



elering

# EESTI ELEKTRIÜLEKANDEVÕRGU ARENGUKAVA 2024-2033

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

## SISUKORD

<b>1. ELEKTRIVÕRGU ARENGUKAVA .....</b>	<b>2</b>
1.1 TAASTUVENERGIA EESMÄRKIDE TÄITMISEKS VAJALIK VÕRK .....	2
1.2 INVESTEERINGUD ÜLEKANDEVÕRKU .....	4
1.3 VÕRGU PIKAAJALINE TULEVIKUVISIOON .....	12
1.4 MERE- JA MAISMAATUULEPARGID .....	14
1.5 SISEVÕRGU PIIRKONDADE INVESTEERINGUD .....	18
1.6 VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS .....	35
1.7 ELEKTRIVÕRGU ARENDAMISE PÕHIMÕTTED .....	41
1.8 VÕIMALUSED TEISTE RIIKIDEGA KAUPLEMISEKS .....	44
1.9 TUGITEENUSED .....	48
1.10 ELEKTRIVÕRGU FÜÜSILINE TURVE .....	50
1.11 KÜBERTURVALISUSE MÕJU VARUSTUSKINDLUSELE .....	51
1.12 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS .....	52
<b>2. LISAD .....</b>	<b>65</b>

## LÜHENDITE LOETELU

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> ).
ENTSO-E	-Üleeuroopaline elektri süsteemioperaatorite ühendav organisatsioon
ER	-Elering
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> )
N-1	-Ühe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmiseade, jne.) avariiline väljalülitumine
IPS/UPS	-Venemaa sagedusala, millega on ühendatud järgnevad piirkonnad: Baltikum, Ukraina, Kasahstan, Kõrgõzstan, Valgevene, Aserbaidžaan, Tadžikistan, Gruusia, Moldova ja Mongoolia

# 1. Elektrivõrgu arengukava

Vastavalt Elektriturseadusele §66 peab võrguettevõtja koostama vähemalt iga kahe aasta järel võrgu arengukava 10 aasta lõikes. Põhivõrguettevõtja esitab võrgu arengukavas:

- 1) peamised ülekandetaristu osad, mis tuleb järgmise kümne aasta jooksul ehitada või ajakohastada;
- 2) loetelu investeeringutest, mille kohta on otsus juba tehtud või mis tuleb teha järgmise kolme aasta jooksul;
- 3) investeerimisprojektide ajakava;
- 4) võrgu laiendamise asemel kasutatavad paindlikkusteenused;
- 5) eeldatava tarbimise;
- 6) võimalused teiste riikidega kauplemiseks;
- 7) Euroopa Liidu ja piirkondlike võrkude investeerimiskavad vastavalt Euroopa Parlamendi ja nõukogu määruse (EL) 2019/943 artiklile 48;
- 8) vajalikud tugiteenused.

Järgmise 10 aasta jooksul teostatavatest investeeringutest on räägitud peatükis 1.2 ja 1.5. Peatükis 1.2 on kirjeldatud projektid (sünkroniseerimine Mandri-Euroopa võrguga, välisühendused Läti ja Soomega, Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine), mis kuuluvad Euroopa elektri ülekandevõrgu iga kahe aasta tagant uuendatavasse kümne aasta arengukavasse, [TYNDP 2022](#) ja varsti avalikustatavasse TYNDP 2024. Investeeringute ajakava ja kinnitatud investeeringud asuvad aruande lisas. Peatükis 1.6 on kirjeldatud paindlikkusteenuseid, peatükis 1.8 on kirjeldatud teiste riikidega kauplemisvõimalusi. Tarbimise prognoos ja vajalikud tugiteenused on arengukavas kirjeldatud vastavalt peatükkides 1.5.5 ja 1.9.

## 1.1 Taastuenergia eesmärkide täitmiseks vajalik võrk

Euroopa Liidu rohe-eesmärkide täitmiseks on vaja ka Eestil muuta oma elektritootmist ning minna üle rohelistele energia tootmisviisidele. Aastaks 2030 on Eesti võtnud eesmärgiks toota taastuvatest allikatest elektrit 100% aastase elektritarbimise mahust<sup>1</sup>. Eleringi roll selle eesmärgi täitmisel on tagada piisava läbilaskevõimega võrk. Elering täiendab iga-aastaselt elektrivõrgu investeeringute eelarvet ja pikaajalist 10. aasta investeeringute kava.

Käesolevas peatükis antakse ülevaade projektidest, mida Elering kavandab 10 aasta jooksul. Peatükis sisalduvad nii lähima 5 aasta eelarvestatud ja 10 aasta ajahorisondi planeeritavad investeeringud, mis lisaks varustuskindluse tagamisele toetavad ka taastuvale energiatootmisele üleminekut. Kuna tulevikus aastase tarbimise mahust 100% peab Eestis toodetavast elektrienergiast olema pärit taastuvatest energiaallikatest, vajame juba lähiajal täpsemat projektsiooni sellest, kuhu taastuenergia allikad liituvad ning selle põhjal saab hinnata täpsemalt võrgu täiendavaid investeeringuvajadusi ning need ka õigeaegselt valmis ehitada. Käesolev peatükk annab ka ülevaate liitumisprotsessi erinevates faasides olevatest tootmissuunalistest võimsustest.

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

Energiasüsteem muutub üsna kiiresti praegusest paljugi paindlikumaks. Uut laadi energiasüsteem, kus on palju hajatootmist, vajab tarbimise juhtimist ja selle ajastamist. Selleks on vaja luua võimekus nihutada tarbimist päeva sees tundidele, kus hind on soodsam. Näiteks tuleks elektrisõidukeid targalt laadida, küttesüsteeme juhtida koos soojusallvestite või akumulatsiooniga ja kasutusele võtta akud

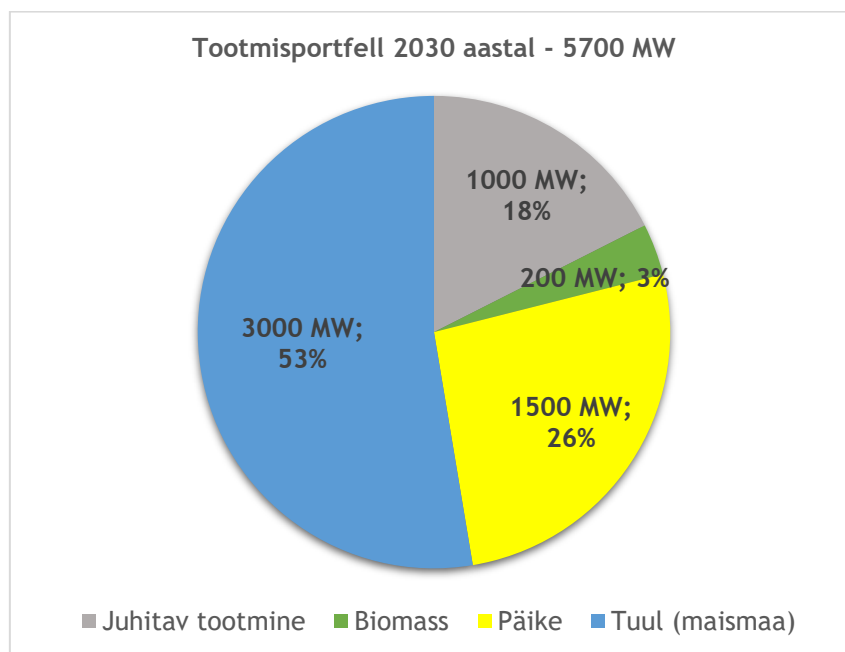
---

<sup>1</sup> <https://kliimaministeerium.ee/media/9407/download>

või pumphüdroelektrijaam. Selline energiatarbimine loob soodsamad kulud tarbijale, energiasüsteemi ühtlasema koormamise ja stabiilsuse. Samuti vajab tulevikuenergiasüsteem päeva vaates lühiajalist paindlikkust ja elektrienergia importimist. See loob võimaluse katta tarbimine päevadel, mil hind on kallim, läbi energiamahuka tööstuse paindlikkuse, vesiniku tootmise või energia impordi, mis mängib olulist rolli toodetud taastuvenergia efektiivsel kasutamisel. Lisaks eelnevale on vaja nädala vaates pikaajalist paindlikkust ja juhitavaid võimsusi, mis kataksid tarbimist perioodidel, kus taastuvenergia toodang on väga väike ning hind väga kõrge. Selleks on vaja Eesti elektrivõrku juhitavaid elektrijaamu, mis tagaks Eesti varustuskindluse. Elekritarbimine kasvab märkimisväärselt, kuid uut laadi elekritarbimisega suureneb ka elekritarbimise paindlikkus, ehk võimekus tarbimist ajastada tootmise järgi ning seda salvestada. Tarbimise juurde lisandub palju hajatootmist päikesepaneelide näol, mistõttu muutub tarbimise profiil - kui päike paistab, siis võrgu suhtes tarbimine väheneb või muutub tootmiseks.

Taastuvenergia 100 eesmärgi täitmiseks 2030 aastal on vajalik ca 10 TWh aastast taastuvenergiatoodangut. Selle eesmärgi täitmiseks on üks võimalik tootmisportfelli vaade (joonis 1.1) erinevat tüüpi tootmisvõimsuste mahuga ca 5,7 GW ja täiendavalt ca 0,5 GW salvestusvõimsust. Põhiosa vajadusest kataks tuuleenergia ning väiksemas osas päike ja biomass. 1000 MW juhitav tootmine on vajalik varustuskindluse tagamiseks hetkedel, mil taastuvenergia toodang on väga madal ja välisühenduste võimsus on piiratud.

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



**Joonis 1.1 2030 tootmisportfell**

Taastuvelektri suuremahuline ühendamine võrku tähendab uute elektrijaamade ühendamist paljudel juhtudel võrgu piirkondadesse, kus ajalooliselt tootmisvõimsusi ei ole varem olnud. Kuna taastuvenergia tootmine on juhusliku iseloomuga ning võrreldes varasemaga tekib juurde palju erinevaid võimalikke võimsusvoogude edastamise suundi. Selleks, et tagada häiringuteta elektri transport taastuvelektri tootmiste juurest tarbijatele peab suurendama nende piirkondade võrgu läbilaskevõimet. Kuna 100% aastase elekritarbimise katmine tähendab ka seda, et taastuvelektri nominaalset tootmisvõimsust peab olema ülekattega ehk mõned korrad enam kui on Eesti elektrisüsteemi tarbimisvõimsus, tekib tulevikus sageli tunde, kus taastuvelektri toodang ületab oluliselt tarbimisvõimsust ja see elekter tuleb kas eksportida või salvestada kohapeal. See nõuab täiendavalt võrgu läbilaskevõimsuse suurendamist, eriti just nendes piirkondades, kuhu täiendavat

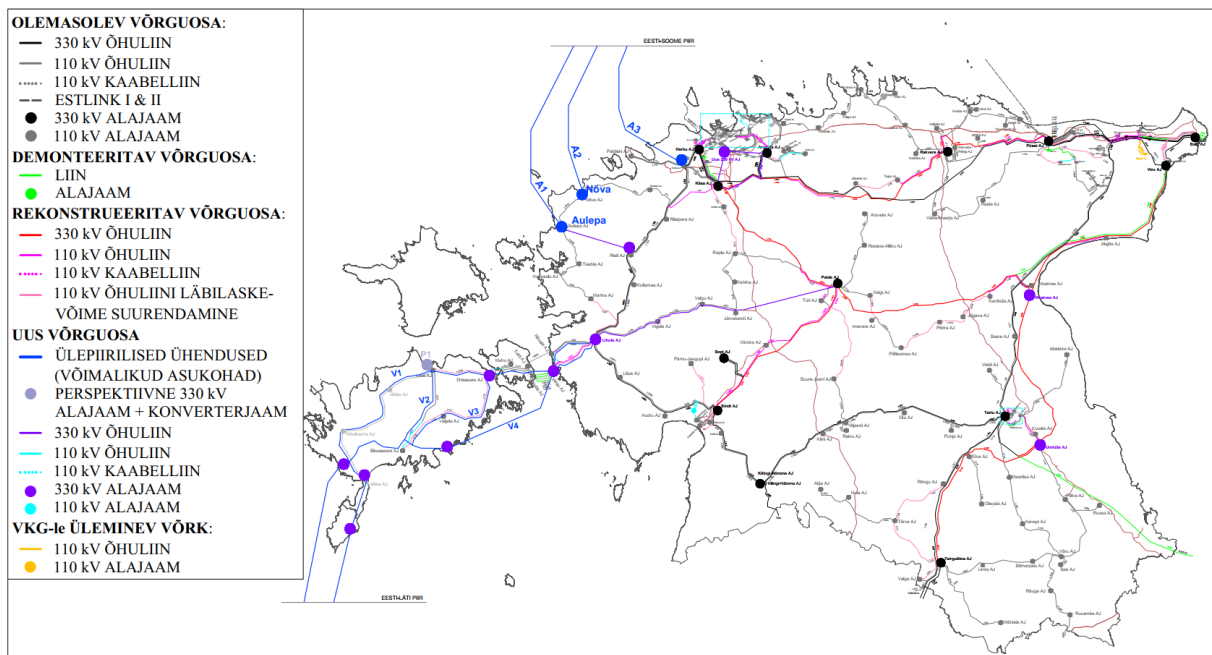
taastuvelektri tootmist ühendatakse. Tavaliselt tähendab see kogu piirkonna 110 kV võrgu uuendamist ja 110/330 alajaamade tugevdamist ja trafode lisamist.

Järgnevalt kirjeldatud investeeringud katavad suure osa teadaolevast võrgutugevduse vajadusest, aga kavandatava 100% taastuvelektri katmiseks on vajalik teha veel täiendavaid investeeringuid, mis selgitatakse välja vastavalt sellele, milliseks kujuneb tuleviku taastuvelektrijaamade koguportfell ja kuhu piirkondadesse uued tootmisvõimsused paiknevad. Selleks, et võrk saaks 2030 aastaks taastuenergia 100 eesmärkide täitmiseks vajaliku tootmisportfelli ühendamiseks valmis, võib osutuda vajalikuks osade investeeringute ette tegemine enne, kui tootja alustab liitumisprotsessi. Vastasel juhul ei jõua võrgutugevdamisega seotud planeeringute ja ehitusega seotud tegevused tähtaegselt valmis. Üheks võimaluseks on tagada perspektiivse tootmisuunalise liitumise võrgutugevdused võrgu arenduskohustuse raames ning liitumisprotsessi kiirendamiseks kasutada fikseeritud megavatipõhiseid liitumistasusid. Taastuenergia 100% arengukava raames kaalutakse ka paindlikkuse kasutamist.

## 1.2 Investeeringud ülekandevõrku

Allolev kaart annab ülevaate Eesti elektriülekandevõrku planeeritavatest investeeringutest aastatel 2023-2035. Kaardil on selguse mõttes kujutatud ainult suuremahulisi investeeringuid, nagu uute liinide/alajaamade ehitus, olemasolevate liinide rekonstrueerimine või asendamine kaabelliinidega ning suuremad liinide renoveerimistööd. Ülekandevõrgu elektriseadmetesse tehtavad investeeringud aastatel 2023-2032 on toodud ka Elering AS-i [kodulehel](#). Kaardil kujutatud investeeringud jagunevad järgmiselt:

- 1. 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 1.2.1.
- 2. Piiriülesed võrguinvesteeringud**  
Planeerimisel on Eesti-Soome kolmanda ja Eesti-Läti neljanda ühenduse rajamine (joonis 1.2) ning Läänemere merevõrgu arendamise projekt. Investeeringuid on kirjeldatud peatükis 1.2.3.
- 3. Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine - taastepaketist tehtavad investeeringud**  
Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavate võrguinvesteeringute programm näeb ette investeeringuid 110 ja 330 kV elektrivõrku, mida kirjeldatakse peatükis 1.2.2.
- 4. Eesti-sisised võrguarengud**  
Tegemist on elektrivõrgu töökindluse, läbilaskevõime ja efektiivsuse tagamiseks ning võrgu vananemise peatamiseks tehtavate investeeringutega, mida on kirjeldatud peatükis 1.5.



Joonis 1.2 Investeeringud Eesti elektrisüsteemi

### 1.2.1 Sünkroniseerimisega kaasnevad investeeringud<sup>2</sup>

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

Teine oluline eeldus on minimaalse vajaliku inertsiga ja lühisvõimsuse taseme tagamine, et säilitada elektrisüsteemi sageduse-, pingepinge- ja nurgastabiilsus nii normaal- kui ka süsteemi häiritud olukorras. Selleks on vaja elektrisüsteemi paigaldada kolm sünkroonkompensaatorit. Sünkroonkompensaator on elektrivõrgu ühendatav seade, mis aitab tagada süsteemi toimimiseks vajaliku inertsiga ehk mehaaniliselt pöörleva massi ning samuti toetab sünkroonkompensaator süsteemi lühisvõimsuse ning vajadusel reaktiivvõimsuse reserviga. Sünkroonkompensaatorite asukohtadeks on Püssi, Viru ja Kiisa 330 kV alajaamad.

Seoses sünkroniseerimise projektist tuleneva ülekandesüsteemi topograafia ja konfiguratsiooni muutusega genereeritakse ülekandesüsteemis rohkem reaktiivenergiat ja väheneb seadmete hulk, mis võimaldavad pinget juhtimise panustada. Kirde-Eesti tootmisvõimsuste järkjärguline vähenemine ja Venemaa-suunaliste liinide tööst välja viimine tingib olukorra, kus teatud perioodidel tuleb süsteemil hakkama saada suurenenud reaktiivenergiavoogudega. Sellest tulenevalt lisatakse pingetuhtimise seisukohalt strateegilistesse võrgusõlmedesse (Viru, Balti, Paide ja Mustvee 330 kV alajaamad) reaktiivenergia kompenseerimisseadmed.

Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord ning sünkroonkompensaatorite ja pingetuhtimisseadmete asukohad on esitatud joonisel 1.3.

<sup>2</sup> <https://elering.ee/sunkroniseerimine>

### 1.2.1.1 Teostatavad investeeringud

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

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

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

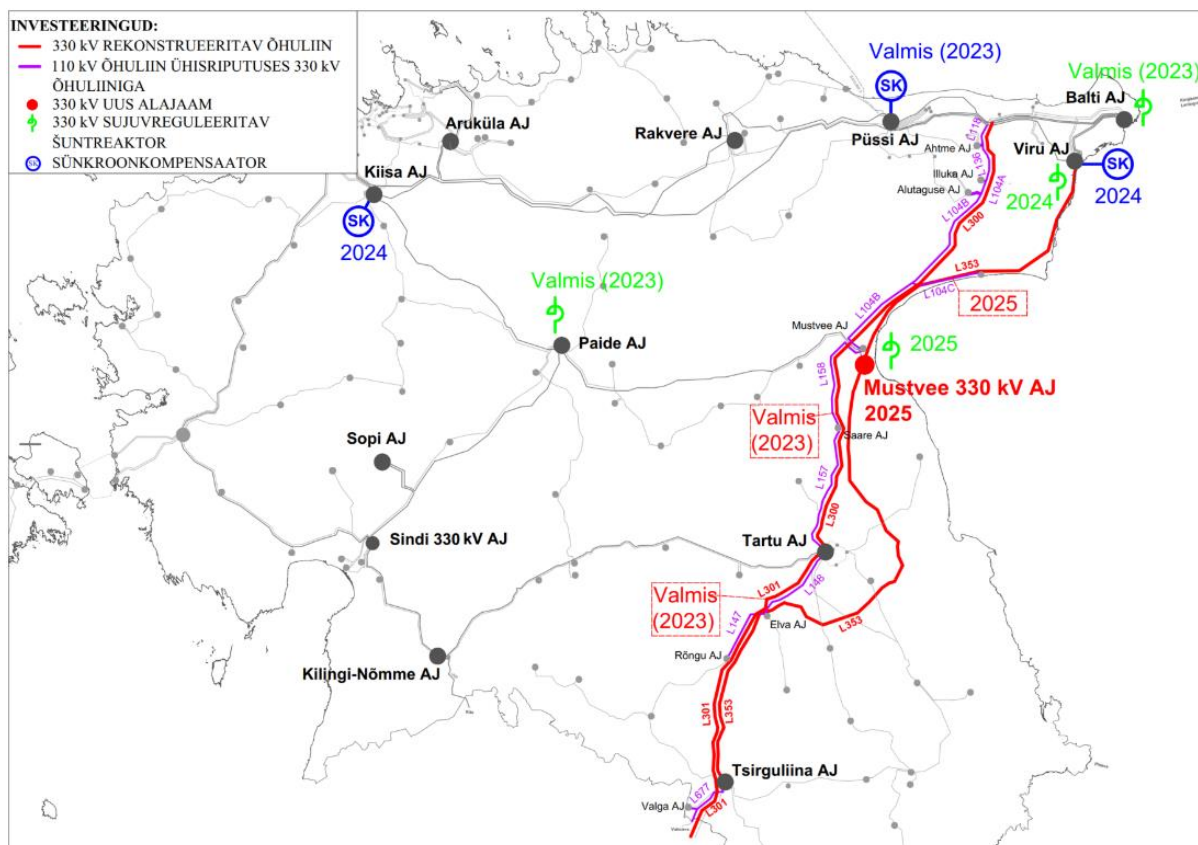
### 1.2.1.2 EstLink 1 ja EstLink 2 juhtimissüsteemi uuendamine

Sünkroniseerimine Mandri-Euroopa ühendussüsteemiga läbi Leedu-Poola vahelduvvoolu ühenduse esitab senisega võrreldes elektrisüsteemi toimimiseks, eelkõige sageduse juhtimiseks, suuremad nõuded. Seetõttu on vaja täiendada Eesti-Soome vahelise alalisvoolu ühenduste juhtimissüsteemi, lisades sinna sageduse juhtimiseks vajalikku täiendavat funktsionaalsust.

Tulenevalt EstLink 1 vanusest on olemasolev juhtimissüsteem juba vananenud, mistõttu vahetatakse välja kogu olemasolev juhtimissüsteem nii Eesti kui ka Soome poolel ning lisatakse vajalik funktsionaalsus, mille tulemusel paraneb alalisvooluühenduse kaudu pakutavate turuteenuste ja sageduse toetamise võimekus. Esialgse ajakava kohaselt, on projekti alguseks plaanitud 2024 ning valmimise ajaks 2027.

Estlink 2 alalisvooluühendusel teostatakse samuti juhtimissüsteemides vajalikke uuendusi, et parandada ühenduse kaudu pakutavate turuteenuste ja sageduse toetamise võimekust. Esialgse ajakava kohaselt, on lepingu sõlmimine tööde teostamiseks plaanitud 2024. aasta keskel ning tööde valmimise ajaks 2025. aasta lõpp.





Joonis 1.3 Sünkroniseerimise projekti raames teostatavad investeeringud

### 1.2.2 Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine - taastepaketist tehtavad investeeringud

Peatükis kirjeldatud investeeringute pakett on kaasrahastatud Euroopa Liidu taastepaketist (RRF<sup>3</sup>).

Ajalooliselt on elektri tootmine paiknenud Eestis peamiselt ühes piirkonnas - Ida-Virumaal. Taastuenergia tootmiseladmetele (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 kliimamuutustele - tormikindlus. Investeeringud on kavas valmis saada juuli 2026.

