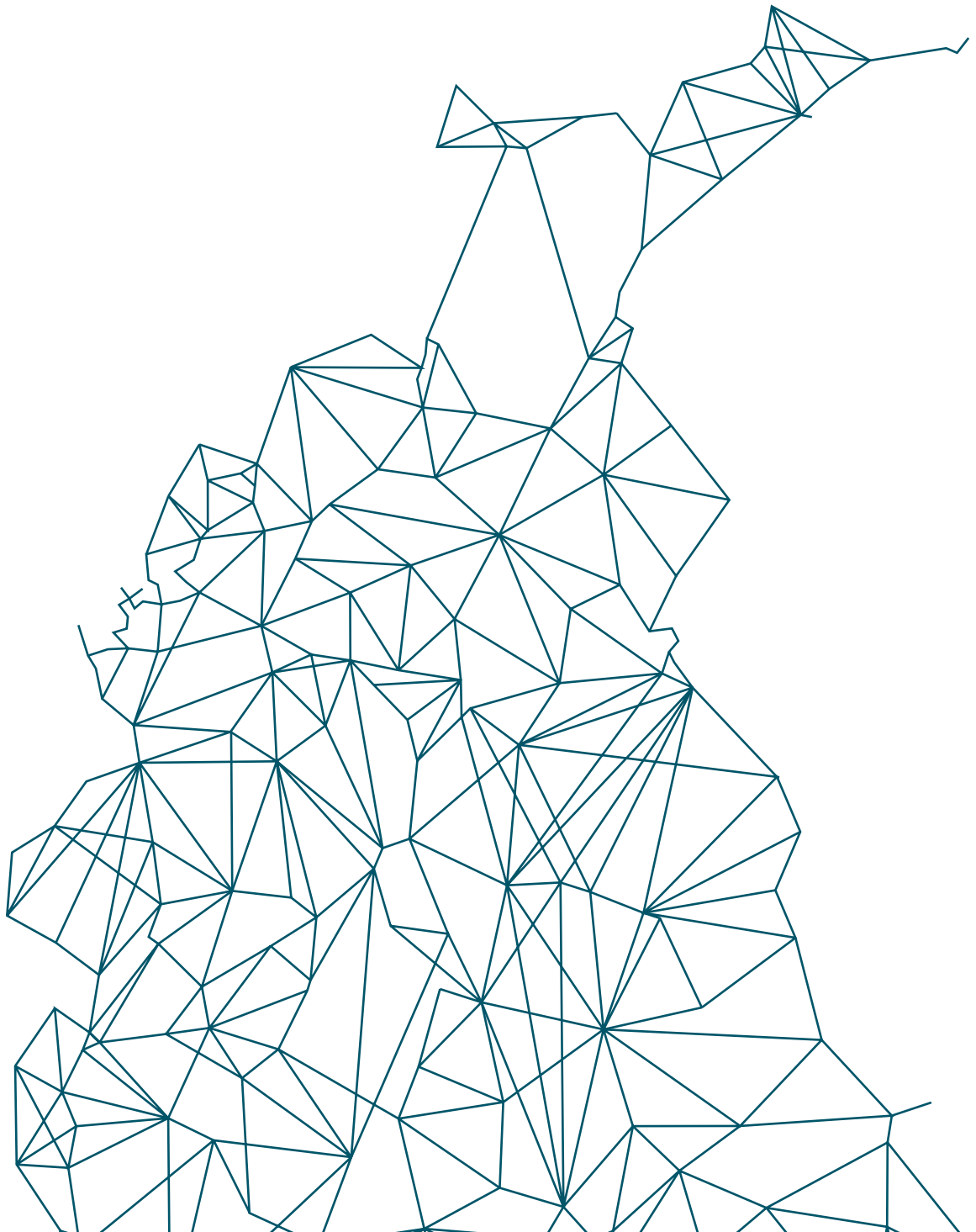
Eleringis on planeerimisel ja rakendamisel mitmed investeerimis- ja konsultatsiooniprojektid, mis parandavad ülevaadet infosüsteemide arhitektuuri kohta, parandavad turvaintsidentide nähtavust, võimaldavad rakendada ühtlasemalt turvameetmeid ja tagada nii elutähtsa teenuse vastupidavus küberrünnete.