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

<sup>3</sup> <https://www.consilium.europa.eu/et/policies/the-eu-budget/long-term-eu-budget-2021-2027/>

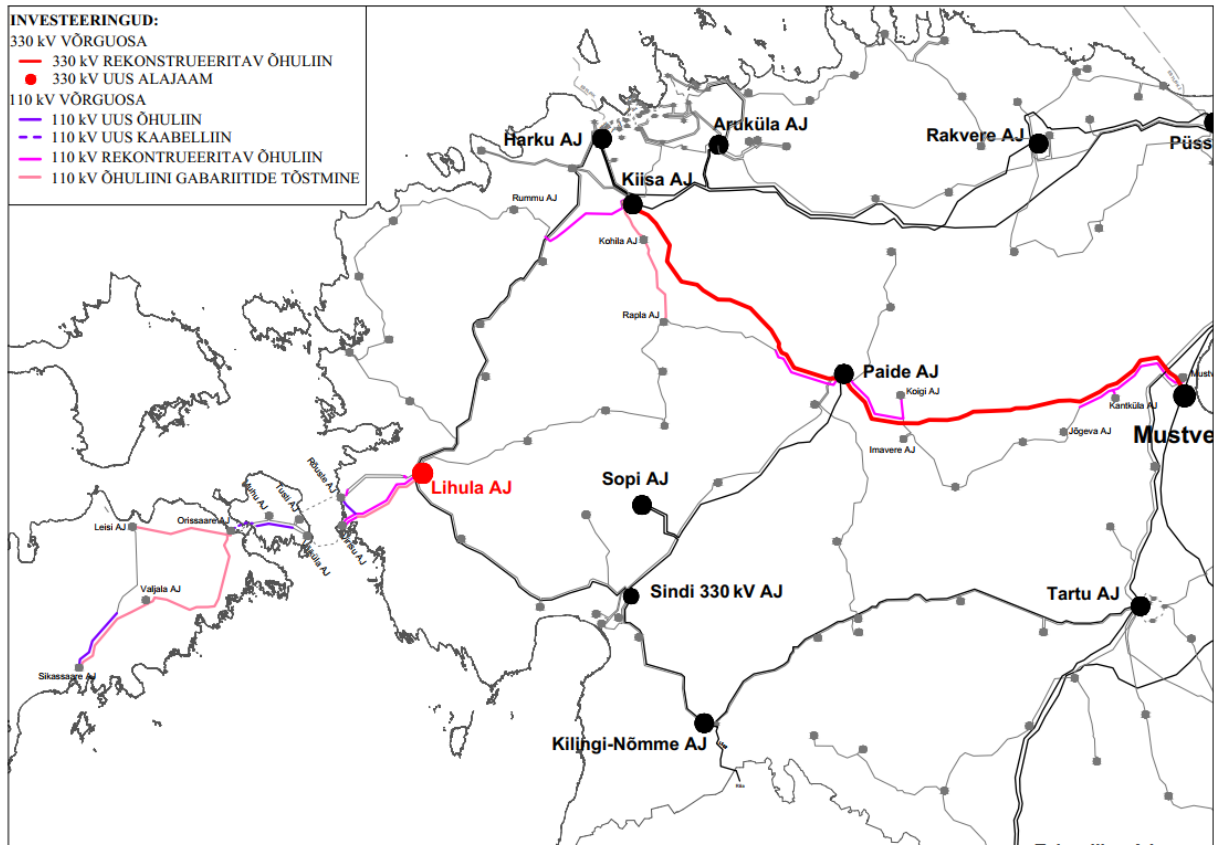
Mustvee-Paide 330 kV liini rekonstrueerimisel kasutatakse ühisriputuse võimalust 110 kV liinidega. Mustvee-Kantküla 110 kV liin viiakse Mustvee-Paide 330 kV liiniga samadele mastidele kohe. Paide-Koigi ja osaliselt Jõgeva-Kantküla 110 kV liinid viiakse peale amortiseerumist Mustvee-Paide liiniga samadele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

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

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

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

Programmi raames tehtavaid investeeringuid on kujutatud joonisel 1.4:



Joonis 1.4 Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavad investeeringud

### 1.2.3 Välisühendused Soome ja Lätiga

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

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

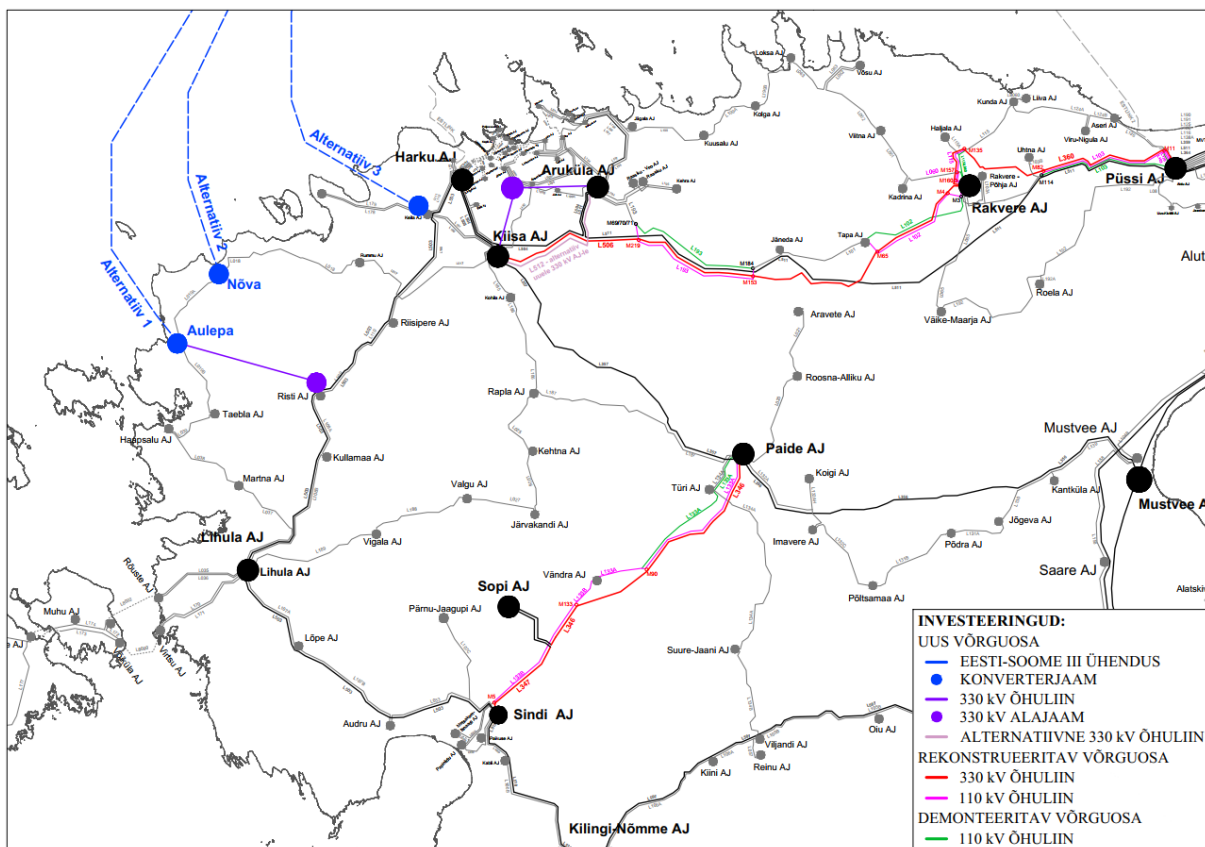
#### 1.2.3.1 Eesti-Soome kolmas ühendus

2022. aasta juunis kirjutasid Eesti ja Soome elektrisüsteemi haldurid Elering ja FinGrid alla vastastikuse mõistmise memorandumi, milles leppisid kokku ühise tööprotsessi käivitamise Eesti-Soome kolmanda elektriühenduse (EstLink 3) rajamiseks. Kokkuleppe kohaselt hõlmavad ühised tegevused nii tehnilisi küsimusi, vajalikke investeeringuid, kui asjakohast ajagraafikut. EstLink 3 planeeritav alalisvoolu ühendusvõimsus on 700 MW nimipingel 450 kV või 320 kV. Eelduslikult võiks uus ühendus valmida 2035. aastal. EstLink 3 koosneb Eestit ja Soomet ühendavast HVDC kaabelliinist ning kaabli otstes paiknevatest konverterjaamadest. Eesti poolel olev konverterjaam ühendatakse 330 kV võrguga läbi uue rajavata 330 kV alajaama. Uuringu alusel saab koostada täpsema kuluanalüüsi ja projekti ajagraafiku. Võimalikud trassikoridorid on kujutatud joonisel 1.5, ning Elering on jõudnud otsuseni, et eelistatud trassialternatiiv on Aulepa randumispunkt järgnevatel põhjustel:

- Eestis erinevatel trassidel olulist maksumuste vahet ei ole ühegi trassivaliku korral.
- Varustuskindluse seisukohalt on kaablite koospurunemise riski vähendamiseks kõige mõistlikum valida Aulepa trass.

Aulepa trass võimaldab arvestada võimalike tulevikutootmistega Hiiumaal ja kaugemalgi ehk tegu on tulevikukindla investeeringuga.

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



Joonis 1.5 EstLink 3 investeeringud

### 1.2.3.2 Eesti-Läti neljas liin

Elering on arendamas täiendavat piiriülest ühendust Lätiga (nö Eesti lõunasuunaline merevõrk). Lisaks 2020. aastal Eesti ja Läti riikide vahel sõlmitud ühtsete kavatsuste memorandumile tuuleenergeetika arendamiseks<sup>4</sup>, sõlmisid 2021. aasta kevadel mõlema riigi põhivõrgu ettevõtted (Läti põhivõrgu operaator on AS Augstsprieguma tikls, lühidalt AST) kokkuleppe, mille raames analüüsitakse ühiselt parimaid võimalikke lahendusi täiendava 700-1000 MW ülekandevõimsuse rajamiseks. Projekt näeb ette Eesti ja Läti vahele neljanda 330 kV ühenduse rajamise, kuhu on võimalik külge liita

<sup>4</sup> <https://www.mkm.ee/et/uudised/eesti-ja-lati-solmisid-uhise-meretuulepargi-eelarendamise-leppe>

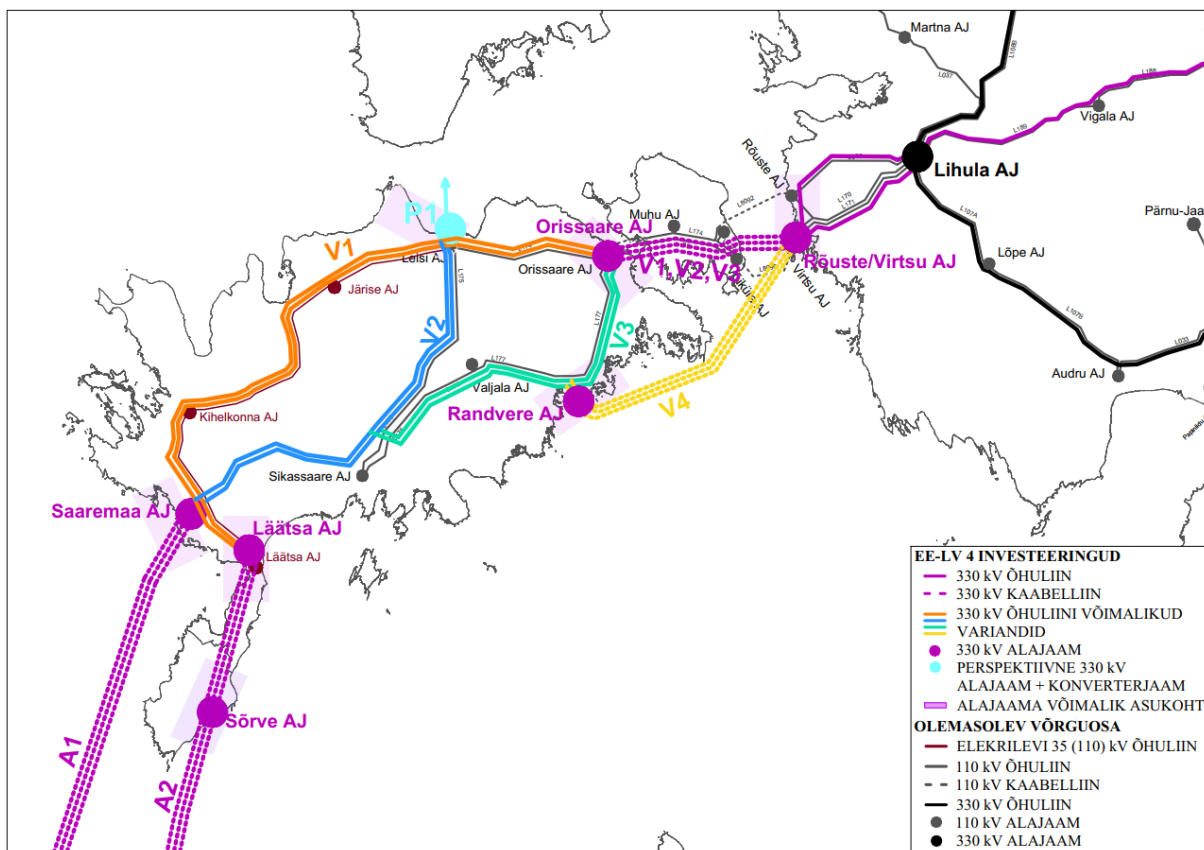
meretuuleparke. Elering (ja AST) ei asu ise meretuuleparke rajama, vaid vastutavad mereenergiavõrgu välja ehitamise ning maismaavõrguga ühendamise eest.

2021.-2022. aastal viidi Eleringi poolt läbi Eesti-Läti 4. ülekandeliini võimalike trassikoridoride eelanalüüs, mille tulemusena täiendava ülekandevõimsuse tagamiseks sobivaim algus Eestis on läänerannikult suunaga Läti läänerannikule (Pāvilosta piirkond). See tähendab uue 330 kV võrgu rajamist Lihula piirkonnast üle Muhu ja Saaremaa (alolev joonis). Eesti-Läti 4. ülekandeliini trassikoridor ja täpne tehniline lahendus ei ole tänase seisuga veel paigas, kuna sõltub keskkonnamõjude hindamisest ning projekteerimisest. Keskkonnamõjude hindamise programm on kavas koostada aastal 2024, programmi elluviimine on kavas teha aastatel 2025-2027. Projekteerimine on eeldatavasti plaanis aastatel 2027-2029. Kogu projekti valmimistähtaeg on aasta 2035.

Eesti-Läti 4. ülekandeliin läbib Saaremaad järgmistel põhjustel:

- Saaremaad läbiv liin võimaldab Saaremaal ühendada täiendavaid tootmisvõimsusi nii Saaremaal endal olevatelt tootmisasemetelt kui ka Liivi lahest ja Läänemerelt.
- Juhul, kui planeering võimaldab kasutada Saaremaal õhuliine, siis tegu on kõige soodsama võimalusega neljanda ülekandeliini rajamiseks.
- Saaremaa varustuskindlus suureneb täiendava ühenduse loomise kaudu.

Joonisel 1.6 on kujutatud Eesti-Läti 4. ühenduse võimalikud trassikoridoride valikud ja alajaamade võimalikud asukohad olemasolevas põhivõrgus ning uus Lihula-Paide 330 kV õhuliin.



Joonis 1.6 EE-LV neljanda ühenduse võimalikud trassid

### 1.2.4 Euroopa Liidu ühishuvi projektid

Eelpool nimetatud Eesti-Läti neljanda ühenduse, Eesti-Soome kolmanda ühenduse, sünkroniseerimise ja RRF projektid kuuluvad Euroopa elektri ülekandevõrgu iga kahe aasta tagant uuendatavasse kümne aasta arengukavasse (lühendatult TYNDP - ten year network development plan). Nimetatud arengukavasse projekti lisamiseks esitavad Euroopa Liidu põhivõrguoperaatorid või välised osapooled arengukava platvormil iga projekti kohta taotluse, kus on kirjeldatud projekti üldine tehniline lahendus, ajakava ja kulud. Samuti esitab põhivõrguoperaator võrgumudeli, mis sisaldab taotletavaid projekte. Entso-E hindab taotluseid ja võrgumudelit ning teostab projektidele tasuvusanalüüsi.

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

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

### 1.3 Võrgu pikaajaline tulevikuvisioon

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

Merevõrgu arenguga seoses kaalutakse ühe alternatiivina Eesti - Soome kolmanda ühenduse loomist läbi Aulepa/Nõva (joonis 1.7) Selline lähenemine moodustaks ringühenduse Saaremaa, Hiiumaa ja Mandri-Eestiga. Lahendus ühendab omavahel kokku tuulealad Hiiumaa ja Saaremaa ümbruses, EstLink 3 ja Eesti-Läti neljanda ühenduse. Väljakutseks on aga investeringute kõrgemad maksumused ja suurem ajakulu, mis on seotud erinevate planeeringute vajadustega. Kuigi esialgne maksumus on oluliselt suurem, võib pikas perspektiivis osutada selline lahendus optimaalseks. Nimelt võib eeldada, et tuuleelektri potentsiaal saab igal juhul tulevikus kasutatud, mis tähendab, et merre tekivad tulevikus suure tõenäosusega tootmisvõimsused, mis vajavad ülekandevõrke. Erinevaid alternatiive ja ühendusi uuritakse edasi ja paremate lahenduste selgumisel need rakendatakse. Aasta 2024 alguses saab valmis ENTSO-E poolt koordineeritud merevõrgu arengukava (ONDP<sup>5</sup> - Offshore Network Development Plan), mis näitab Läänemere taastuvenergia potentsiaali ja võimalikke tootmismahtusid ning täiendavate ühenduste rajamise vajadusi, mis võiks anda esialgse vaate täiendavate ühenduste vajaduse kohta. Selle alusel saab edasi planeerida ja analüüsida Eesti taastuvenergia toomisportfelli ja sisemised või mereparkide lahendusi.

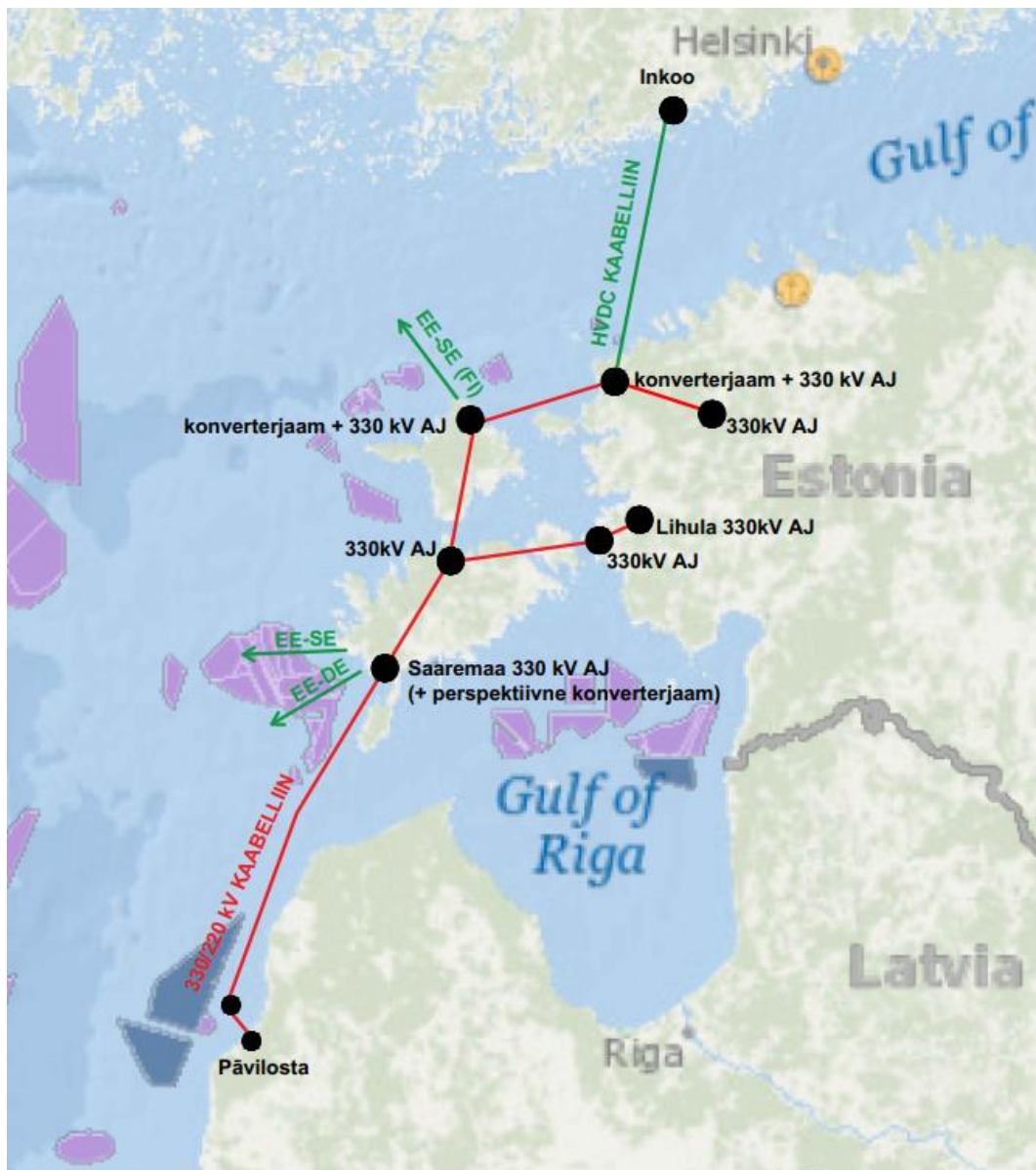
Allpool väljatoodud pikaajaline vaade näeb ette vahelduvvoolu 330 kV võrgu arendamist Eesti suursaartele Hiiumaale ja Saaremaale potentsiaalsete tuulealade lähedusse. Perspektiivne lahendus sisaldab tuulealade lähedusse rajatavaid alajaamu, kuhu on võimalik ühendada suuremahulisi taastuvelektri võimsuseid ning täiendavalt ühendada uusi välisühendusi naaberelektrivõrkudega. Ühendused tuleb rajada kahepoolse toitega, et tagada varustuskindlus ja ülekandevõimekus ka N-1 olukorras. Selleks ühendatakse Hiiumaale ja Saaremaale laiendatud põhivõrk omavahel täiendava 330

---

<sup>5</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/offshore-hub/tyndp-ondp/#reports>

kV liiniga. Saaremaa 330 kV alajaama kahepoolse toite tagab Läti suunal ehitatav vahelduvoolu kõrgepinge kaabelliin. Põhivõrgu laiendamisega saartele tuleb arvestada ühenduste läbilaskevõimega minimaalselt 1000 MW. Täpsem läbilaskevõime selgub taastuenergia mahtudest, mis soovitakse erinevatesse punktidesse liita ja ka sellest, kui suuri ülekandevõimsusi naaberriikidega soovib Eesti tagada. Eesti-Läti neljanda ühenduse valmimisaastat (2035) see lahendus ei mõjuta.

09.05.2023 allkirjastasid Elering ja Saksamaa elektri süsteemihaldur 50Hertz ühiste kavatsuste kokkuleppe, mille eesmärk on uurida kahe riigi vahelise kuni 2000 MW võimsusega elektriühenduse ehitamise tehnilisi võimalusi ja tasuvust. Kui ühised mõjuanalüüsid näitavad Eesti-Saksa ühenduse Baltic WindConnector tehnilist teostatavust ja tasuvust, esitavad Elering ja 50Hertz projekti Euroopa süsteemihaldurite koostöös valmivasse elektrivõrgu kümne aasta arengukavasse, misjärel on võimalik välja selgitada projekti rahastamise mudel ja välise rahastuse kaasamise allikad.<sup>6</sup>



Joonis 1.7 Võrguvaade 2030+

<sup>6</sup> <https://elering.ee/elering-ja-50hertz-uurivad-voimalusi-ehitada-eesti-ja-saksamaa-vahele-elektri-merekaabel>

## 1.4 Mere- ja maismaatuulepargid

Aina rohkem taastuvaid energiaallikaid, sealhulgas tuuleenergiat, kasutatakse elektri tootmiseks, mistõttu teevad kõik ELi riigid koostööd Euroopaülese energiaturu loomise nimel. Enamik Läänemere piirkonna riike täidab seatud rohe-eesmärgid<sup>7</sup> erinevate energiaallikate kasutamise. Rohe-eesmärkide osaks olevaid taastuvenergia eesmärke saab saavutada nii maismaa- kui ka meretuulega. Elering vastutab seejuures võrgu valmisoleku eest nii mere- kui ka maismaatuuleparkide liitumiseks.

### 1.4.1 Euroopa Liidu rohe-eesmärgid

Euroopa Liidu liikmesriigina osaleb Eesti ühiste keskkonnaga seotud kliima-eesmärkide saavutamises ning energiapoliitika elluviimises. Eesti siseriiklikuks eesmärgiks<sup>8</sup> on kasvatada taastuvenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest 42 protsendini aastaks 2030. Lisaks on loodud Energiamaajanduse korralduse seaduse muutmise seadus, millega tõsteti taastuvenergia osakaalu kogu energiatarbimises aastaks 2030 65%-le ning taastuvelektri toodangu eesmärk 2030 aastaks 100%-ni.

Euroopa Komisjoni poolt loodi Eesmärk 55 (Fit for 55) paketi raames ettepanekuid, kuidas tõsta Euroopa-üleseid taastuvenergia eesmärke nii elektritootmises, transpordisektoris, tööstuses ja energia lõpptarbimises, et täita 2050. aasta kliimanetraalsuse eesmärke. Paketis käidi välja, kuidas suurendada taastuvenergia põhise tootmist ning asendada fossiilsed energiaallikad, tõsta energiaefektiivsust ning energiakasutuse paindlikkust ning integreerida elektri, gaasi, transpordi ja soojusenergia kasutamine ühtseks tervikuks. Pärast Venemaa agressiooni Ukraina suhtes käidi Euroopa Komisjoni poolt välja pakett RePower EU, kus toodi välja leevendusmeetmeid lühivaates energia varustuskindluse ja -julgeoleku probleemi lahendamiseks ning keskpikas vaates seati kõrgemad taastuvenergia ambitsioonid, sealhulgas vesiniku kasutuselevõtu kiirendamiseks. Eelnevalt kirjeldatud energiapoliitika ettepanekud ning tänased kõrged energiahinnad suure tõenäosusega kiirendavad taastuvenergia kasutuselevõttu ning vähendavad Eesti ja Euroopa sõltuvust imporditavast fossiilenergiast. Sellest tulenevalt suurenevad riikide toetused ja garantiid energiatootjatele ning süveneb investorite huvi võimalike innovatiivsete lahenduste leidmiseks. Kokku toob see turule uut energiatootmist, parandab süsteemi võimekust, vähenevad kasvuhoonegaaside emissioonid ning väheneb Eesti ja Euroopa energiasõltuvus kolmandatest riikidest.<sup>9</sup>

### 1.4.2 Läänemere ja Eesti meretuule potentsiaal

Eesti teeb teiste Euroopa Liidu riikidega tihedat koostööd, et kõik koos jõuda seatud eesmärkide täitmiseni. Selleks, et planeerimine edukalt kulgeks luuakse eri merealade piires arengukavasid. Elering koos Läti, Leedu, Poola, Saksamaa, Taani, Rootsi ja Soome põhivõrguettevõtetega on vastutav Läänemere ONDP<sup>10</sup> (Offshore Network Development Plan) õigeaegse valmimise eest, mille eesmärgiks on välja tuua, kuidas merevõrk aastate vältel areneb, kui suureks kasvab ning analüüsida ühiskonnas tekkivaid eriarvamusi ning nende lahendamist.