24 <https://www.enisa.europa.eu/publications/year-in-review/view/++widget++form.widgets.fullReport/@@download/ETL2020+-+A+year+in+review+A4.pdf>

25 <https://edition.cnn.com/2021/05/12/politics/colonial-pipeline-ransomware-payment/index.html>

26 <https://www.govtech.com/sponsored/back-to-basics-a-deeper-look-at-the-colonial-pipeline-hack>





6 Lühendite loetelu

AREJ	avariireservelektrijaam
BAU	võrgu kujundamise tavastsenaarium (<i>Business As Usual</i>), mis näeb ette tavapäraseid arengusuundumusi ja standardseid lahendusi tulenevalt tehnika poliitikast ja muudest normdokumentidest.
BRELL	süsteemihaldurite liit, kuhu kuuluvad Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti ja Leedu.
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	paindlik tarbimine (<i>Demand Side Response</i>)
EENS	<i>Expected Energy Not Served</i> [GWh/a] - valitud geograafilise ala (enamasti riigi) matemaatiline keskmine oodatav andmata jäänud energia kogus. Hinnangu raames viiakse Monte Carlo meetodit kasutades läbi mitmeid simulatsioone, mille põhjal leitakse keskmine väärtus andmata jäänud energiale.
EL1	Estlink 1
EL2	Estlink2
ELV	Elektrilevi
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> – üleeuroopaline elektri süsteemioperaatorite ühendav organisatsioon
EPC	erakorralise võimsuse juhtimise funktsionaalsus (<i>Emergency Power Control</i>)
ER	Elering
ERAA	<i>European Resource Adequacy Assessment</i> - Iga-aastane üleeuroopaline süsteemi võimekuse hinnang, mis teostatakse ENTSOE poolt. Kõik Euroopa TSO-d on kohustatud selleks jagama sisendandmeid elektrisüsteemide kohta.
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	<i>Mid-term Adequacy Forecast</i> – üleeuroopaline süsteemi võimekuse hinnang enne ERAA meetodika rakendamist.

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



7 Lisad

LISA 1. SÜSTEEMI VÕIMEKUSE SIMULATSIOONIDE TULEMUSED

Aasta	2025		2025		2025		2025		2030		2030	
Stsenaarium	Baasstsenaarium		Vähem fossiilset tootmist		EVA koos võimsus-mehhanismidega		EVA ilma võimsus-mehhanismideta		Baasstsenaarium		Vähem fossiilset tootmist	
Parameeter	LOLE [h]	EENS [GWh]	LOLE [h]	EENS [GWh]	LOLE [h]	EENS [GWh]	LOLE [h]	EENS [GWh]	LOLE [h]	EENS [GWh]	LOLE [h]	EENS [GWh]
Eesti	1,0	0,3	1,0	0,2	0,6	0,1	0,5	0,2	0,1	0,0	1,2	0,2
Läti	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Leedu	7,5	4,6	6,3	0,5	4,9	1,5	4,3	4,2	1,8	0,8	28,0	9,1
Soome	1,5	0,9	1,7	0,3	0,9	0,5	0,9	0,6	0,4	0,3	0,6	0,5
Rootsi	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,8	0,0	0,0	0,4	0,3
Norra	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1
Taani	0,3	0,3	0,9	0,5	3,8	2,1	4,6	6,5	6,4	2,0	11,1	7,8
Saksamaa	0,0	0,6	0,6	1,3	5,3	24,5	6,8	83,5	0,2	0,7	3,3	17,9
Poola	0,0	0,2	10,3	4,6	3,5	4,0	4,1	8,6	0,0	0,0	3967,1	15899,9