Marienburgi deklaratsiooni kohaselt on 2030. aastaks Eesti võrku ühendatud 1 GW meretuuleparke, 2040. aastaks 3,5 GW ning 2050. aastaks 7 GW.<sup>11</sup> Eesti meretuulealade potentsiaal on umbes 10 korda suurem, kui Eestil on omatarbeks vaja. Tuuleenergeetika arendamiseks sobilikud alad on kehtestatud

---

<sup>7</sup> <https://valitsus.ee/valitsuse-eesmargid-ja-tegevused/rohepoliitika>

<sup>8</sup> <https://kliimaministerium.ee/media/9407/download>

<sup>9</sup> <https://kliimaministerium.ee/energeetika-maavarad/taastuvenergia/taastuvenergia>

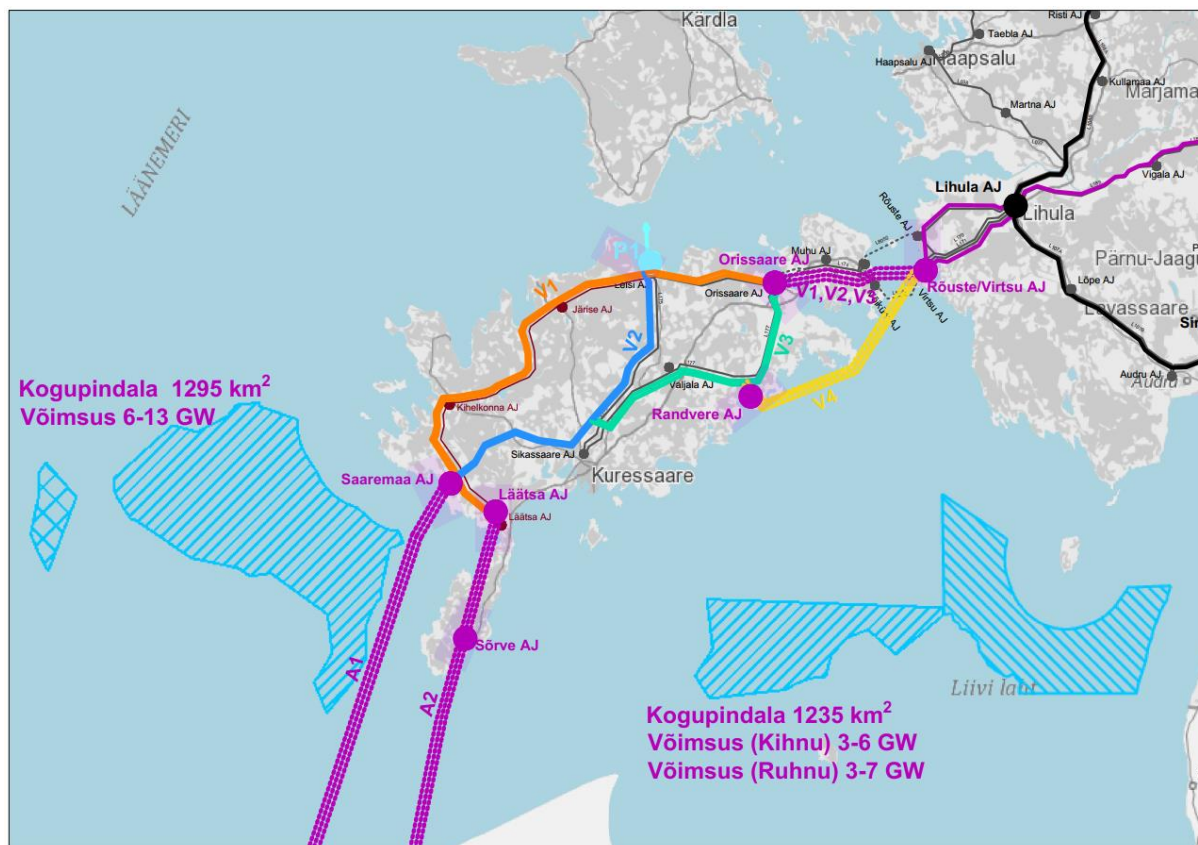
<sup>10</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/offshore-hub/tyndp-ondp/#reports>

<sup>11</sup> <https://valitsus.ee/media/5288/download>



Eesti mereala planeeringuga<sup>12</sup> ja asuvad Liivi lahes, Saaremaa ning Hiiumaa rannikutel. Eri alade tuulepotentsiaal on järgnev:

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



Joonis 1.8 Meretuuleparkide alad

Kogu Eesti meretuulepotentsiaali Eesti elektrivõrku ühendamine ei ole mõistlik ega vajalik, mistõttu tuleb luua lahendused, kus energia suunatakse sinna, kus on seda vaja, läbi merevõrgu. TTJA-le on hoonestusloa taotlusi esitatud kokku 2439 km<sup>2</sup> suurusele alale, millest 1300 km<sup>2</sup> ulatuses taotlusi kattub, ning mille jaotamiseks kuulutatakse välja konkurs. Mittekattuvaid taotlusi on 20 GW jagu ning olenevalt lõpliku ala määramise tulemustest on taotletud võimsust 30 - 40 GW, keskmise tuulepargi võimsustihedusega 10 - 13,4 MW/km<sup>2</sup>. Euroopa Komisjoni Merealade Üldplaneeringu platvormi<sup>13</sup> andmetel on Läänemerele paigaldatud meretuuleparkide võimsustihedus keskmiselt 5,5 MW/km<sup>2</sup>, mistõttu TTJA-le esitatud taotlused on pigem ülehinnatud mahuga. Tuulikute tehnoloogiate arenedes saab aga kasvada ka meretuuleparkide võimsustihedus, kuna näiteks Põhjameres on juba praegu meretuuleparkide alasid võimsustihedusega üle 10 MW/km<sup>2</sup>.

Kogu Läänemere tuuleenergia potentsiaal on 93,5 GW, reaalsete projektide koguvõimsus on praegu aga maksimaalset 50 GW. 2030, 2040 ja 2050. aastate Läänemereäärsete riikide meretuuleparkide võimsuste eesmärged vaata allolevast tabelist 1.1. Põhjamereäärsetel riikidel on aastaks 2030

<sup>12</sup> [Mereala planeering | Rahandusministeerium \(fin.ee\)](#)

<sup>13</sup> [Capacity Densities of European Offshore Wind Farms | The European Maritime Spatial Planning Platform \(europa.eu\)](#)

järgnevad eesmärgid: Belgia 6 GW, Taani (Põhjamere osa) 12,9 GW, Prantsusmaa 4,4 GW, Saksamaa (Põhjamere osa) 30 GW, Iirimaa 7 GW, Norra 0 GW ja Holland 16 GW.

Informatsiooni potentsiaalsete avamere taastuenergia arendusprojektide kohta leiab siit: <https://xgis.maaamet.ee/xgis2/page/app/TTJAhoonestusload>.

Tabel 1.1 Läänemereäärsete riikide meretuuleparkide võimsuste eesmärgid<sup>14</sup>

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

### 1.4.3 Tuuleparkidest toodetud energia kasutusvõimalused Eestis

Eesti aastane elektrienergia tarbimine suureneb aastaks 2030 praeguselt 8,5 TWh-lt umbes 9,9 TWh-ni (täpsem informatsioon peatükis 1.5.5 Tarbimise prognoos). Selleks, et elektrienergia tarbimist katta on lisaks päikeseenergiale vaja 3 GW tuuleparke, mis kindlasti tagaks taastuenergia eesmärkide täitmise. Eesti 2030. aasta tootmise prognoosis on lisanduvate tuuleparkide võimsus kuni 2 GW. Täna tehakse võrku ühendamiseks vajalikud võrgutugevdused liitumisprotsessi käigus, kuid 2030. aastaks on vaja luua võrguvõimekus täiendavate liitumiste lisandumiseks ning arvestada need arenduskohustuste hulka. Seetõttu võib osutada vajalikuks võrgu ettevalmistamine, nagu praegu tehakse olemasolevate võrguklientide perspektiivsete vajaduste katmiseks.

Meretuulepotentsiaal on Eestis kordades suurem maismaatuule potentsiaalist. Kuna meretuulepotentsiaal ületab kordades Eesti taastuenergia vajadust, tuleb seda arendades luua ka täiendavaid välisühendusi (või suuremahulist salvestust või tarbimist), et üle jäävat elektrienergiat oleks võimalik eksportida. Taastuvatest energiaallikatest üle jääva elektri hõlpsaks kasutamiseks on Eestil mitu võimalust. Esiteks saaks suurendada kohalikku tarbimist tööstuste näol, luues Eestisse näiteks metanooli või ammoniaagi tootmistööstused, mis kasutaksid üle jäävat elektrienergiat. Lisaks on võimalus elektrienergia ülejääki eksportida riigist välja elektri või vesinikuna. Selleks, et elektrit või vesinikku transportida saaks on vaja luua riikidevahelisi ühendusi ning süsteeme. Üheks võimaluseks on elektrit eksportida läbi Eesti - Saksamaa 2000 MW mereühenduse<sup>15</sup>, mille võimalusi hetkel juba uuritakse ja mida planeeritakse aastasse 2040. Lisaks sellele on tulevikus potentsiaali rajada lisühendused Soome ning Rootsiga, mis suurendaksid riikidevahelisi ülekandevõimsuseid.

Eleringi tellitud [Eesti elektritarbimise tõusu prognoos](#) näeb ette tarbimise kasvu 15 TWh-ni 2050 aastaks (11,3 TWh aastaks 2035). Sellise energiakoguse katmiseks jääb Eestil maismaatuulevõimsusest puudu, mille tõttu on vaja lisada võrku ka teisi taastuvaid energiaallikaid, nagu näiteks meretuult (pikaajaline tulevikuvision on kirjeldatud peatükis 1.3).

<sup>14</sup> [Microsoft Word - Offshore agreement BEMIP\\_final draft\\_updated rev \(europa.eu\)](#)

<sup>15</sup> <https://elering.ee/elering-ja-50hertz-uurivad-voimalusi-ehitada-est-ja-saksamaa-vahele-elektri-merekaabel>

Vesiniku kasutamise ja tootmise potentsiaal on Läänemeres regiooniti erinev. Põhjamaades (Soome, Rootsi, Taani) on oodata märkimisväärset vesiniku nõudlust ja pakkumist. Tuuleenergia kiirest kasvust tulenevalt ületab pakkumine nõudlust, mistõttu on Põhjamaad võimelised vesinikku suurtes mahtudes eksportima või energiaintensiivset tööstust ligi meelitama. Eestil ja Lätil on madal vesiniku nõudlus, kuid tulenevalt suurest taastuvenergia potentsiaalist suur võimekus vesinikku toota. Eesti ja Läti saavad tulevikus enda taastuvenergiat eksportida või sarnaselt Põhjamaadele seda väärindada. Leedus on Baltikumi mõistes suur vesiniku nõudlus, tulenevalt rafineerimis- ja väetise tööstustest. Leedu aga ilmselt ei suuda enda vesiniku nõudlust ise katta ning vajab vesiniku importi. Saksamaa ja Poola (koos teiste Kesk-Euroopa riikidega) jäävad energia importijateks. Nendes riikides on suur hulk tööstust, kus on vaja fossiilsed kütused asendada puhta energiaga. Arvestades hetkeolukorda on vaja Eestil otsustada, kuidas ära kasutada oma head potentsiaali. Joonisel 1.9 on välja toodud planeerimisjärgus Põhja- ja Baltimaade vesinikukoridor, mis on piiriülene vesiniku taristuprojekt Soomest Saksamaale läbi Baltikumi ja Poola, mis võimaldab ühendada piirkondliku pakkumise, nõudluse ja salvestamise piki taristut. Selle peakoridori pikkus on umbes 2500 km ning põhja-lõunasuunaline võimsus 200 GWh/päevas.<sup>16</sup>



Joonis 1.9 Põhja- ja Baltimaade vesinikukoridor

#### 1.4.4 Kohalikud arendajad

Huvi meretuuleparkide arendamise vastu Eestis on suur. Arendamisel on meretuulepargid Lääne-Saaremaal ja Põhja-Hiiumaal. 2028. aastaks valmib Liivi lahes Kihnust 10 kilomeetrit läänepool asuva

<sup>16</sup> [ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf](#)

arenduse esimene etapp planeeritava võimsusega 1200 MW ning kogutoodang aastas saab olema umbes 5 TWh. Teine Liivi lahe meretuulepark asub Kihnu saarest umbes 10 kilomeetrit lõuna pool ja hoonestusloaga taotletud ala suuruseks on 183 km<sup>2</sup>. Selle Liivi lahe meretuulepargi võimsuseks on planeeritud 1000 MW ja tootlikkuseks ennustatakse umbes 4 TWh aastas. Samuti planeeritakse 2028. aasta lõpuks valmis saada kuni 1400 MW võimsusega meretuulepark Saaremaa lääneossa. Lisaks eelnevalt nimetatud arendustele on Eesti-Läti koostööprojektina loodud ELWIND<sup>17</sup>, mis asub Lääne-Saaremaa merealal ning on valmis elektrienergia tootmiseks peale aastat 2030. See tuuleala on võimeline katma umbes 3 TWh elektritoodangut aastas.

Täna kehtivaid lepinguid maismaatuuleparkide ehitamiseks on 13, millest kaks on päikese/tuule hübriidpargid ning 11 on tuulepargid. Täitmisel liitumislepinguid tuuleparkide lisamiseks elektrivõrku on kaks. Kehtivates lepingutes sisalduvad ka need võimsused, mis mõningate piirangute tõttu takistavad tuuleparkide ühendamist osades piirkondades.<sup>18</sup>

## 1.5 Sisevõrgu piirkondade investeringud

### 1.5.1 Tallinn ja selle ümbrus

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

Tallinnas on käimas õhuliinide asendamine kaabelliinidega (joonis 1.10):

- 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;
- 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 110 kV kaabelliinid ning osaliselt on kaabelliiniga asendatud 110 kV L009 Kopli-Paljassaare ja L010 Paljassaare-Volta.

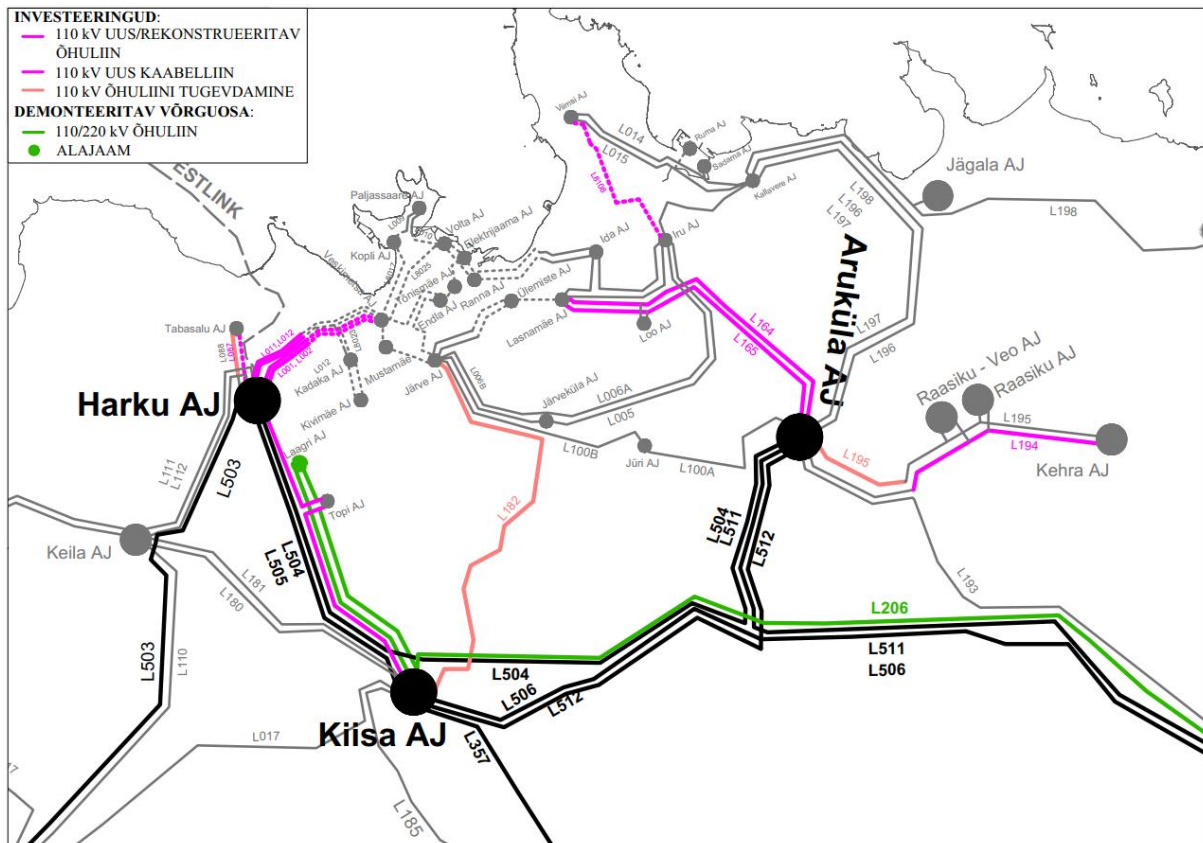
110 kV õhuliini tööd:

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

---

<sup>17</sup> [elwindoffshore.eu](http://elwindoffshore.eu)

<sup>18</sup> [Põhivõrguga liitumine | Elering](#)



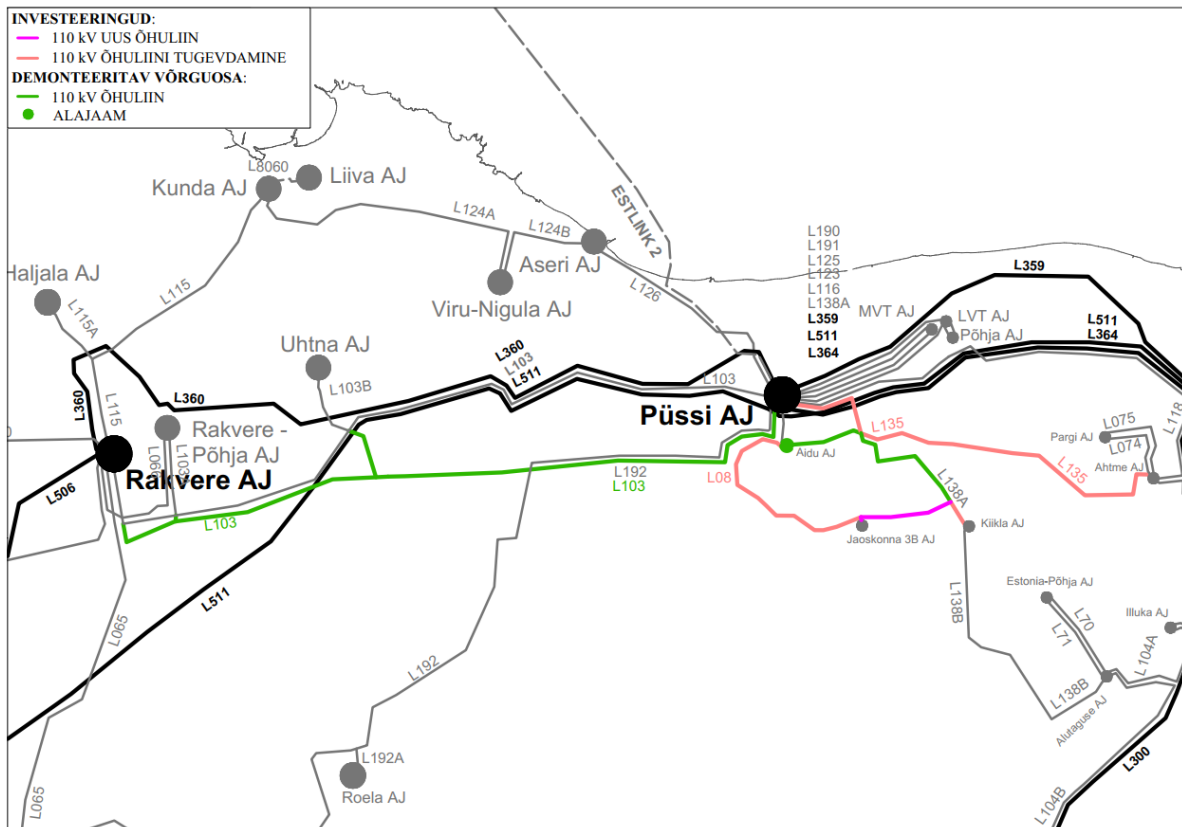
Joonis 1.10 Tallinna võrgupiirkonna võrguarengud

### 1.5.2 Kirde-Eesti

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

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

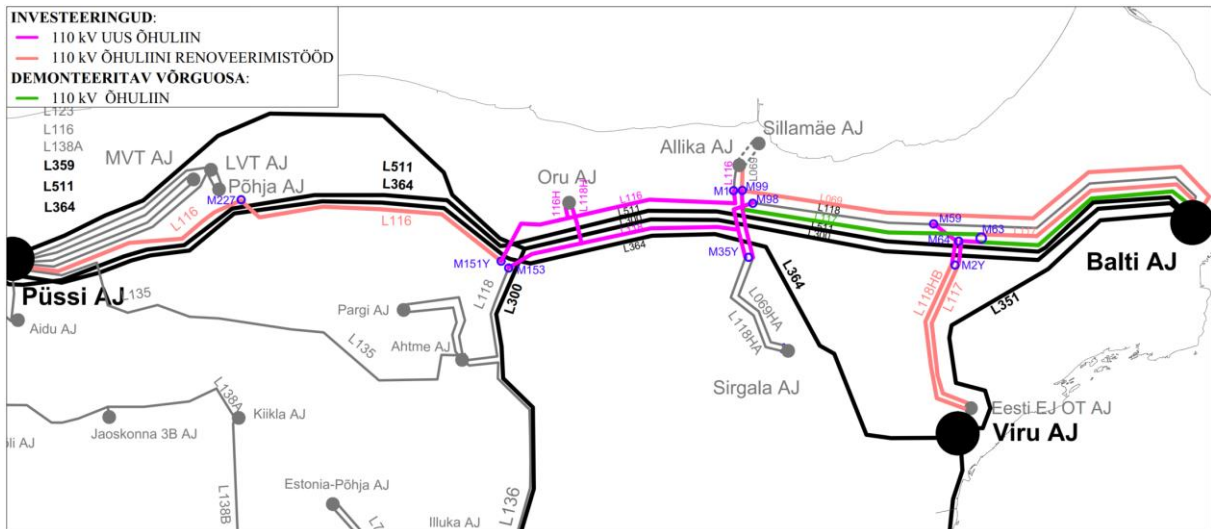
110 kV liin L103 Rakvere-Püssi on praeguseks rekonstrueeritud demonteeritava 220 kV õhuliini Püssi-Kiisa liinikoridoris, vana L103 on demonteerimisel (joonisel 1.11 rohelisega)



Joonis 1.11 Püssi-Ahtme-Jaaskonna 3B võrgupiirkonna võrguarengud

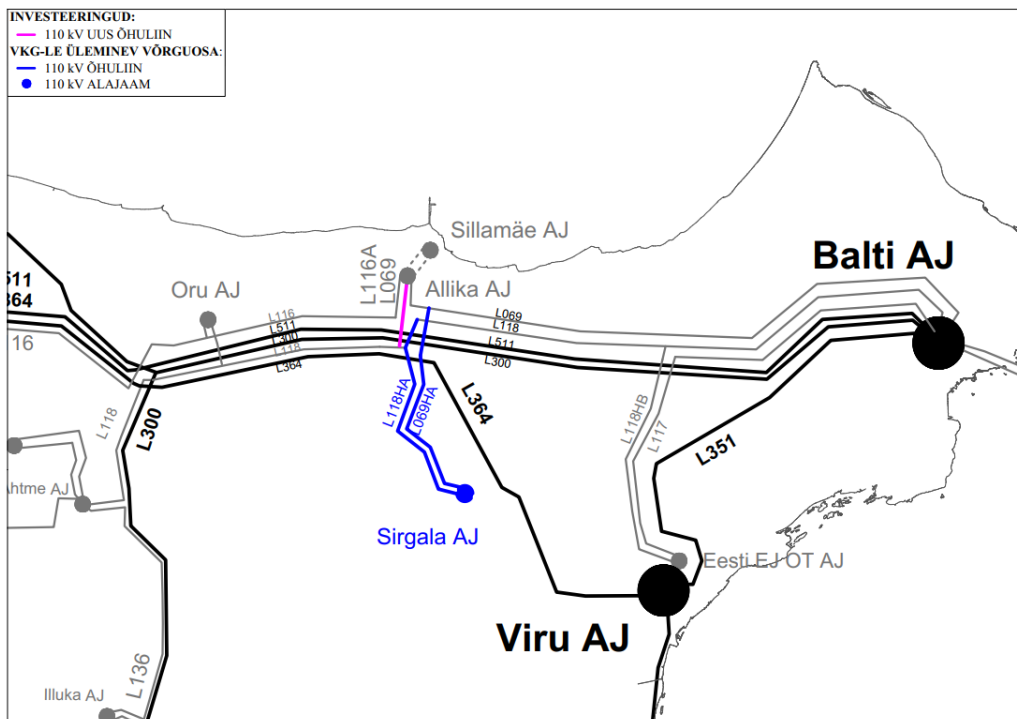
Balti alajaama suunduvate 110 kV liinide konfiguratsiooni plaanitakse samuti optimeerida (joonis 1.12). L118 jaoks ehitatakse L300 demonteerimisel vabanenud liinikoridori uus 110 kV õhuliinilõik algusega L118 mastist 153 kuni olemasoleva Balti-Püssi L116 mastini 98. Mastist 98 ühendatakse kokku L118 uus liinilõik ja olemasolev L116 ning moodustub liin L118 Ahtme-Balti. L116 ja L118 kaheaheleline osa lõigul mastist 151Y kuni mastini 102Z ehitatakse uueks üheaheleliseks liiniks ning mastist 102Z ehitatakse uus ümberühendus olemasoleva liini L116A (Allika haru) mastini 1. Moodustub liin L116 Püssi-Allika. Sirgala alajaam jääb ühendatuks haruna- üks haru liinile L069 Allika-Balti ja teine haru liinile L118 Ahtme-Balti. Eesti EJ OT esimene toide ühendatakse haruna liinile L118 Ahtme-Balti, teise toite jaoks ühendatakse paralleeli L117 ja L119 Balti alajaamast kuni mastini 63 liinidega Balti alajaamast (vt allolev joonis). Oru alajaama esimene toide ühendatakse haruna liinile L116 Püssi-Allika ja teine toide haruna liinile L118 Ahtme-Balti.

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



Joonis 1.12 Balti-Püssi 110 kV liinide rekonfigureerimine

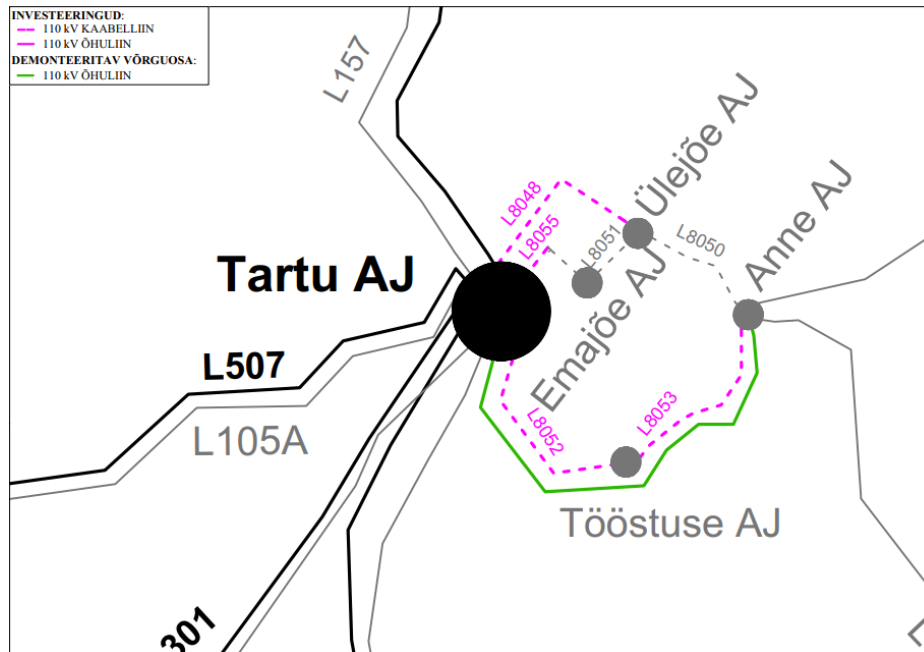
Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimisele on võimalik 110 kV võrku täiendavalt vähendada, kui VKG loobub tarbimiskohast Sirgala alajaamas ja Sirgala 110 kV jaotla demonteeritakse. Sirgala alajaama ühendavad liinid lähevad üle VKG-le. VKG läheb Allika alajaamas üle 110 kV liitumisele ja ehitab Allika alajaamas koos trafodega uued keskpinge jaotusseadmed. VKG Elektrivõrkude ja klientide vahelise liitumislepingu tingimuste tagamiseks ehitatakse Allika alajaama kolmas 110 kV elektriliin Ahtme-Balti liinile haruna. Kolmas 110 kV ühendus Allika alajaama on võimalik ehitada eraldiseisva liinina või rekonstrueerida üks olemasolev liin kaheaheeliseks liiniks. Hetkel on kolmas ühendus tagatud Sirgala alajaamast, mis optimeeritud lahenduses ei ole enam ülekandevõrgu alajaam. Seoses Allika alajaama ümberehitusega kaotatakse Elektrilevi OÜ 10 kV liitumispunkt Allika alajaamas ja Elering ehitab Elektrilevile uue 10 kV kaabelliini Oru alajaamani (joonis 1.13).



Joonis 1.13 Allika-Sirgala võrgupiirkonna optimeeritud stsenaarium

### 1.5.3 Tartu piirkond

Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähikümbus, 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 1.14).



Joonis 1.14 Tartu võrgupiirkonna arengud

### 1.5.4 Lahutuskohad

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

Eleringi läbiviidud uuringust<sup>19</sup> selgus, et 110 kV võrgus kasutatavad lahutuskohad ei suurenda üldist 110 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi ning ei anna otsest majanduslikku lisaväärtust. Lisaks on pidevalt vaja optimeerida lahutuskohade asukohta. Optimaalsete lahutuskohade asukohad võivad ajas muutuda ja mitteoptimaalsete lahutuskohadega võivad elektrisüsteemi aktiivenergia kaod suurenedada. Lahutuskohade kasutamisega väheneb ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlus, mis on tingitud reservlülitusautomaatika viiteaegadest põhjustatud lühiajalistest katkestustest.

110 kV lahutuskohade kasutamine suurendab aga märgatavalt 330 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi, mis võib anda kaudset majanduslikku lisaväärtust. Uuringus on järeldatud, et püsivate 110 kV lahutuskohade kasutamine ei ole otstarbekas ja uurida võiks dünaamiliste

<sup>19</sup> <https://digikogu.taltech.ee/et/Download/06533504-c9d4-4322-9833-1bf519845627>



lahutuskohtade kasutamist. Dünaamilised lahtuskohad tekitatakse vastavalt võrguelemendi ülekoormusele ja see eeldab täiendava automaatikasüsteemi välja töötamist.

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

### 1.5.5 Tarbimise prognoos<sup>20</sup>

Tabelis 1.2 toodud väärtused on viimase 10 aasta statistiline kogum ning järgneva 15 aasta prognoos. Tarbimise prognoosis on ära toodud aastate keskmised tiputarbimise väärtused.

Tabelis toodud prognoosid on tehtud ENTSO-E süsteemi võimekuse hindamise jaoks tarbimise modelleerimise tulemuste ja Eleringi poolt tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu baasil. Alates 2030 aastast on kasutatud Eleringi poolt tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu tulemusi<sup>21</sup>, mis võtab arvesse erinevate Eesti ja Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika arengusuundi, mille eesmärgiks on vähendada fossiilenergia kasutamist ning energiamajanduse järkjärgulist elektrifitseerimist.

**Tabel 1.2 Tarbimise prognoos kuni 2038**

Tarbimise prognoos		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2023	8,6	1514
2024	9,0	1591
2025	9,2	1668
2026	9,3	1705
2027	9,5	1742
2028	9,7	1779
2029	9,9	1800
2030	9,9	1829
2031	10,3	1870
2032	10,5	1910
2033	10,8	1950
2034	11,1	1984
2035	11,3	2018
2036	11,7	2075
2037	11,9	2131
2038	12,3	2187

<sup>20</sup> [Varustuskindluse aruanded | Elering](#) (peatükk 4.5 Tarbimise prognoos)

<sup>21</sup> [Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuring](#)

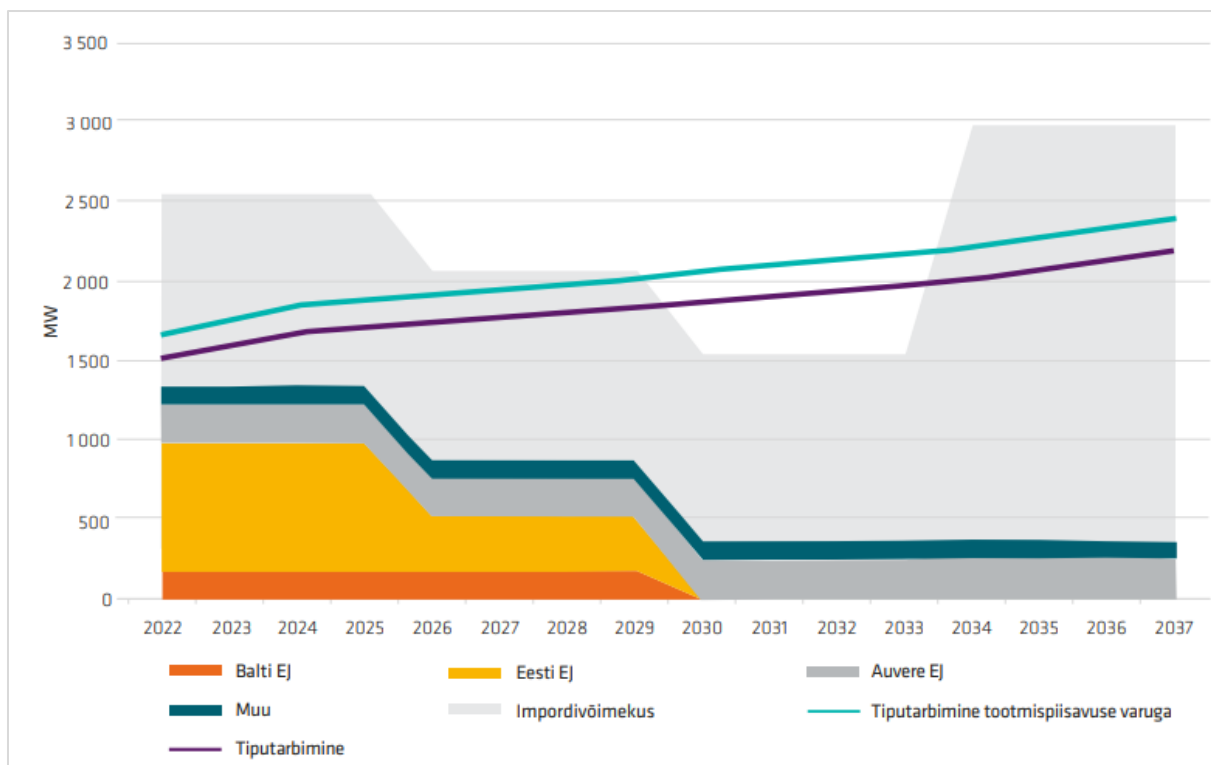
Energiatarbimise elektrifitseerimisest tulenevalt on oodata tarbimise kasvu järgmiste aastate jooksul. Tabelist on näha, et prognoositav tiputarbimine kasvab järgneva 15 aasta jooksul keskmiselt 45 MW võrra ja alates 2030-st aastast on aastane kogutarbimine 9,9 TWh aastas kuni 12,3 TWh aastaks 2038.

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

### 1.5.6 Tootmise prognoos

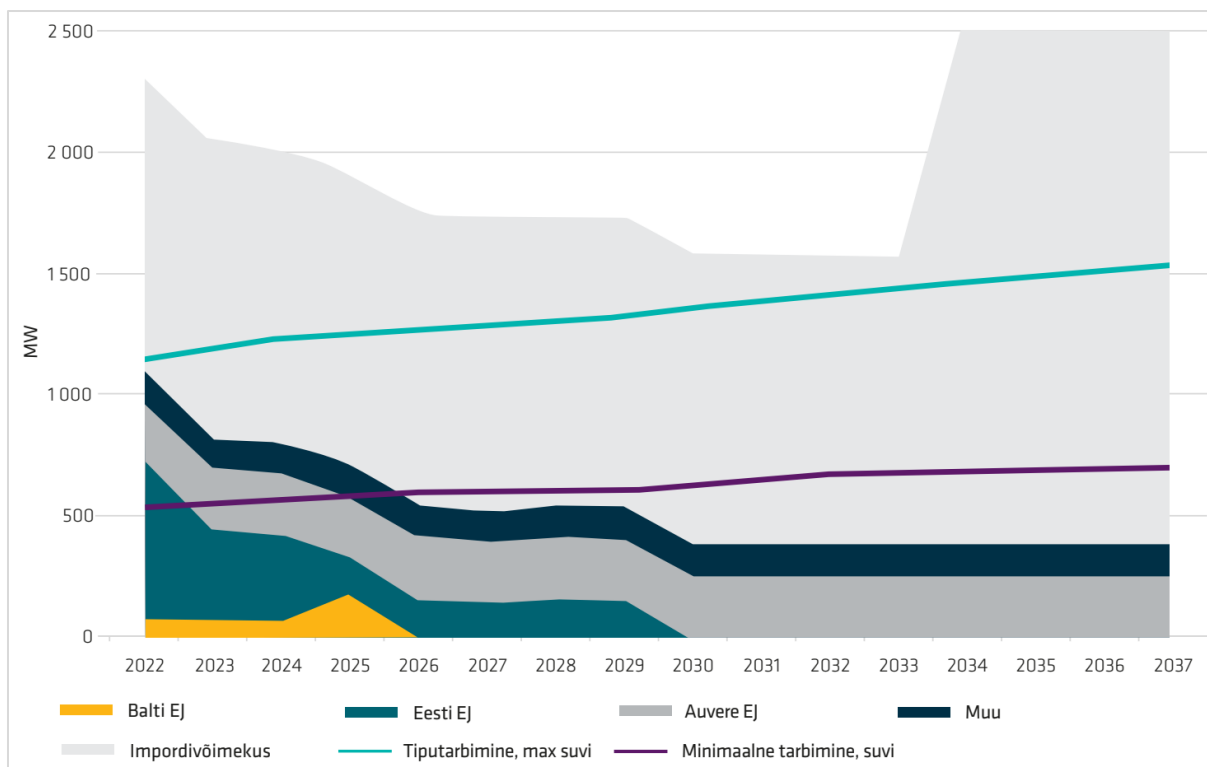
Eesti talvine süsteemivõimekuse olukord aastatel 2023-2038 (joonis 1.15) näitab, et Eestil on iga aasta tiputarbimise katmiseks vaja naaberriikidest imporditud elektrit. Tarbimise prognooside kohaselt kasvab talvine tiputarbimine viieteist aasta pärast 2187 MW-ni, mis on ligi 30% kõrgem kui 2023. aasta prognoositav tipp 1514 MW. Koos täiendava 10%-lise tootmispiisavuse varuga oleks tiputarbimine 2038. aastal 2406 MW. Installeeritud turupõhist juhitavat tootmisvõimsust on elektritootjate esitatud andmete ja Eleringi prognooside kohaselt 2030. aastal ca 873 MW ja 2038. aastal ca 346 MW, millele lisandub veel täiendavalt Kiisa avariireservelektrijaam ja võimalik strateegiline reserv.

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



**Joonis 1.15 Kasutatav tootmisvõimsus, impordivõimekus ja tipunõudluse eeldatav prognoos talvel**

Tänaste prognooside kohaselt on suvine tiputarbimine aastaks 2038 kuni 1543 MW (joonis 1.16). Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §14-le vastavat kasutatavat tootmisvõimsust on prognoosi kohaselt 2030. aasta suvel ca 589 MW ja 2038. aastal 389 MW. Kasutatav tootmisvõimsus suvel on madalam kui talvel tulenevalt elektriyaamade hooldustest ja osade koostootmisjaamade tööks vajaliku soojuskoormuse puudumisest. Joonisel toodud suvise tootmisvõimsuse piisavuse hinnangu kohaselt on Eesti kohalikke tootmisvõimuseid ja impordivõimekust piisavalt, et katta suvine tiputarbimine. Lisaks graafikul olevatele ressursidele ei ole siin arvesse võetud päikese ega tuule võimsus.



Joonis 1.16 Kasutatav tootmisvõimsus, impordivõimekus ja tipunõudluse eeldatav prognoos suvel

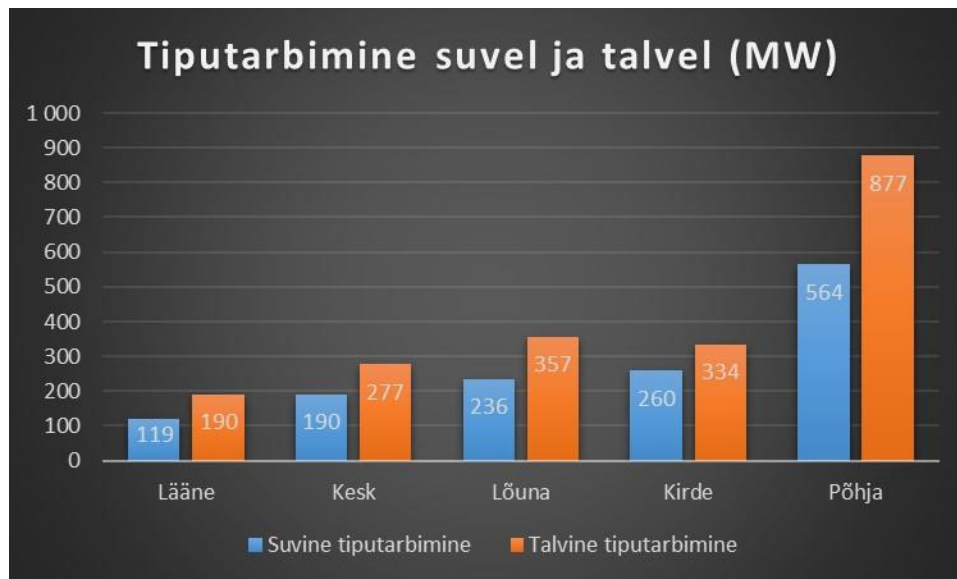
### 1.5.7 Koormuskeskuste arengud ja investeeringud

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

Analüüsi jaoks koostati kaks baasmudelit (talvine ja suvine tiputarbimine), kus alajaamade lõikes 2035-ks aastaks prognoositud tarbimise lähteandmeteks kasutati Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu tulemusi (ACY<sup>22</sup> ja baasstsenaarium)<sup>23</sup>. Uuringu kohaselt on Eesti elektritarbimine kasvutrendis eeskätt tänu kiirenevale teenindus-, tööstus- ja transpordisektori elektrifitseerimisele. Kogu Eesti tiputarbimine suvel sai 1370 MW ja talvel 2035 MW. Kuna uuringu raames iga alajaamade tunnikaupa tarbimiseprognoos oli tehtud ainult 2030. aasta jaoks siis 2035. aasta mudeli jaoks kõikide alajaamade tarbimise andmed olid suurendatud ühtlaselt 20% võrra, mis on uuringu prognoosi kohaselt kogu Eesti tarbimise kasv 2035. aastaks, võrreldes 2030. aastaga (joonis 1.17).

<sup>22</sup> ACY- average climate year

<sup>23</sup> <https://elering.ee/sites/default/files/2022-10/Study%20-%20Electricity%20demand%20scenarios.pdf>

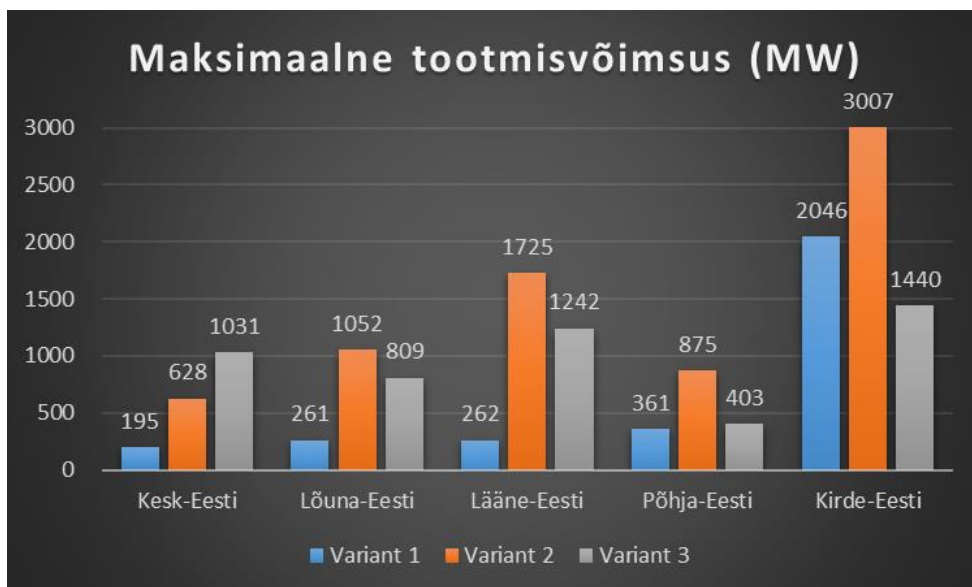


**Joonis 1.17 PSSE baasmudeli suvise ja talvise tiputarbimise piirkondlik jaotus 2035 aastal**

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

Variantide kirjeldus:

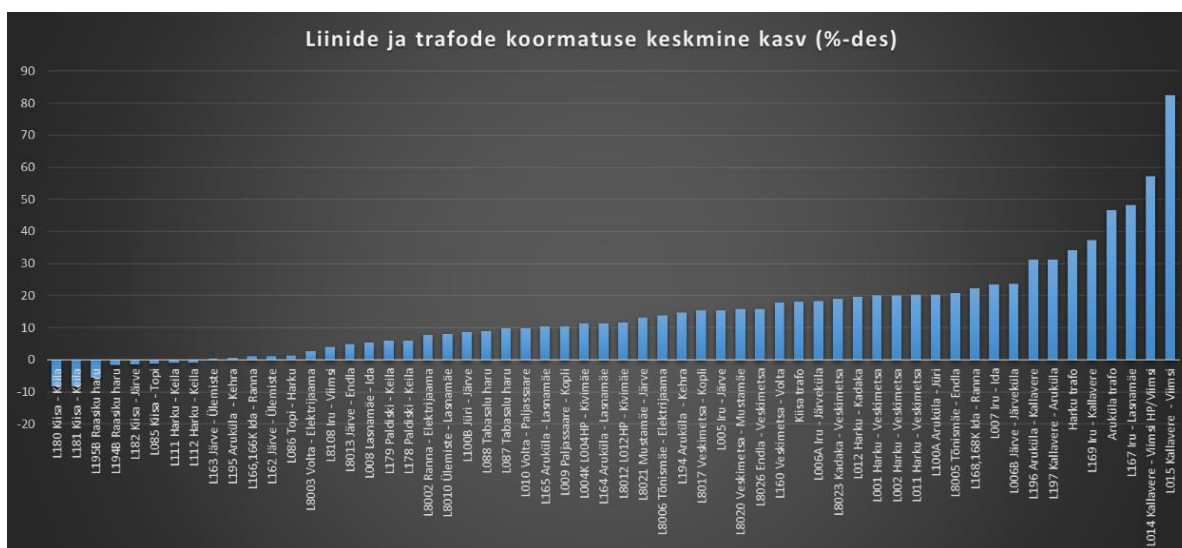
- Variant 1 - Olemasolev tootmine, kasutatud ainult tootmisüksused, kellel on kehtiv võrguleping ja välja ehitatud liitumispunkt. Suurem tootmine paikneb ajalooliselt Ida-Eestis. Kogu Eesti maksimaalne tootmisvõimsus on 3 GW.
- Variant 2 - Esimese variandi tootmisvõimsused ja lisaks liitumisprotsessis olevad tootmissuunalised võimsused. Kuigi suurem tootmine taas paikneb Ida-Eestis, kasvab seekord teiste piirkondade osakaal ning Lääne-Eesti tõuseb teisele kohale. Kogu Eesti maksimaalne tootmine on 7 GW.
- Variant 3 - Kolmas variant on koostatud eeldusega, et Eesti elektrisüsteemis on tarbimine tagatud 10 TWh ulatuses taastuvenergia allikatest. Tootmisvõimsuste piirkondlik muster arvestab KOV tuuleparkide arendusaladega ja praeguse päikeseelektrijaamade piirkondliku osakaaluga. Fossilsetel kütustel põhinevate elektrijaamade võimsused on vähendatud 2/3 võrra. Tootmissuunaliste võimsuste järgi on esikolmikus Kirde-, Lääne- ja Kesk-Eesti. Kogu Eesti tootmisvõimsus on 5 GW (joonis 1.18).