LISA 2. EESTI ELEKTRISÜSTEMIS OLEVAD ÜLE 0,5 MW TOOTMISVÕIMSUSED

Elektrijaama (E) nimi	Tootmiseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2021 seisuga
ELEKTRIJAAAMAD			1355 MW
Eesti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	866
Auvere elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	272
Balti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	192
Enefit elektrijaam	jääsoojust kasutav auruturbiin-generaator	põlevkivi	25
KOOSTOOTMISJAAAMAD			351,8 MW
Iru elektrijaam	koostootmisplakk	maagaas	94,0
Iru elektrijaam	koostootmisplakk	segaolmejäätmed	17,0
Põhja soojuselektrijaam	koostootmis- ja kondensatsiooniturbiinid	generaatorgaas	77,0
Utilitas Tallinna elektrijaam	koostootmisplakk	biomass	39,0
Tartu elektrijaam	koostootmisplakk	biomass	22,1
Pärnu elektrijaam	koostootmisplakk	biomass	20,5
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	must leelis/biomass	14,4
Sillamäe soojuselektrijaam	koostootmisplakk	põlevkivi	10,0
Mustamäe koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	9,3
Sillamäe I koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	7,1
Helme koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	6,5
Sillamäe II koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	5,8
Grüne Fee Eesti AS	gaasimootor	maagaas	4,1
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ soojuselektrijaam	koostootmisplakk	põlevkivi uttegaas	3,0
Kuussaare soojuse ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	2,3
Aravete Biogaas OÜ	gaasimootor	biogaas	2,0
Jämejala koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	1,8
Repo Vabrikud AS	gaasiturbiin	maagaas	1,8
Paide koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	1,7
Ilmatsalu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,6
Vinni biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,4
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	1,2
Oisu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,2
Katerina soojuselektrijaam	gaasimootor	maagaas	1,2
Tallinna Prügilagaas OÜ	gaasimootor	prügilagaas	1,1
Põlva elektri ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
Rakvere koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	1,0
Rakvere Päikese koostootmisjaam	koostootmisplakk	biomass	0,9
Kopli koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
WTC Tallinn AS	gaasimootor	maagaas	0,6
Tartu Aardlapalu prügilagaas koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0,5
HÜDROELEKTRIJAAAMAD			4,1 MW
Jägala hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	2,0
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	1,1
Sillaoru hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	0,5
Kamari hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	0,5

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2021 seisuga
TUULEELEKTRIJAMAD			310,3 MW
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	48,0
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	45,0
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	tuul	39,1
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24,0
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	tuul	21,0
Pakri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	18,4
Tamba-Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	18,0
Tooma I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16,0
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	tuul	12,0
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	tuul	10,0
Vanaküla tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	9,0
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	tuul	8,0
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
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
Peenra tuulik	tuulegeneraator	tuul	0,7
Elektrijaama (EJ) nimi			Tootmisvõimsus (MW) 2021 seisuga
PÄIKESEELEKTRIJAMAD agregeeritult			335,2 MW
Maakond			Tootmisvõimsus 2021 oktoober seisuga*
Harju			55,8
Lääne-Viru			47,1
Tartu			44,9
Viljandi			40,0
Pärnu			26,5
Ida-Viru			17,8
Saare			15,9
Võru			15,5
Järva			14,6
Rapla			13,0
Valga			12,6
Jõgeva			12,0
Põlva			10,7
Lääne			4,8
Hiiumaa			4,0

*Reaalselt tootvad päikeseelektrijaamad. Suur osa päikeseeparke on valmis ehitatud, kuid puudub veel võrguga ühendus, kui need juurde lisada, tuleb võimsus ligikaudu 465 MW.



elering
ÜHENDAME ENERGIAD

Kadaka tee 42 / 12915 Tallinn
telefon: 715 1222
e-post: info@elering.ee

www.elering.ee