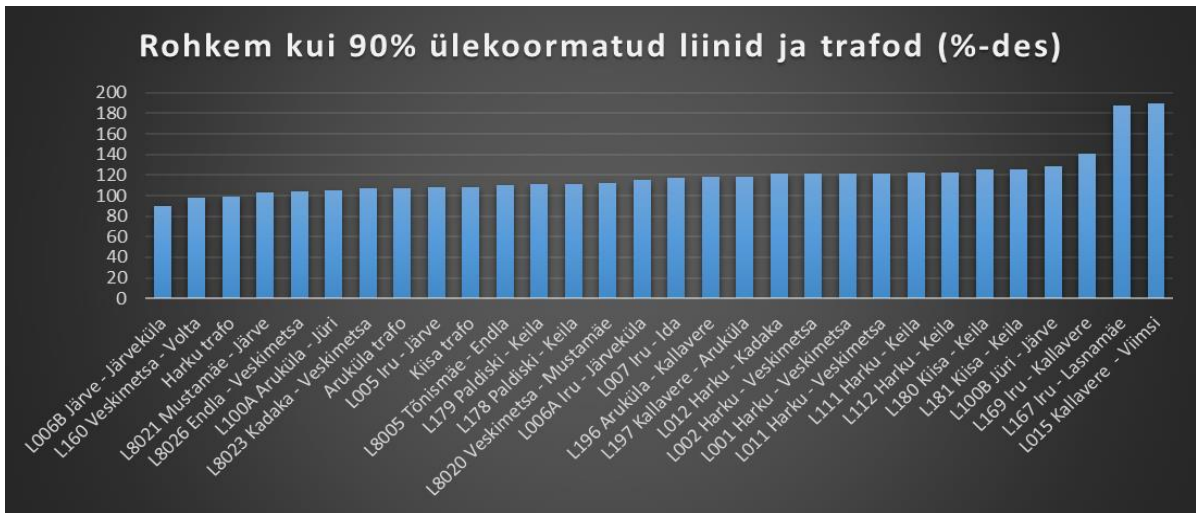
Joonis 1.18 PSSE baasumodeli erinevate variantide tootmissuunaliste võimsuste piirkondlik jaotus

### 1.5.7.1 Tallinna piirkonna koormuse kasv

Uuringu andmetel avaldub kõige suurem elektrifitseerimise mõju Tallinna piirkonnale, kus tarbimine ulatub 43%-ni kogu Eesti tiputarbimisest. Võrreldes hetkeseisu prognoositud tarbimisekasvuga, hakkab enamustel Tallinna piirkonnaga seotud liinidel koormatus kasvama, samuti ka suurem osa vähemalt ühes vaadeldud variantidest on ülekoormatusi rohkem kui 90% (joonised 1.19 ja 1.20). Tallinn on üks tihedama koormusega piirkondadest, kus tulevikus on ette näha kiiremat koormuste kasvu võrreldes ülejäänud Eestiga. Elektritransport ja tehnoloogiate elektrifitseerimine põhjustab täiendava koormuste suurenemise lisaks võimsuste normaalsele kasvule. Olemasolev võrk Tallinnas ei ole suuteline üle kandma perspektiivseid võimsuseid. Seetõttu tuleb rajada piirkonda täiendav 330/110 kV alajaam, mis ühendatakse 330 kV kaabel- või õhuliinidega Kiisa ja Aruküla alajaamaga. Alajaama suunduvad 110 kV liinid selguvad edasiste uuringute käigus. Lisaks uuele 330 kV alajaamale on vaja tugevdada 110 kV võrku, rekonstrueerides eeldatavalt ca 25 km õhuline kaabelliinideks.



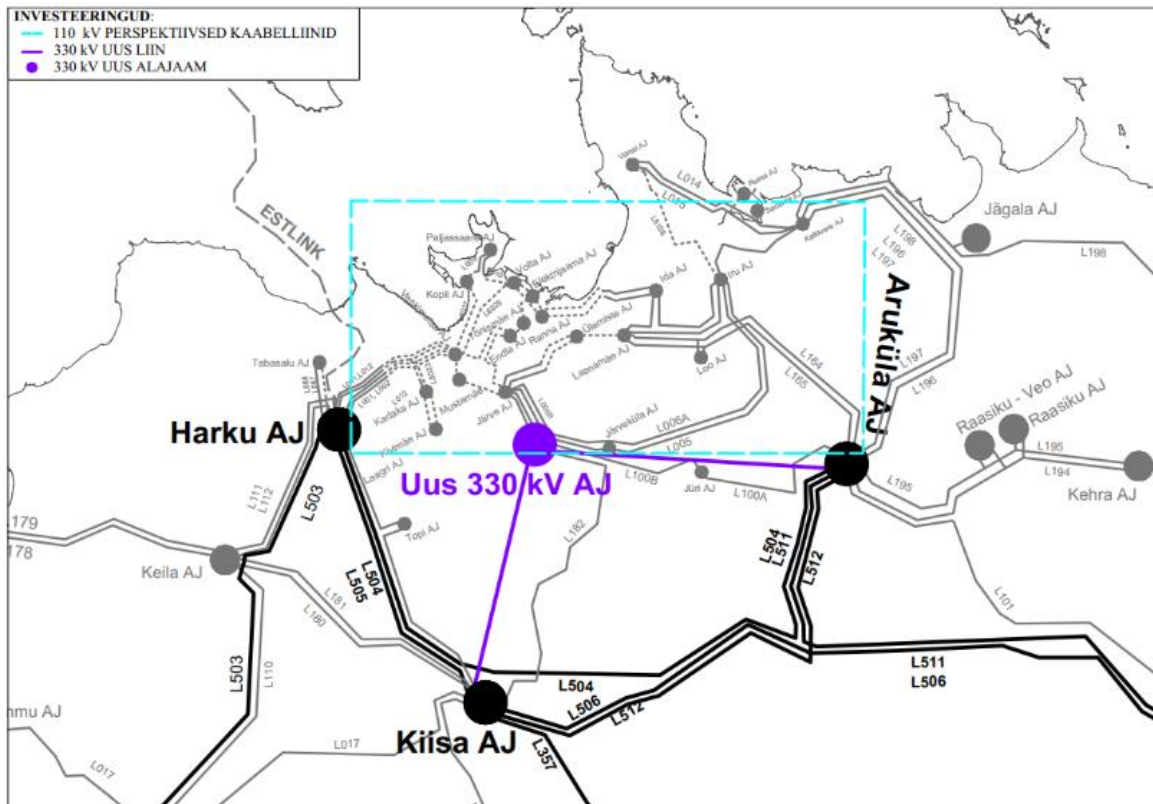
Joonis 1.19 Tallinna piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode koormatuse keskmine kasv 2035. aastaks N-1 olukorras



Joonis 1.20 Tallinna piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem koormatus N-1 olukorras (joonisel on esitaud elemendid, kus koormatus koostas rohkem kui 90%)

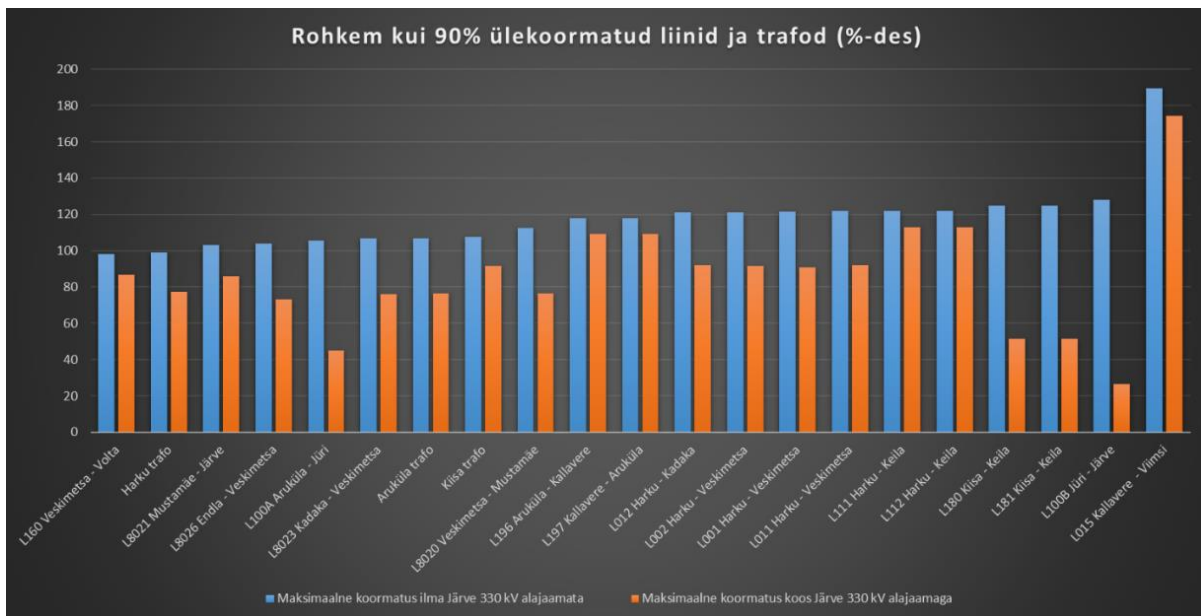
### Tallinna piirkonna perspektiivsed investeeringud ja modelleerimise tulemused

Suurima positiivse efekti annab uus 330 kV alajaam (joonis 1.21), kui see asub võimalikult lähedal olemasolevale 110 kV kaablivõrgule. Sellisel juhul võtab uus alajaam suurema osa koormusvoogudest enda peale ning vähendab koormusvooge perspektiivis ülekoormuvatelt suundadelt. Kahe 200 MVA 330 kV jõutrafodega alajaam ühendatakse uute 330 kV liinidega Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamadega. Modelleerimisel oli uus 330 kV alajaam ühendatud olemasoleva Järve 110 kV alajaamaga.



Joonis 1.21 Uus 330 kV alajaam Tallinna piirkonnas

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



**Joonis 1.22 Tallinna piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem ülekoormus N-1 olukorras, koos ja ilma investeeringuta (joonisel on esitatud elemendid, kus Järve 330 kV alajaamaga koormatuse langus oli rohkem kui 1%)**

Vaatamata sellele, et enamustel kaabelliinidel on investeeringu mõju positiivne, toimub kaabelliinidel L8005, L8006 lõigul Endla - Tõnismäe - Elektriijaama keskmiselt 8% koormatuse kasv. Mõlemad kaabelliinid näitavad ülekoormust või talitlevad ülekoormuse piiril (joonis 1.22). Selleks, et tagada kaabelliinide paremat ülekannet, tuleb perspektiivsete investeeringute täiendamiseks modelleerida ja analüüsida järgmised variandid:

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

### 1.5.7.2 Tartu piirkonna koormuse kasv

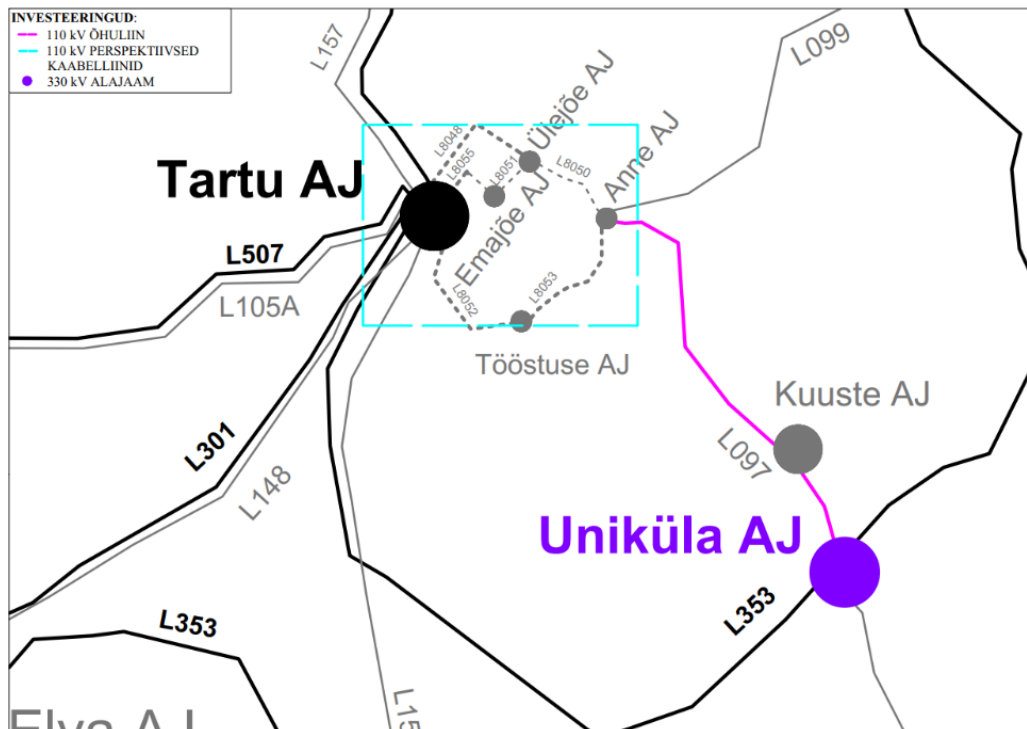
Tallinna järel on Tartu üks tihedama koormusega piirkond, kus tulevikus on ette näha kiiremat koormuste kasvu. Elektritransport ja tehnoloogiate elektrifitseerimine põhjustab täiendava koormuste suurenemise lisaks võimsuste normaalsele kasvule. Modelleerimine näitas, et Tartu piirkonna võrgu elementidel (liinid, trafod, kaablid) kasvab koormatus keskmiselt 11%. Tsirguliina ja Tartu 330 kV jõutrafode koormuse kasv on keskmiselt 23% (joonis 1.23).





Modelleeritud investeeringud (joonis 1.23):

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

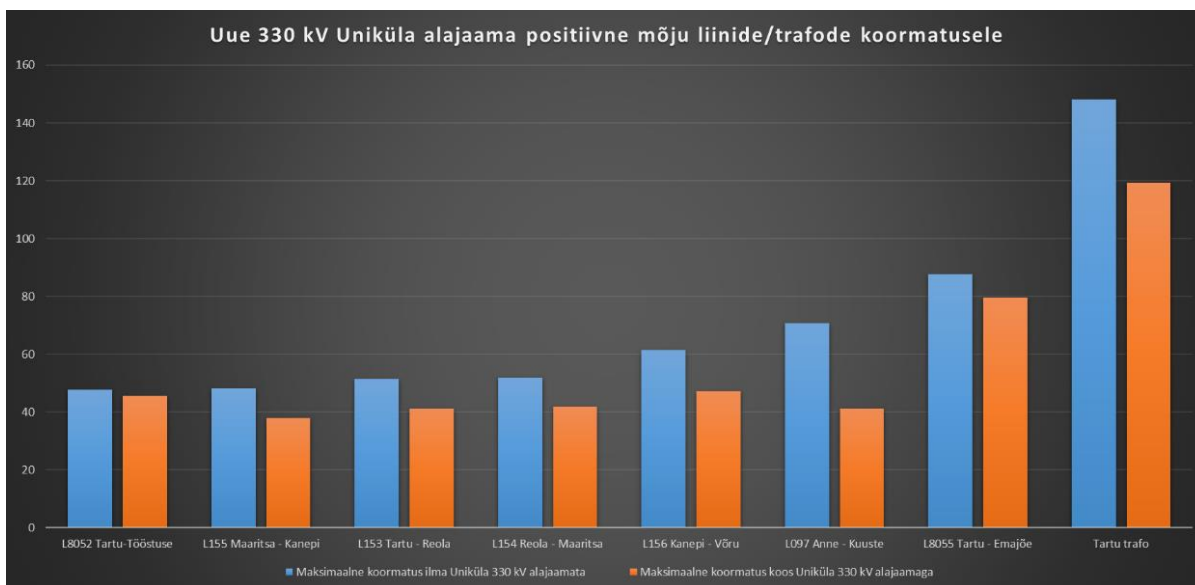


Joonis 1.25 Uus Uniküla 330 kV alajaam Tartu piirkonnas

Modelleerimine näitab, et Uniküla 330 kV alajaam mõjub positiivselt eelkõige liinidele suunas Tartu AJ - Võru AJ - Anne AJ - Emajõe AJ. Tartu jõutrafo ülekoormus langeb 33% võrra, kuid jääb kõrgemaks, kui 100%. Samuti kolmandas variandis püsib suur ülekoormus liinidel L157 ja L158. Põhjuseks võivad olla suured tootmisvõimsused, mis liiguvad Paide ja Sindi poolt Tartu suunas. Suurte võimsuste lisandumine Tsirguliina alajaamas tekitab Tsirguliina jõutrafo ülekoormusi, kus tuleb analüüsida lisavõrgutugevdusi. Esimese ja kolmanda variandi stsenaariumid näitavad, et Tartu AJ - Ülejõe AJ - Anne AJ kaabelliini koormatus uue alajaama tekitamisega hoopis kasvab ja ületab 100% (joonis 1.26).

Tulemused näitavad, et ainuüksi Uniküla ehitamine ei lahendada erinevate võimalike arengutsenaariumite ülekoormusi. Investeeringu täiendamiseks tuleb modelleerida ja analüüsida järgmised variandid:

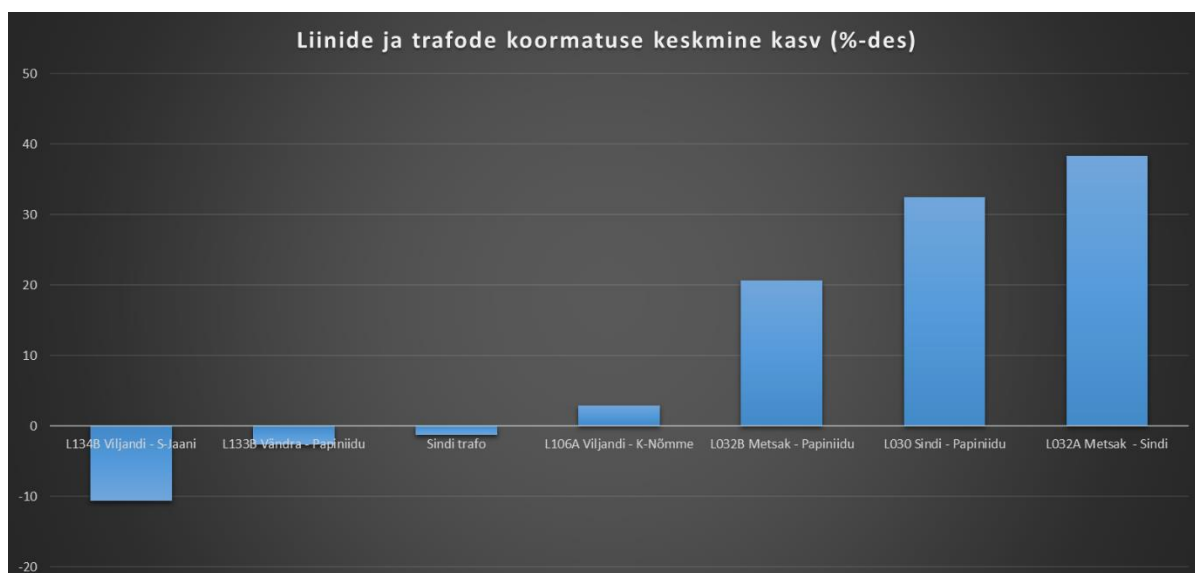
1. Lisa kaabelliin Tartu piirkonnas;
2. Mustvee 110 kV ühendamine Mustvee 330 kV alajaamaga.



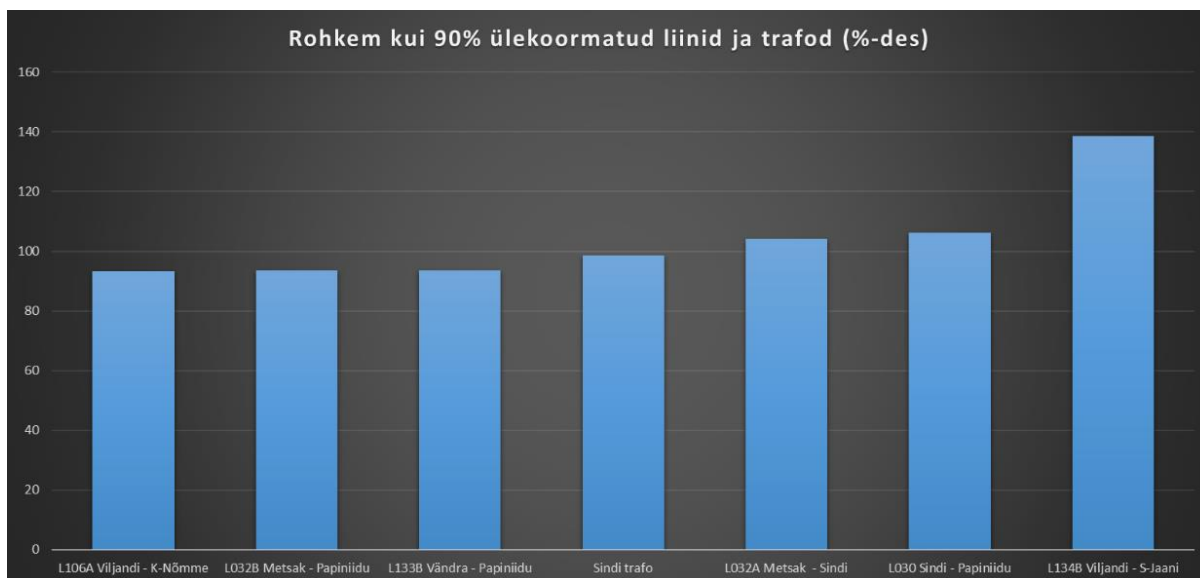
Joonis 1.26 Tartu piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem ülekoormus N-1 olukorras, koos ja ilma investeeringuta (joonisel on esitatud elemendid, kus langus oli rohkem kui 5%)

### 1.5.7.3 Pärnu piirkonna koormuse kasv

Pärnu on lisaks Tallinnale ja Tartule samuti üks tihedama koormusega piirkond Eestis. Lisaks võimsuste normaalsele kasvule on oodata täiendavat koormuste suurenemist elektritranspordi ja tehnoloogiate elektrifitseerimisest tingituna ja olemasolev võrk pole sellise kasvu jaoks piisav. Samuti on probleemiks varustuskindlus- Pärnu põhitoide on tagatud Sindi 330 kV alajaamast. Pärnu piirkonna modelleerimise raames on vaadeldud liine Sindi - Viljandi - Paide piirkonnas (joonis 1.27). Suurem koormatuse kasv toimub liinidel Sindi - Metsakombinaadi - Papiniidu. Lisaks näitas nendel liinidel vähemalt üks variantidest ülekoormusi (joonised 1.27 ja 1.28).



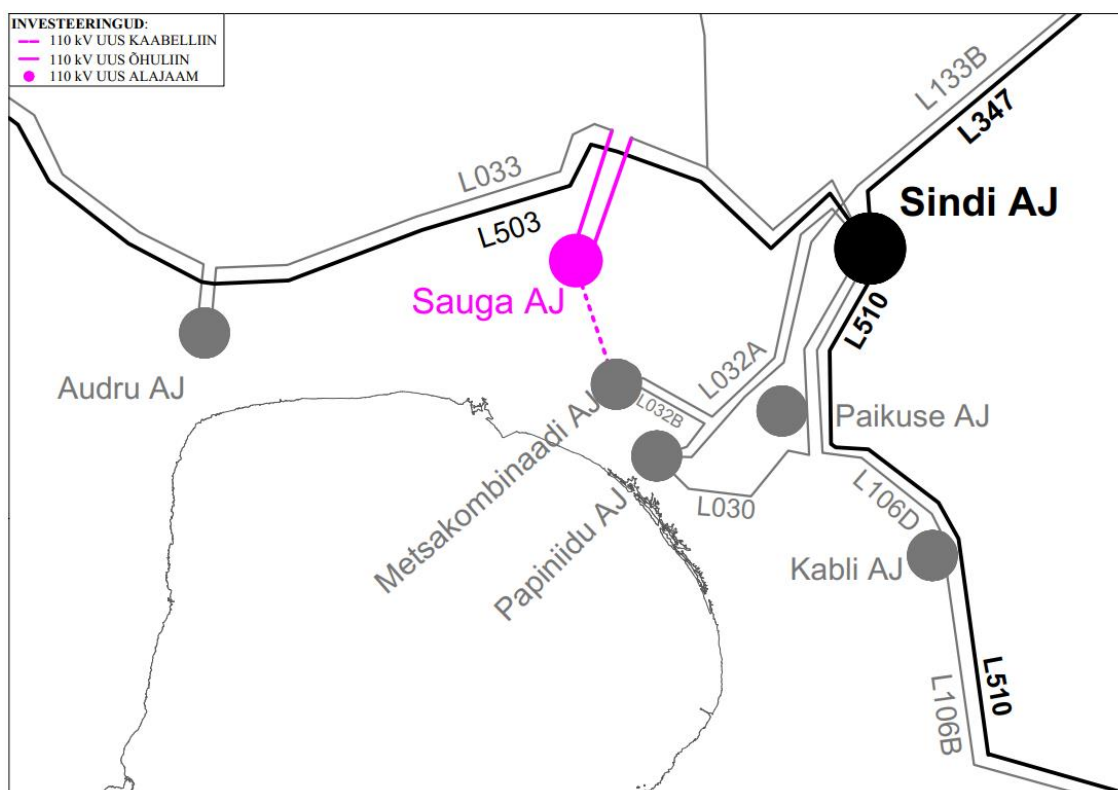
Joonis 1.27 Pärnu piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode koormatuse keskmine kasv 2035. aastaks N-1 olukorras



**Joonis 1.28** Pärnu piirkonnaga seotud õhu-, kaabelliinide ja trafode erinevate variantide suurem koormatus N-1 olukorras (joonisel on esitaud elemendid, kus koormatus oli rohkem kui 90%)

### Pärnu piirkonna perspektiivsed investeeringud ja modelleerimise tulemused

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



**Joonis 1.29** Sauga uus 110 kV alajaam Pärnu võrgupiirkonnas

Pärnu piirkonna jaoks olid modelleeritud järgmised lisainvesteeringud:

1. Uus Sauga 110 kV alajaam;
2. Metsakombinaadi - Sauga 110 kV kaabelliin.

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

## 1.6 Võrguga liitumise võimekus

### 1.6.1 Liitumistega kaasnevad investeeringud

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

Õhuliinide peamiseks piiranguks on termineline taluvus, mis otseselt tuleneb juhtme ristlõikest ja gabariidist. Ebapiisava läbilaskevõime korral uuritakse esmalt, kas ülekoormus kaob olemasolevate juhtmete gabariitide tõstmisega temperatuurini +60°C. Juhul kui olemasolevad juhtmed on ebapiisava ristlõikega, kaalutakse uue liini ehitamist olemasolevasse liinikoridori. Ettevõtte siseseks standardseks ristlõikeks on võetud uute 110 kV liinide jaoks 1x240 mm<sup>2</sup> või 2x240 mm<sup>2</sup> ning 330 kV liinide jaoks 3x400 mm<sup>2</sup>. Uued liinid projekteeritakse gabariitidega +80°C. Kaitsevööndi alla mineva maa kokkuhoidmiseks on liinide ehitamisel eelistatud 110 kV ja 330 kV paralleelselt kulgevate ahelate paigaldamine ühistele mastidele ning olemasolevate trassikoridoride kasutamine.

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

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

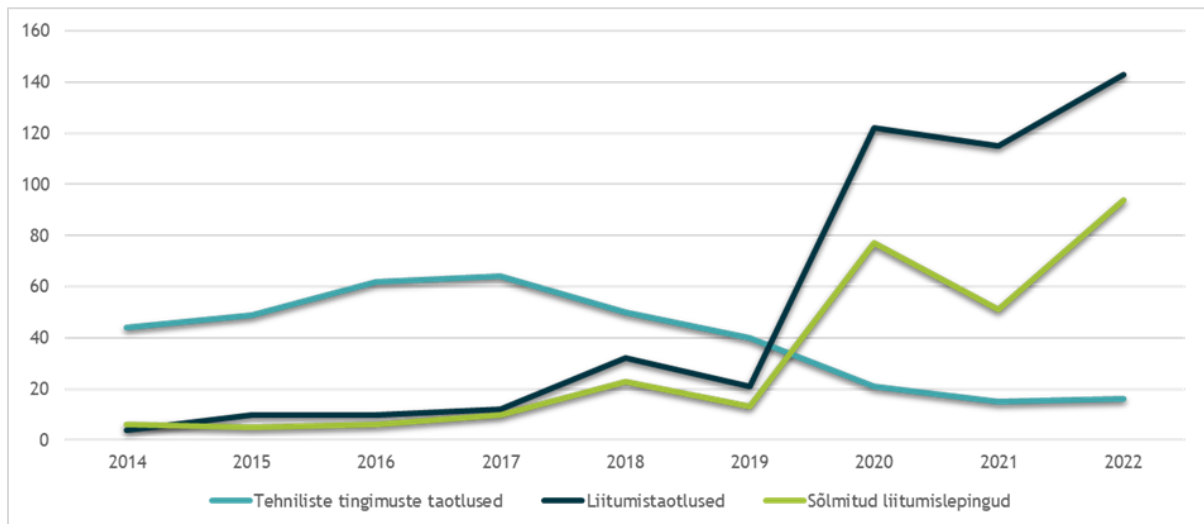
Võrreldes maismaaliitumistega on meretuuleparkide võrguühenduse ehitamine kallim seoses merekaablite paigaldamise vajadusega. Kaabelliinidel on suur mahtuvus, mis vahelduvvoolu võrgus põhjustab täiendava reaktiivvõimsuse genereerimist ja mis omakorda võib põhjustada liigpingeid. Mida suurem on ühendatavate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

Alalisvooluühenduse korral võib merekaabli pikkus olla märksa suurem. Seejuures tuleb arvestada konverterjaamade maksumust, mis lisandub kaabli hinnale.

### 1.6.2 Ülevaade liitumiste seisust

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

Volatiilsem elektri börsihind on hüppeliselt kasvatanud huvi tootmissuunalise elektrivõrguga liitumise vastu (joonis 1.28).



Joonis 1.30 Tehniliste tingimuste taotlused, liitumistaotlused ja sõlmitud liitumislepingud perioodil 2014-2022

2023. aasta septembri alguse seisuga on Eleringil:

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

Võrgulepinguid omavatest elektrijaamadest moodustavad:

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

Planeeritavatest tootmissuunalistest liitujatest moodustavad:

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

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

Samas on Elering olukorras, kus Venemaa algatatud sõja tõttu kehtestatud sanktsioonid, majanduslangus ning juba kasvanud huvi elektrijaamade ja muu elektritaristu ehitamiseks on tekitanud olukorra, kus valdkonnas tegutsevad töövõtjad on üle koormatud ning ehitushinnad sellest tulenevalt oluliselt kallinenud ja ehitustähtajad pikenenud. Olemasolev põhivõrk on täna dimensioneeritud ligikaudu 3000 MW võimsuse edastamiseks - keskmiselt 1000 MW kohalikuks tarbimiseks ja 2000 MW lõuna ning põhja suunas riikidevaheliseks elektrikaubanduseks. Seetõttu tuleb arvestada aja- ja rahakuluga võrgu läbilaskevõime suurendamiseks, sest iga järgnev liituja tingib aina suuremama hulgisema võrgu ümberehituste vajaduse ja liitumistasu suuruse. Üheks võimaluseks on vabastada võrguettevõtjad oma võrgu- ja/või liitumislepingut mittekasutavate elektrijaamade ees võetud kohustustest garanteerida neile olemasolevate lepingute järgsed tootmissuunalised ülekandevõimsused.

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

### 1.6.3 Vabad liitumisvõimsused

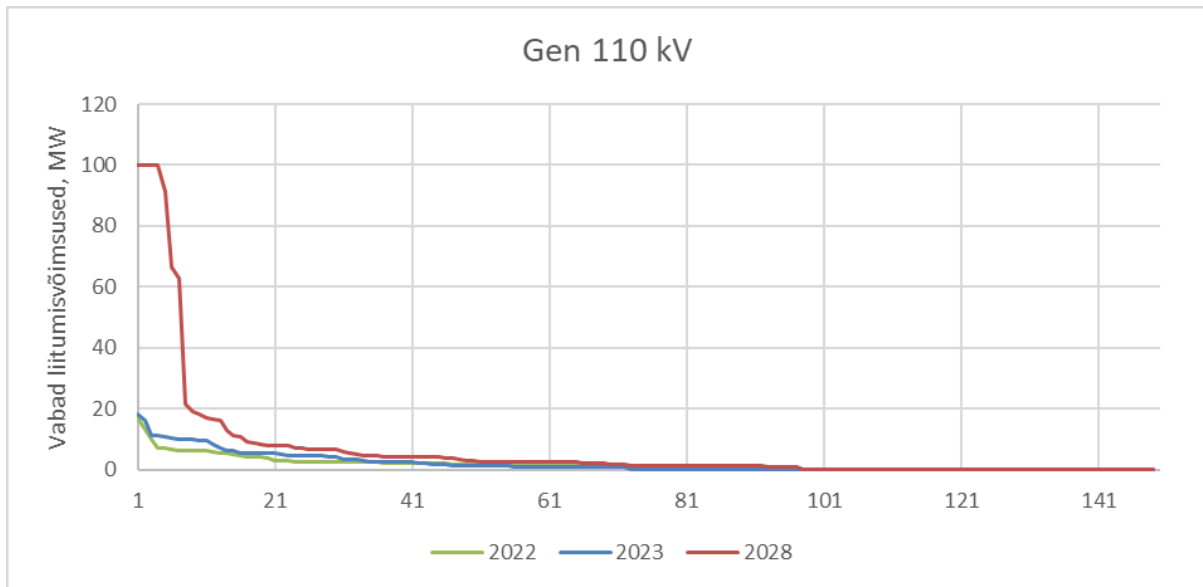
Vabad liitumisvõimsused on võimsused, mille korral ei ole vaja liitumisel Eleringiga ülekandeliinide läbilaskevõimeid suurendada. Vabad liitumisvõimsused sõltuvad Eesti ülekandesüsteemi tugevusest. Peamiseks piirajaks on ülekandeliinide termiline piirang, mis sõltub liini läbivast voolust. Vabad liitumisvõimsused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

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

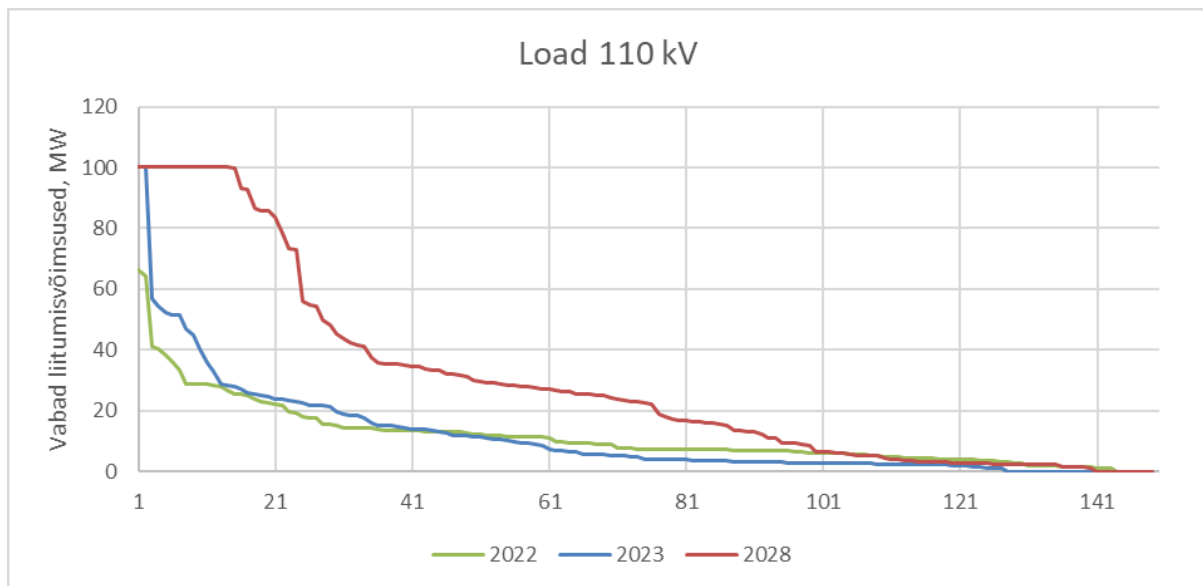
2021. aasta teisest poolest alates on oluliselt suurenenud võrguga liituvate elektritootjate hulk. 2022. aasta sügiseks on põhivõrku välja ehitatud võrguühendusi kokku ca 5000 MW ulatuses ning liitumispakkumise või lepingu täitmise faasis on veel täiendav 6000 MW liitumisvõimsust. Kui see panna kõrvuti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

Võtmekoht on aga kahtlemata see, et kõik juba ehitatud või tulevikus ehitatavad võrguühendused ka kasutusele võetakse, mitte ei jää need tegelikult tootmisseedet ehitada soovijate plaane blokeerima. 2021- 2022 a. liitumiste huvi tekitas ka hulgaliselt nn. fantoomliitumisi, mis pole töösse läinud (tipphuvi 01.03.2022 oli 12218 MVA). Osalt selle olukorra korrastamiseks kehtestati alates 17.03.2023 põhivõrguga liituda soovijale tagatise nõue 38 000 eurot megavoltampri (MVA) kohta - (ELTS) § 87<sup>1</sup> lg. Seda kasutatakse võimsuse väljaehitamisel liitumiskulude katteks. Sellise tagatistasuga motiveeritakse nii kasutusest välja võetud võimsuste, kui ka uute reserveeritud, aga kasutamata võimsuste vabastamist või planeeritult kasutusele võtmist. Kogu tootmisvõimsuse maht on vähenenud (kehtivad võrgu- ja liitumislepingud, liitumislepingu pakkumised ning vastu võetud liitumistaotlused) - 01.03.2023 oli 11424 MVA ja 01.09.2023 on 8490 MVA.

Joonistel 1.29-1.32 on võrreldud vabu liitumisvõimsusi täna ja viie aasta pärast peale Eleringi investeeringute eelarves ettenähtud investeeringute realiseerimist.

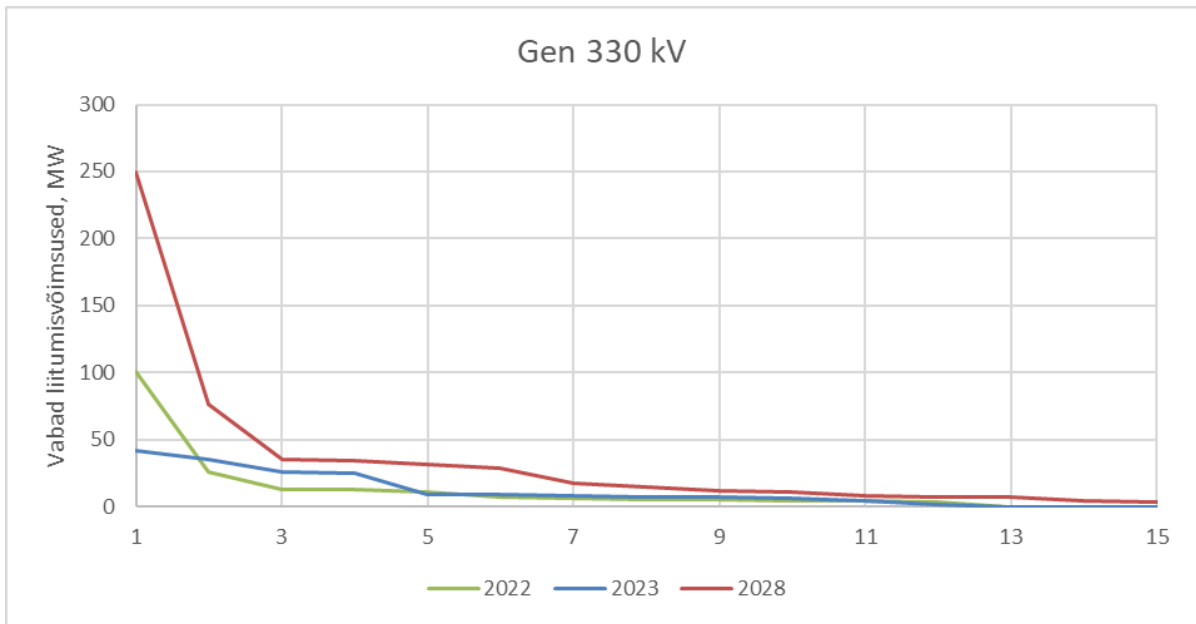


Joonis 1.31 110 kV alajaamade tootmissuunaliste vabade liitumisvõimsuste jaotus

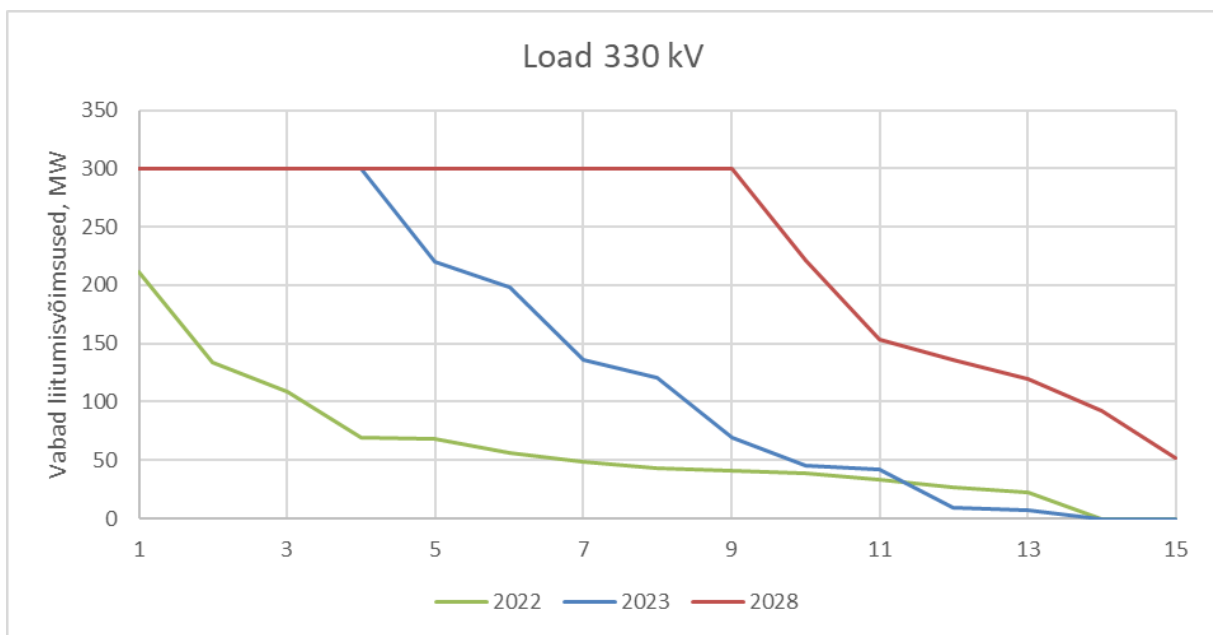


Joonis 1.32 110 kV alajaamade tarbimissuunaliste vabade liitumisvõimsuste jaotus





Joonis 1.33 330 kV alajaamade tootmissuunaliste vabade liitumisvõimsuste jaotus



Joonis 1.34 330 kV alajaamade tarbimissuunaliste vabade liitumisvõimsuste jaotus

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

#### 1.6.4 Painless liitumine

Elering pakub jätkuvalt elektrivõrguga liitumisel ühe variandina paindlikku liitumist, et vältida olukorda, kus kliendi soovitud võimsuse edastamise tõttu koormub mõni võrguelement üle ja klient

peaks tasuma võrgutugevduste eest. 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 võimaldab 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 lepatakse 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 lepatakse. Juhul, kui antud võrguelement sisaldub mitme kliendi liitumislepingus, siis alustatakse paindliku võimsuse piiramist kõige uuemast liitujast, kasutades ära kogu tema paindlik liitumisvõimsus ning seejärel piiratakse ajaliselt järgmist liitujat, kuni vajadusel jõuab järg kõige varasema liitujani. Tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse mahakoormamine tuleb teostada kliendil vastavalt võrguettevõtja nõudele.

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

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

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

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

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

### 1.6.5 Salvestusseadmete liitumine

Salvestusseadmed elektrisüsteemis on elektripaigaldised, mis võimaldavad elektrienergiat soovitud ajal võrgust salvestada ja valitud ajal seda võrku tagasi anda. Põhilised salvestusseadmete võimekust iseloomustavad suurused on elektrienergia mahutavus ja võimsus, ning ka väljundvõimsuse reguleerimise kiirus. Kõige levinumad tehnoloogiad on reservuaariga pumphüdroelektrijaamad ning elektriakudel baseeruvad salvestusseadmed. Tänapäeval kasutatakse üldjuhul läbi konverterite ühendatud 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 võrgu läbilaskevõime 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 elektrisüsteemi ülekandevõrku ühendatud salvestusseadmeid täna ei ole. Küll aga on kaugemas tulevikus planeeritavad mitmed salvestusseadmed, seal hulgas ka suuremahulised pumphüdroelektrijaamad erinevates Eesti piirkondades, mis võiksid selle tühimiku Eesti elektrisüsteemis kindlasti täita ja anda täiendava panuse Eesti elektrisüsteemi varustuskindlusesse.

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

Kokkuvõttes on võrk salvestusseadmete ühendamiseks valmis, vajalik on veel välja töötada salvestusseadmete jaoks kasutatavad süsteemiteenuste ja muud reguleerimisturud. Lisaks on Eleringi poolt välja töötatud salvestusseadmetele sobilikum ülekandetasu struktuur, luues eraldi ainult püsitasukomponentidel põhinev tariifipakett. Salvestusseadmetele on püsitasupõhine tariifipakett sobilikum, kuna salvesti ei pea sellisel juhul tasuma energiapõhist tariifi, mis võimaldab sel madalama muutuvkuluga elektriturul osaleda.

## 1.7 Elektrivõrgu arendamise põhimõtted

Eleringil on käsil väga mastaapsed projektid, loomaks võimekus sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga, täiendavate välisühenduste loomiseks ja taastuenergia liitumiseks. Investeeringuid saab kategoriseerida järgnevalt:

- võrgu vananemise peatamine;
- koormuskasvust tingitud investeeringud;
- taastuenergia liitumise võimekuse tõstmise investeeringud (RRF kaasrahastus);
- sünkroniseerimise projektiga seotud tegevused (CEF kaasrahastus);
- täiendavad välisühenduste investeeringud.

Investeeringud ja tegevused vaadatakse üle igal aastal ning vastavalt vajadusele ja võimalustele tehakse korrekture. Pikaajalisel planeerimisel on fookus sisemaise varustuskindluse tagamisel ning arengute optimeerimisel sellisel viisil, mis on ühiskonnale kõige kasulikum. Oluline on põhivõrguettevõtte tihe koostöö jaotusvõrguettevõtetega, kohalike omavalitustega, riigiametite ja muude huvitatud osapooltega.

Pikaajaline võrgu arendamine on jaotatud kolme horisonti:

- Viie aasta plaanid, mille puhul on investeeringud kantud Eleringi investeerimiskavasse ning mille konkreetne realiseerumine on sisuliselt käsil.
- Arengud aastani 2030, mis on jagatud viie aasta kaupa (2024-2028) ning mis kajastuvad üldise käsitlusena Eleringi pikaajalises investeringuplaanis.
- Võimalikud lisaarendused, mis sõltuvad koormuskasvust või konkreetsest liitumisest. Üldiselt on nendega seotud objektide rekonstrueerimise vajadus tehnilisest elueast lähtuvalt pärast 2030. aastat, kuid võib tõusta päevakorda varem sõltuvalt kolmandate osapoolte huvidest.

Planeerimisel teostatakse võrguarvutusi programmpaketiga PSS/E, kasutades Eesti elektrivõrgu ja Balti regiooni ühiseid perspektiivmudeleid. Mudeliga teostatakse nii püsitalitluse arvutusi, selgitamaks välja koormuste jagunemised, võimalikud ülekoormused liinidel ning pinge nivood alajaamades. Elektrivõrgu planeerimine on keeruline mitmetasandiline protsess, mille käigus rakendatakse erinevaid asjakohaseid analüüsimeetodeid, mudeleid, tarkvarasid, standardeid jms. Erinevate tasandite planeerimise sisendid ja kriteeriumid võivad seejuures olla erinevad. Näiteks sõltub süsteemivõrgu planeerimine suuresti kõrgemal hierarhilisel tasemel tehtud otsustest ning mõjutab omakorda suurte piirkondade energiavarustust.

### 1.7.1 Võrgu vananemise peatamine

Õhuliinide tehnilise seisukorra määramiseks ning defektsete mastide tuvastamiseks on kasutatud õhuliinide hindamise meetodikat, mille alusel on läbikäikude tulemusena omistatud tehniline hinnang kõikidele Eleringi õhuliini mastidele.

Kuna kasutatud visuaalne hindamismetoodika ei anna raudbetoonmastide traaversite kohta täielikku infot tehnilise seisukorra kohta, tuleb tehnilise seisukorra määramiseks kasutada traaversite vanust ja projekteeritud 50 aastast alles jäänud eeldatavat jääkressurssi. Seega liinide puhul, mis on investeeringu teostamise ajal vanemad kui 30 aastat, on mõistlik terve liini ulatuses välja vahetada ka traaversid, et tagada liini tervikliku jääkeluiga vähemalt 30 aastat.

### 1.7.2 Koormuskasvust tingitud investeeringud

Liinidele ja trafodele maksimaalselt lubatavate läbilaskevõimsuste juures arvestatakse üldjuhul neile projekteeritud termilisi piirväärtusi, mille juures võivad antud seadmed püsivalt talitleda. Arvutustes eeldatakse, et liinide ja trafode läbilaskevõimet võib kasutada kogu etteantud ressursi ulatuses 100%. Sellest suuremaid vooge loetakse ülekoormuseks.

Üldjuhul trafode ja maakaablite läbilaskevõime ei sõltu aastaajast. Küll aga muutuvad aastaajast sõltuvalt õhuliinide läbilaskevõimed. Kuna välisõhu temperatuuril on õhuliini läbilaskevõimele oluliselt suur mõju, siis arvutatakse eraldi suviseid ja talviseid stsenaariume. Suvel arvestatakse õhutemperatuuri tingimuseks +25 kraadi Celsiuse skaalal ning talvel arvestatakse 0 kraadise õhutemperatuuriga. Seega õhuliinide puhul on suvel läbilaskevõimsused oluliselt madalamad, kui talvel. Eriti puudutab see vanemaid õhuliine, mille puhul on nende liinide maksimaalne juhtme temperatuur projekteeritud +35 kraadi juurde. Võrdluseks tänapäeval projekteeritakse üldjuhul uued õhuliinid +80 kraadi juhtme temperatuuriga, mis lubab sama ristlõike juures jämedalt hinnates ligi 2 korda enam võimsust läbi lasta kui juhtmetemperatuuri +35 kraadi juures.

### 1.7.3 Stsenaariumite määratlemine ja mudelarvutused

Arvutuste algoritm arvestab normaalskeemil mistahes N-1 olukorda, erinevate võrgurežiimide korral. Võrgurežiimid arvestavad võimalikke piirjuhtusid, et tagada lõplik arv arvutuste juhtusid, ning lõpptulemusena eeldatakse, et kui süsteem täidab töökindluse nõuet mistahes N-1 olukorras kõikide piirjuhtude juures, tagab see töökindluse nõuded ka mistahes võrgurežiimil nende piirjuhtude vahel.

Piirjuhtumite, stsenaariumite koostamisel lähtutakse analüüsi eesmärgist ning vaadeldava elemendi või piirkonna geograafilisest asukohast. Sealjuures ei ületata piirjuhtumite koostamisel üldisi etteantud piire:

- AJ-de minimaalne ja maksimaalne tarbimine (olemasolevad kliendid) vastavalt realselt mõõdetud andmetele ning juurdekasvu prognoosile.
- Maksimaalne tootmine arvestatakse kehtivate võrgulepingute, kehtivate liitumislepingute ja kehtivate liitumispakkumiste mahus. Iga tootmiseseadme väljundvõimsus võib varieeruda minimaalselt 0 ja maksimaalse lepingujärgse tootmisvõimsuse vahel, kaasa arvatud.
- Ekspordi ja impordi stsenaariumite juures arvestatakse maksimaalseid aastaajast sõltuvaid läbilaskevõimsusi riikide vahel.
- Arvutatakse läbi raskeimad tootmise, tarbimise ja impordi/ekspordi kombinatsioonid, mis võivad võrku kõige rohkem koormata.
- Naaberriikide vahelist transiiti läbi Eesti elektrisüsteemi ei arvestata - võetakse võrdseks nulliga.

**Tabel 1.3 Piirstsenaariumite tarbimis-, tootmisprofiili maatriks.**

Aastaeg	Tarbimine	Import/Export	Riik	Töös olevate elektrijaamade piirkonnad *
Suvi/Talv	Madal/Kõrge	Import/Export	FI/LV	Lääs, Ida, Põhi, Lõuna, Kesk, Narva

\*Täpne piirkonna tootmisprofiil sõltub liitumise asukohast ja mudeli muster võib iga stsenaariumis erineda.

Tootmisvõimsused jagatakse erinevates stsenaariumites piirkondade kaupa, olenevalt sellest kuhu piirkonda toimub uuritav liitumisvõimsus. Kõikide elektrijaamade (k.a soojusjaamade) puhul arvestatakse, et võimsus on muudetav nullist kuni maksimaalse võimsuseni ning sealjuures võivad sama tüüpi elektrijaamade suhtelised väljundvõimsused erineda 100%.

#### 1.7.4 Liitumisega kaasnevate võrgutugevduste leidmiseks tehtavate arvutuste põhimõtted

Võrguarvutuste põhimõtted baseeruvad ühelt poolt võrgueeskirja nõuetele, et tagada nõutud töökindluse tase, mistahes N-1 korral, deterministliku lähenemise korral. Teiselt poolt on lähtutud mõistlikust võrgu ressursi kasutamisest, et kasutatakse maksimaalses ulatuses olemasolevat ning tulevikus lisanduvat vaba ressursi, investeeringute eelarve mahus. Täiendavad lisainvesteeringud, mis tuleb teostada liitumise täiemahuliseks väljaehitamiseks ning mida ei kata investeeringute eelarves planeeritavad projektid, tuleb katta täies mahus liitujal.

Liitumisega seotud võrguarvutustes arvestatakse nõukogu poolt kinnitatud 5 aasta investeeringute eelarvega. Võrguarvutuste mahu määrab kõige kriitilisem juhtum, milles on võimalikud ülekoormused kõige suuremad - peale võrgutugevduste väljaehitamist mudelis on kõik ülekoormused kõikide juhtumite juures kõrvaldatud, mis lähtub nõudest tagada mistahes N-1 olukorras süsteemi töökindlus.

Nii tootja kui tarbija liitumine arvutatakse samasuguste mõjukriteeriumite järgi, kuid stsenaariumid konstrueeritakse erinevalt, kuna tootmissuunalisele ja tarbimissuunalisele liitumisele võivad olla võrgu jaoks kriitilisemad erinevat tüüpi võrgurežiimid.

Ülekoormus loetakse liitujast põhjustatuks, kui liituja mõjul on liini või trafo koormuse muutus võrdne või enam kui 1% selle liini maksimaalsest termilisest läbilaskevõimsusest.

Selleks, et võrk saaks 2030 aastaks taastuenergia 100 eesmärkide täitmiseks vajaliku tootmisportfelli ühendamiseks valmis, võib osutada vajalikuks osade investeeringute ettetegemine enne, kui tootja alustab liitumisprotsessi. Vastasel juhul ei jõua võrgutugevdamisega seotud planeeringute ja ehitusega seotud tegevused tähtaegselt valmis. Üheks võimaluseks on tagada perspektiivse

tootmissuunalise liitumise võrgutugevdused võrgu arenduskohustuse raames ning liitumisprotsessi kiirendamiseks kasutada fikseeritud megavatipõhiseid liitumistasusid.

### 1.7.5 Investeeringute teostamisega kaasnevad riskid

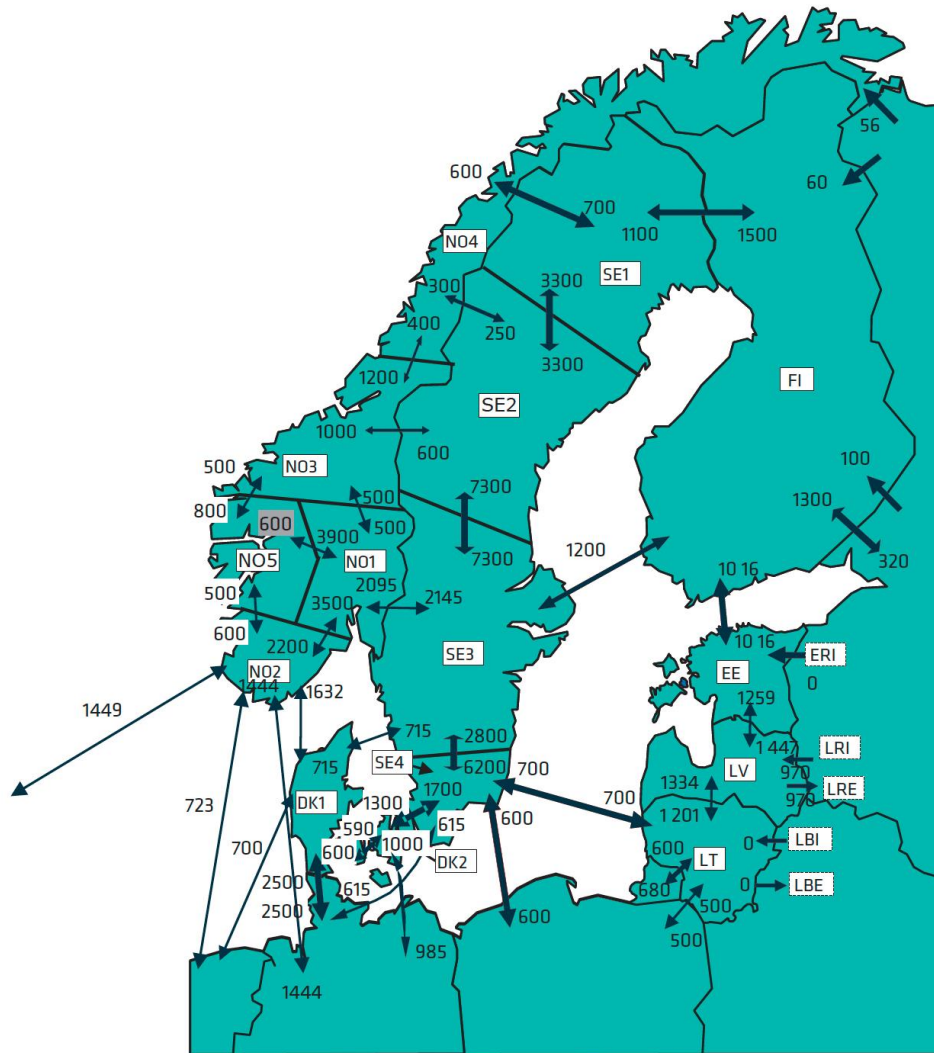
Investeeringute teostamisega kaasnevad erinevad riskid ja määramatud, mille aktiivne juhtimine suurendab võimalust, et püsitakse ajakavas ja planeeritud eelarves. Investeeringu valmimise hilinemist võivad põhjustada erinevad muutujad: huvigruppide vastuseisu tõttu veniv planeeringumenetlus; planeeringust tulenevad keskkonnalased piirangud (muudetud trass, ajalised piirangud ehitamisele), erinevate osapooltega seotud kooskõlastusmenetlus; hangete läbiviimine ning nendega seotud vaidluste menetlus; materjalide kättesaadavus; muudatused projektis; katkestuste saamine; maaküsimustega seotud vaidlused ja muu. Hilinev investeeringute projekt võib omakorda kaasa tuua probleeme teiste seotud projektide ajakavaga.

Kuna investeeringud planeeritakse pikaajaliselt ette, siis on üheks oluliseks faktoriks kindlasti investeeringu maksumus, mis võib olulisel määral kallineda investeeringu teostamise ajaks. Üheks lahenduseks võib olla investeeringu edasilükkamine, kuid sellega kaasnevad samuti võimalikud probleemid, näiteks objekti vanusest tingitud risk varustuskindlusele.

Kõrvalekalded investeeringu projekti ajakavast võivad omakorda tähendada riski süsteemi opereerimisele ja sellest tulenevalt varustuskindlusele.

### 1.8 Võimalused teiste riikidega kauplemiseks

Eesti ning Baltikum tervikuna on naaberriikidega elektriliselt hästi ühendatud. Euroopa elektrituruga ühendavad Baltikumi lisaks EstLinkidele ka Leedu ühendused Rootsiga (NordBalt) ja Poolaga (LitPol). Ühendused Soomega on kokku 1016 MW, Poolaga 500 MW ja Rootsiga 700 MW. Teiste turupiirkondade ühenduste läbilaskevõimed on näha joonisel 1.33.



Joonis 1.35 Läänemere regiooni maksimaalsed ülekandevõimsused (MW) 25.05.2022 seisuga

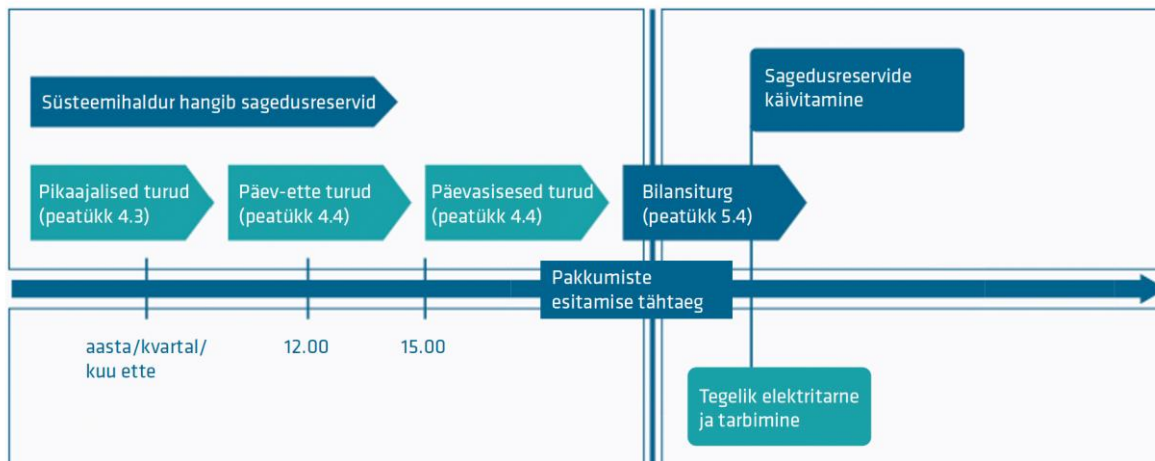
Arendatud ajalooliselt osana Venemaa elektrisüsteemist, on Balti riikide elektrisüsteemidel mitmed ühendused ka Venemaa ja Valgevenega. Eesti elektrisüsteem kuulub koos Läti, Leedu, Vene ja Valgevene elektrisüsteemidega koostööorganisatsioon BRELL, mille raames toimub koordineeritud süsteemi opereerimine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

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

Euroopa Komisjon on võtnud eesmärgiks kasutada ülekandevõimsuse jaotamisel vaid turupõhiseid lahendusi ning mitte anda eeliseid üksikutele turuosalistele. Selline lähenemine tõustab konkurentsi ning suurendab läbipaistvust, mis on vajalik uute investeerimisotsuste tegemiseks. Piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise põhimõtted on reguleeritud ELi määrusega nr 2019/943 ja 1222/2015 (CACM NC), 2016/1719 (FCA NC), 2017/2195 (EB GL) võrgueeskirjadega. Süsteemihalduri kohustus on tagada ülekandevõimsuste jaotamisel süsteemi varustuskindlus. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale lubab süsteemihaldur elektrenergia impordi teistest elektrisüsteemidest ja ekspordi teistesse elektrisüsteemidesse ning samuti transiiti põhivõrguettevõtja elektrivõrgu kaudu sellisel määral ning tingimustel, mis otseselt ei kahjusta riigi elektrisüsteemi, ei tekita lisapiiranguid elektri sisetarbimisele ega halvenda riigi elektrisüsteemi tarbijate varustuskindlust ja elektrenergia kvaliteeti. Oluline on märkida, et võrgueeskirjad ei käsitle kauplemist kolmandate riikidega (nagu

Venemaa ja Valgevene). Venemaa agressiooniga Ukraina vastu 2022. aastal lõppes süsteemihaldurite, Euroopa Komisjoni ja Venemaa vaheline dialoog ja energiakaubandust Venemaaga ei toimu.

Elektriturul on turuosalistele kasutada erinevad võimalused nii kauplemiseks kui ka riskide maandamiseks. Kui päev-ette, päevasisesel ja bilansi ehk reguleerimisturul kaubeldakse eelkõige füüsilise energiaga, siis näiteks pika-ajalistel finantsteenuste turul pakutavad tooted on eelkõige ette nähtud turuosaliste hinnariskide maandamiseks (joonis 1.34).



Joonis 1.36 Euroopa ühtne turumudel ajaperioodide lõikes

Pikaajalisi tooteid pakub Elering Soome piiril (suunas FI-EE) ja Läti piiril (suunal EE-LV) üleeuroopalise pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühisel platvormil SAP (single allocation platform), mida opereerib JAO<sup>24</sup>.

Järgmise päeva ehk päev-ette turg on elektrituruga osa, kus börsidel kaubeldakse järgmisel päeval tarnitava füüsilise elektriga igaks turuperioodiks (2023 aastal on turuperioodiks üks tund, tulevikus on plaan liikuda 15-minutilise turuperioodi peale). Eestis saab elektri ostu/müügi otselepinguid sõlmida vaid riigisiselt. Teine võimalus elektrienergiaga kauplemiseks on osaleda elektribörsil, mis on üleeuroopalise turgude ühendamise projekti osa (SDAC). Eestis on börsikorraldajaks määratud elektriturukorraldaja NordPool<sup>25</sup> ja EPEX<sup>26</sup>, kuid viimane 2023. aasta seisuga kauplemist veel ei pakkunud. Börsil kujuneb hind kindlal kokkulepitud perioodil tehtud pakkumiste alusel marginaalse hinnastamise (marginal-pricing) põhimõtte alusel igaks tunniks kõikidele ühinenud pakkumispriirkondadele korraga.

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

<sup>24</sup> <https://www.jao.eu/auctions#/>

<sup>25</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/en/>

<sup>26</sup> <https://www.epexspot.com/en>



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

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

Balti elektrisüsteemide liitumine Mandri-Euroopa sünkroonalaga toob kaasa fundamentaalse muudatuse kogu senise Balti elektrisüsteemide tasakaalustamise korraldusel, mille tulemusena Balti süsteemihaldurid loovad võimekuse osaleda ise sageduse juhtimise ehk load-frequency control (LFC) vastutuse kandmisel. Euroopa süsteemi osana peavad Balti riigid olema vajadusel valmis oma elektrisüsteemi iseseisvaks juhtimiseks. Seejuures peavad Balti riigid liituma üleeuroopalise automaatse sageduse taastamise (aFRR) reservi platvormiga (PICASSO) ja manuaalsete sageduse taastamise (mFRR) reservide platvormiga (MARI). Päev-ette reservide võimsusturult hangitakse iga päev järgmiseks ööpäevaks kolme Balti riigi jaoks ühiselt vajalik kogus kiiret sageduse taastamise reservi (FCR) ning automaatselt ja manuaalselt aktiveeritavat sageduse taastamise reserve (aFRR ja mFRR). Reguleerimisturgude kohta leiab rohkem informatsiooni Eleringi veebilehelt<sup>27</sup>.

Piiriüleste ülekandevõimsuste jagunemine reserviturgude ja päev-ette turu vahel toimub vastavalt tasakaalustamise võrgueeskirja<sup>28</sup> artikkel 41(1) turupühise jaotamise meetodikale „*Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Baltic CCR in accordance with Article 41(1) of the Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*“<sup>29</sup>. Meetodika on Balti riikide ülene ja kooskõlastatud kõige Balti võimsusarvutusala regulaatoritega. Balti riikide sisestel piiridel ei saa reserviturgude jaoks reserveeritud ülekandevõimsus ületada 50% ning Balti riikide välistel piiridel 10% ülekandevõimsusest.

Olukorras, kus füüsiline energivoog ületab võrgu läbilaskevõimsust ning on oht süsteemi juhtimise võimekusele, siis 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 välisõhutemperatuuri tõusu tõttu. Suured võimsusvood Läti või Eesti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös vastukaubandust. Eelmisel talveperioodil tehti vastukaubandust kokku 1 tunnil Eesti-Läti ristlõikel. Tabelis 1.3 on toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel. Tabelis toodud väärtused on Eleringi poolt arvutatud ülekandevõimsused vastavalt täna kehtivale ülekandevõimsuste arvutamise meetodikale<sup>30</sup>. Turu käsutusse antav võimsus koordineeritakse Läti süsteemihalduri AST-ga, kus mõlema süsteemihalduri piirangud võetakse arvesse.

---

<sup>27</sup> <https://www.elering.ee/sagedusreservide-turg>

<sup>28</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02017R2195-20210315>

<sup>29</sup> <https://elering.ee/sites/default/files/2023-10/Baltic%20proposal%20to%20EBGL%20Article%2041%20approved.pdf>

<sup>30</sup> [https://elering.ee/sites/default/files/attachments/03.10.2018\\_Baltic%20CCR\\_CCM.pdf](https://elering.ee/sites/default/files/attachments/03.10.2018_Baltic%20CCR_CCM.pdf)

**Tabel 1.4 Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus Eesti ristlõigetel talvel ja suvel 2023-2033**

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

## 1.9 Tugiteenused<sup>31</sup>

Eleringi juhtimiskeskuse põhilisteks ülesanneteks on Eesti elektrisüsteemi talitluse planeerimine ja reaalajas juhtimine.

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 planeerimise käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalselt võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse.

Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt. Elektrisüsteemi juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud energiasüsteemi juhtijad, kelle ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansiplaanist, tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus, juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist, häiritud ja avariitalitluse

<sup>31</sup> [Varustuskindluse aruanded | Elering](#) (peatükk 2 Juhtimise võimekus)

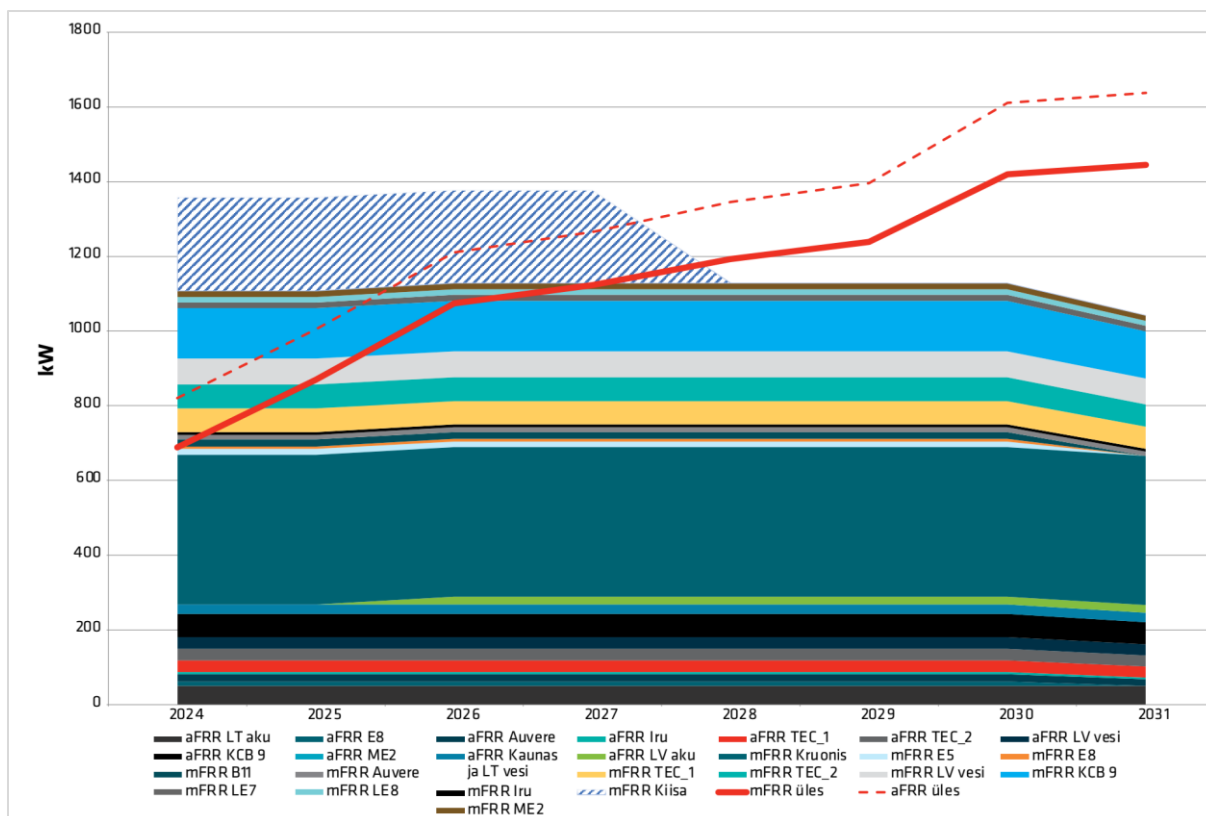
tuvastamine ning likvideerimine, koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ning turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest.

Süsteemi reaalaajaliseks juhtimiseks on kasutusel reaalaja seire- ja juhtimissüsteem (SCADA). Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab energiasüsteemi juhtijatel jälgida põhivõrgu seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Ka partnerite ning klientide andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks, jõuavad sellesse juhtimissüsteemi.

Koostöös Läti ja Leedu süsteemioperaatoritega loodi süsteemihaldurite omanduses olev Balti RCC (*Regional Coordination Centre*) ehk piirkondlik koordineerimiskeskus. Balti RCC OÜ registreeriti Eesti Äriregistris 20.juunil 2022. Balti RCC osanikud on kolm Balti süsteemihaldurit võrdsete osadena. Piirkondliku koordineerimiskeskuse eesmärgiks on korraldada elektrisüsteemi toimimiseks vajalike piirkondlike tegevuste koordineerimisele elektrisüsteemihaldurite vahel. Selle koordineerimise saavutamiseks osutab RCC süsteemihalduritele süsteemi töökindluse suurendamiseks vajalikke teenuseid. Sisuliselt tähendab see, et RCC osutab teatud operatiivse planeerimise funktsioone, mida seni on täitnud elektrisüsteemihaldurid.

Eesti elektrisüsteem kuulub hetkel sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Läti ühendavad Eesti elektrisüsteemi kolm 330 kV elektriülekanali ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekanali. Automaatse sageduse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolusaldo (ehk vahelduvvooluliinide kaudu planeeritud elektrienergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides koostöös Läti ja Leedu süsteemihalduritega. Pingestabiilsus tagatakse Eesti elektrisüsteemis reaalaajas juhtimise faasis, kus reguleeritakse süsteemi reaktiivenergia tasakaalu vastavalt, et pärast süsteemhäiringuid ei oleks ületatud pingestabiilsuse piire.

Balti riikide süsteemihalduritel on kohustus Mandri-Euroopa sünkroonala liitudes hakata juhtima Baltikumi vahelduvvoolu saldot reaalaajas võimsuse põhiselt, mis võtaks arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju. Lisaks peab Baltikum hakkama toetama sagedusala ja piirkondlikku sagedust kahte tüüpi reservidega - sageduse hoidmise reserve (Frequency Containment Reserves - FCR) ja sageduse taastamise reserve (Frequency Restoration Reserves - FRR). Sageduse hoidmise reserv käivitatakse arvestades süsteemi sageduse kõrvalekallet nimisagedusest ja reservi eesmärk on pidurdada üle sagedusala toimuvat sageduse muutust. Sageduse taastamise reserv jaguneb automaatselt ja manuaalselt aktiveeritud reservideks, mille eesmärk on vabastada sageduse hoidmise reservi ja taastada süsteemi sagedus nimisagedusele. Reservide tehnilised nõuded ja piirkondlikult vajatavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele. Alloleval joonisel on välja toodud üles reguleerimise aFRRi ja mFRRi kogused ning Baltikumis neid tooteid pakkuvate ressursside võimekus (võttes arvesse ka elektrijaamade avariide tõttu reservide pakkumise vähenemise).



Joonis 1.37 Baltikumi üles reguleerimise vajadus ja olemasolevate ressursside võimekus

Sageduse stabiilsuse tagamiseks rajatakse süsteemi inertsi lisavad sünkroonkompensaatorid, uuendatakse elektrisüsteemi, IT süsteeme ja olemasolevate alalisvoolühenduste juhtimise süsteeme.

## 1.10 Elektrivõrgu füüsiline turve

Toimiv elektriülekandevõrk on kriitilise tähtsusega kriisi korral. Ülekandevõrgu erakorraliste oludega toimetulekuks on vajalikud siseriiklikud taasteplaanid ning vajalikud ressursid. Taasteplaanide olemasolu ning nende õppustel kontrollitud sobivus tagab valmisoleku erakorralisteks oludeks.

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

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

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

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

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

## 1.11 Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele

### 1.11.1 Üldine ohupilt Eestis aastal 2022

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

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

### 1.11.2 Ülevaade küberrünnakute mõjust Ukraina sõjas

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

Sihtmärgiks oli ka Ukraina energiasektori, kui aprillis püüti rünnata suurt Ukraina energiaettevõtet. Teadaolevalt kasutati selleks tööstuslike juhtimissüsteemide ründamiseks loodud pahavara, mida kasutati ka 2016. aastal Ukraina elektrisüsteemi vastu tehtud rünnakus, mis jättis osa Kiievi elanikest elektrita. 2022. aastal toimepandud rünnak suudeti tuvastada ning riigiasutuste ja küberturbe ettevõtete koostöö tulemusena tõrjuda.

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

Üks Ukraina edu saladusi on olnud asjaolu, et küberründed ei saanud alguse eelmisel aastal, vaid sealsed organisatsioonid on olnud küberrünnete sihtmärgiks juba alates 2014. aastast. Rahaeg ja

intsidentide puudumine kipub ettevõtteid uinutama ning investeeringud küberturbesse, sealhulgas vajalikud muudatused süsteemides ja tööprotsessides, võivad jääda tagaplaanile. Seetõttu on oluline panustada haavatavuste leidmisesse ja leitud puudujääkide parandamisse järjepidevalt ja pühendunult.

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

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

### 1.11.3 Ülevaade sellest, millistesse tegevussuundadesse Elering panustab

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

### 1.11.4 Küberturvalisuse mõju varustuskindlusele

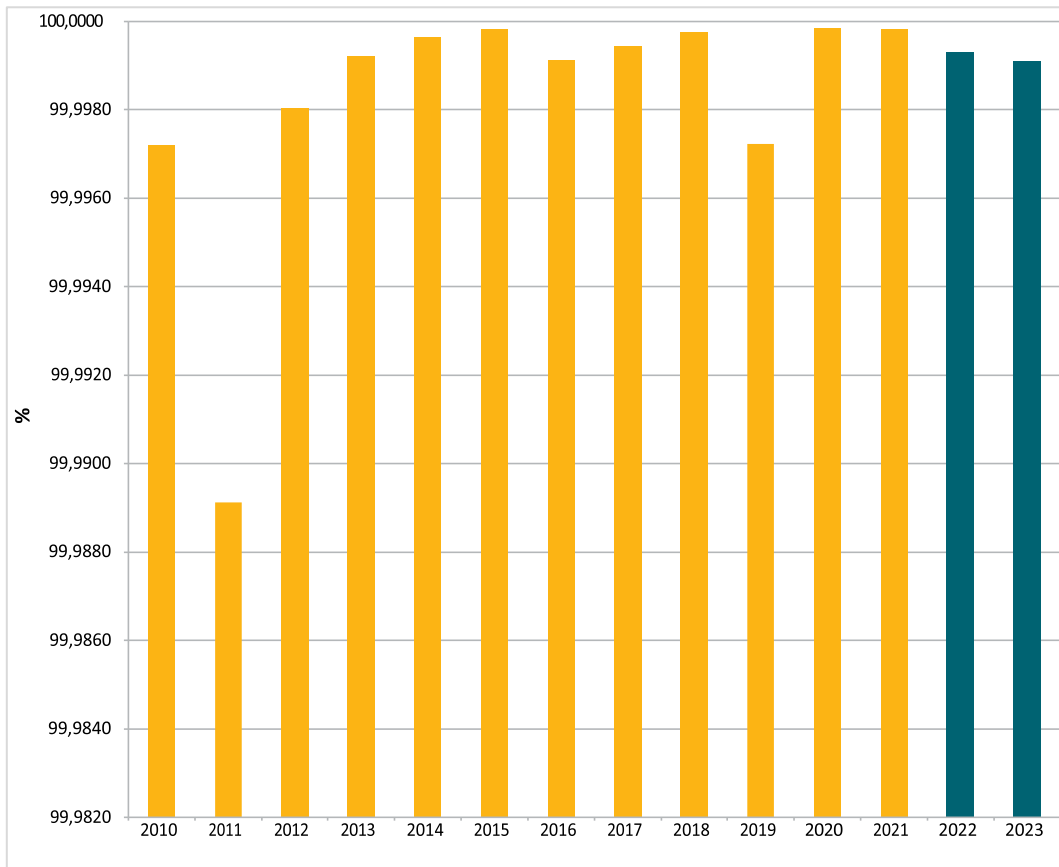
Nagu ka eelnevatel aastatel, ei olnud 2022. aastal Eleringi võrgus andmata jäänud energiat, mis oleks põhjustatud küberrünnakust. Enda tegevuste planeerimisel lähtume eesmärgist kaitsta Eesti põhivõrkude juhtimissüsteeme ja hoida ära elutähtsate teenuste katkestusi.

## 1.12 Elektrivõrgu talitluskindlus

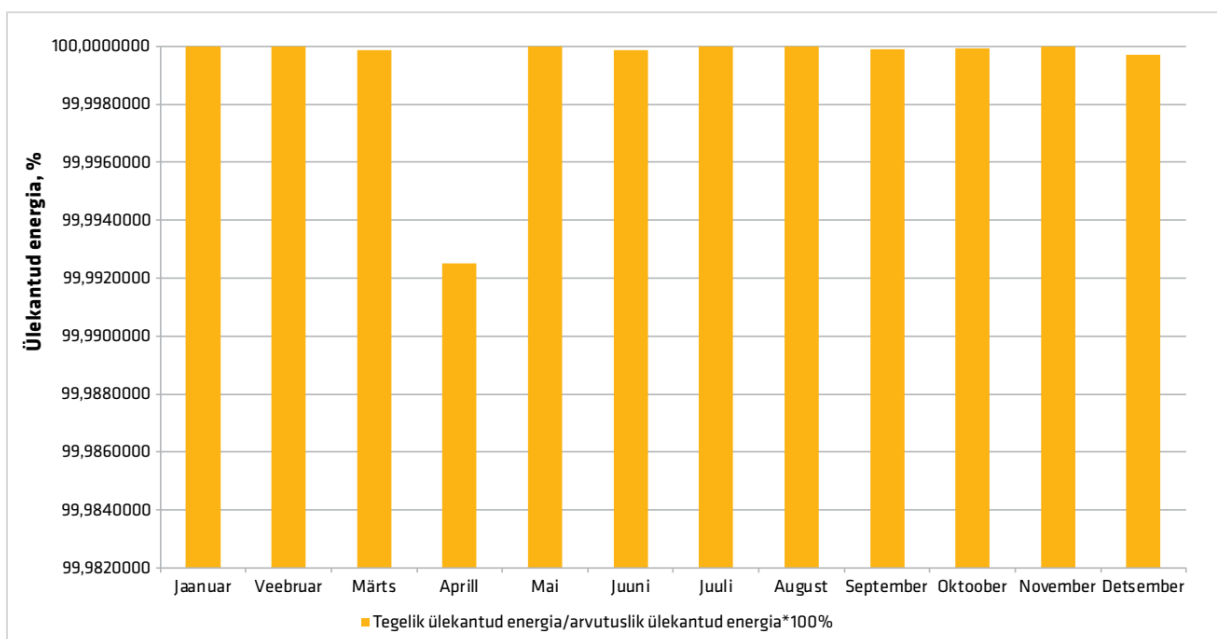
Väljalülitumiste arvu poolest oli 2022. aasta viimase 3 aasta parim tulemus ja viimase 10 aasta kolmas tulemus. Andmata jäänud energia poolest oli 2022. aasta viimase 3 aasta halvim. Viimase 10 aasta lõikes olid 2022. aastast suuremad näitajad veel aastatel 2013, 2016 ja 2019. Väljalülitumiste arvu poolest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

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

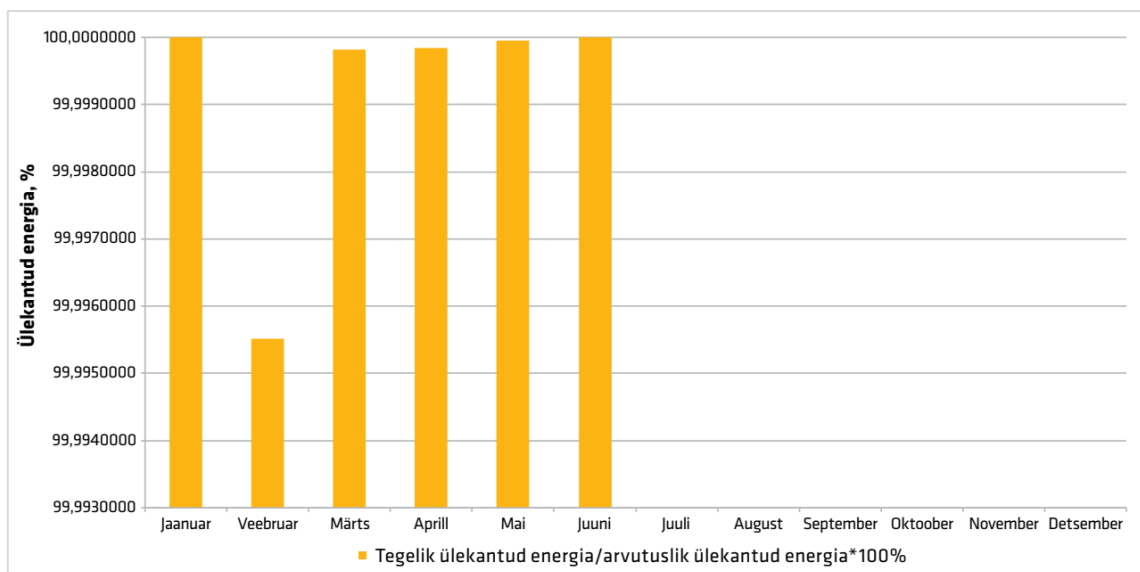
2022/2023 talvekuude tegelikud temperatuurid osutusid paljuaastasest keskmisest valdavalt soojemaks. Ainsana oli jahedam detsembris. Seevastu novembris ja aasta esimestel kuudel oli õhk paljuaastasest keskmiselt 1,7 kraadi võrra soojem.



Joonis 1.38 Ülekandekindlus aastate lõikes perioodil 2010 2023 (6 kuud)



Joonis 1.39 Ülekandekindlus 2022. aastal kuude lõikes



Joonis 1.40 Ülekandekindlus 2023. aastal kuude lõikes

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

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

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

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

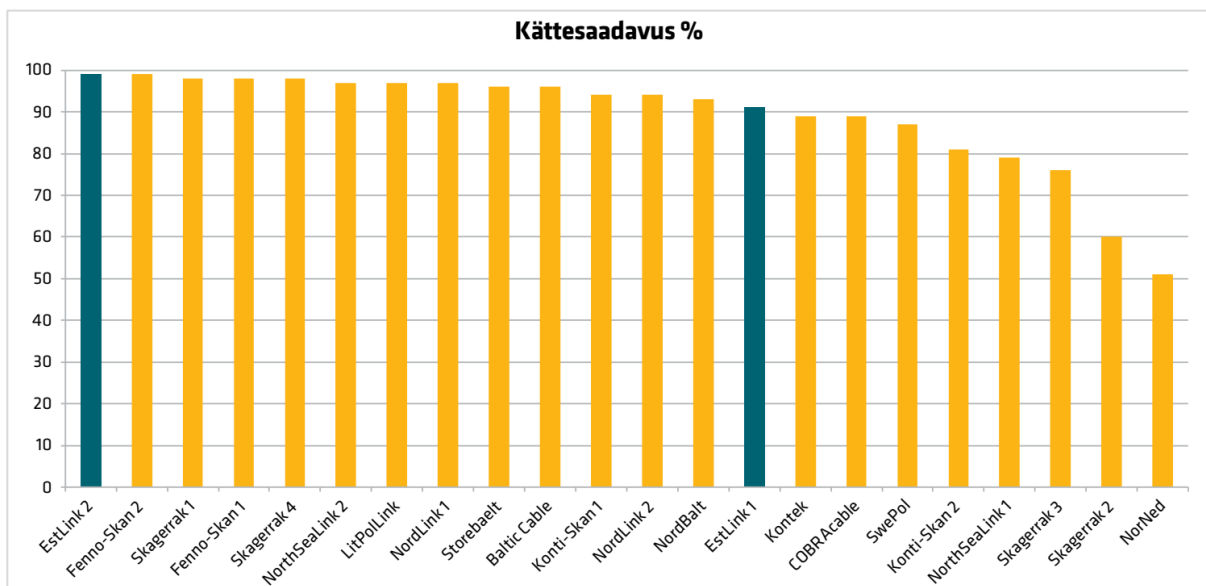
2022 aasta oli Eesti-Soome vaheliste kõrgepinge alalisvoolühenduste töökindluse kvaliteet väga hea hoolimata sellest, et nii EstLink 1 kui EstLink 2 osas oli linkide kasutatavus viimaste aastate kõrgeim ning avariiliste katkestuste arv oli suhteliselt suur. Kuigi EstLink 1 ja 2 ühenduste avariilisi väljalülitumisi või koormuse piiramise sündmusi oli 2022. aastal kokku 10, siis nende likvideerimine toimus kiiresti ning enamuse nende kestus oli lühike ja mõju väike. Erandiks ning kõige



väljapaistvamaks rikkeks 2022 aastal oli EstLink 1 faasireaktori purunemine novembrikuus. Selle rikke likvideerimiseks oli vaja purunenud seade täies ulatuses asendada ning tööde teostamine eeldas ka suures osas ehitustööde teostamist koos hoone katuse ja lagede eemaldamisega, et defektne seade välja tõsta ning reservseade asemele paigaldada. Reaktori vahetuse tööde katkestus kestis kokku ca 414 tundi. Kõik muud EstLink 1 avariilised väljalülitumised (3) olid lühikesed, kokku kestusega ca 7 tundi. Samuti likvideeriti kiirelt kõik neli EstLink 2 avariilist väljalülitamist, mille katkestuse koguaeg oli 17 tundi. Lisaks toimus eelmisel aastal kahel korral EstLink 2 koormuse ajutist piiramist, mille ekvivalentne kestus oli ca 32 tundi. Plaanilisi hoolduskatkestusi teostati 2022. aastal esialgu planeeritust oluliselt väiksemas mahus.

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

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



**Joonis 1.41 Põhja- ja Baltimaade alalisvoolukaablite ülekandekindluse ehk kättesaadavuse % täisvõimsusest 2022.aastal**

Energiaturul on Eesti ja Soome vaheline ühendus kasutatavamate seas (vt ka alumist joonist).

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

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

- Põhjamaade võimsuse muutuse kiirusest tingitud piiranguid oli 3 tunnil ehk 0,03% aastast.



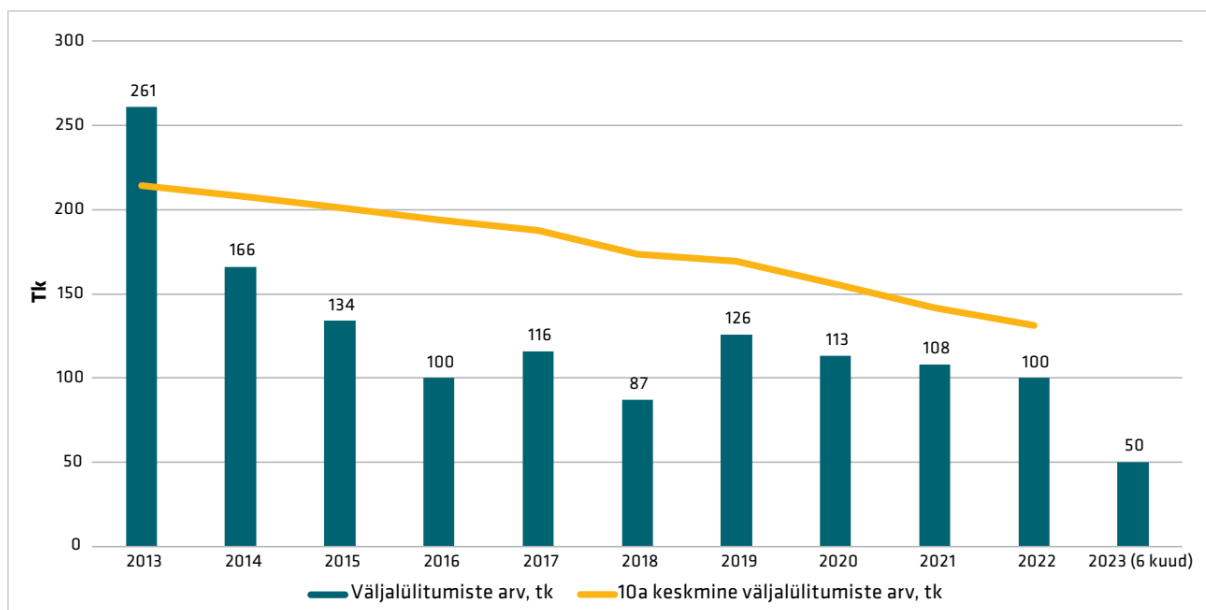
Joonis 1.42 20 HVDC ühenduse geograafilised asukohad aastal 2022

### 1.12.1 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 ülekande, tööst väljalülitumine automaatikaseadme(te) abil, mil katkeb elektrienergia ülekande, näiteks kõrgepingeliini mast, kõrgepinge trafo jne. Väljalülitumiste statistikat ei peeta madalpinge ehk abistavate seadmete kohta, mille talitusvõime katkemine ei katkesta elektrienergia ülekannet, näiteks releekaitse- või automaatikaseade, valgustus, küte jne. Kui nende vea tõttu kaasneb aga elektrienergia ülekande katkestus, siis läheb see sündmus statistika arvestusse.

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

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



Joonis 1.43 Väljalülitamiste arv aastate lõikes

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

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

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

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

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

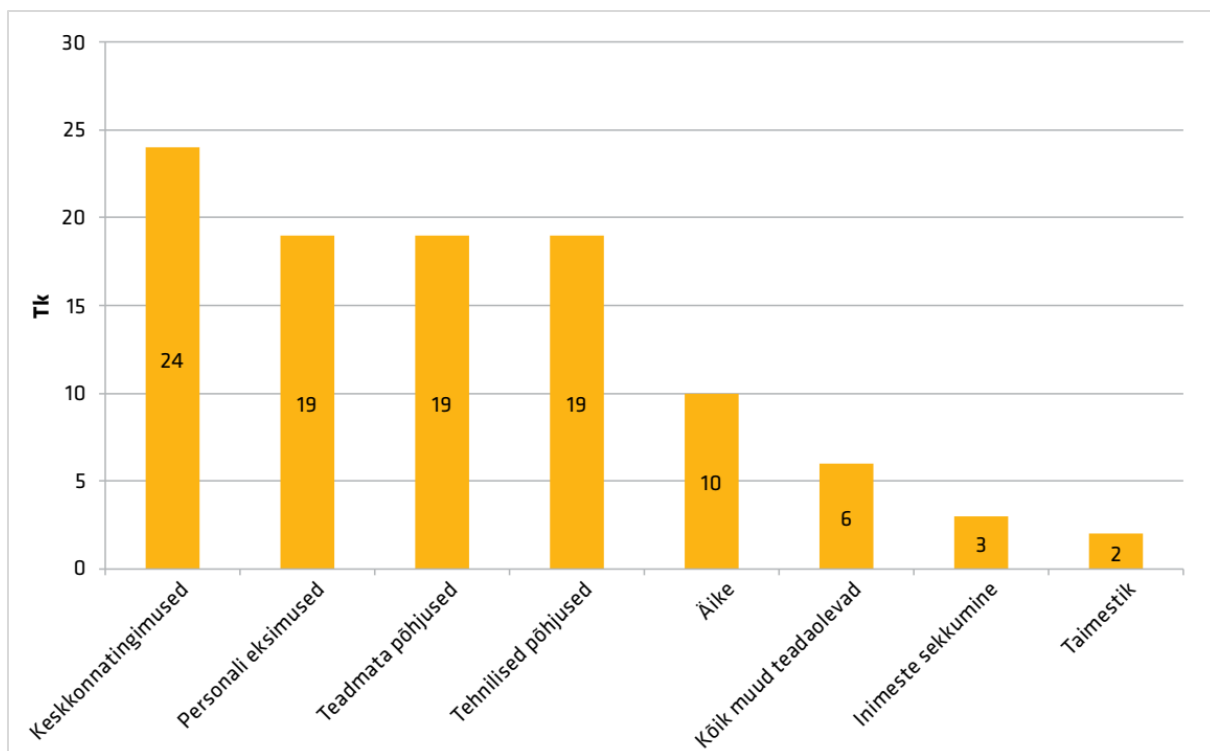
Alla 3-minutilise pikkusega tarbimiskohtadele põhjustatud katkestuste arv, millest valdav osa on möödunud lühised ainult mõne sekundiga piirneva automaatikatöötamise aja kestusega, oli 2022. aastal 25, samas oli 2021. aastal sellised väljalülitumisi 15. 2023. aastal on esimese poolaasta jooksul olnud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

Väljalülitumisi kategooriate järgi grupeerides olid 2022. aastal suurimaks väljalülitumiste põhjustajaks keskkonnatingimused, mida oli kokku 24 korda. Keskkonnatingimustest omakorda suurima osa moodustasid erinevalt paljudest eelnevatest aastatest mitte linnud, vaid jäävihmad. 2022. aastal esines jäävihmade tagajärjel tekkinud jäitest 17 väljalülitumist. Kahjuks ei ole see meie ilmastikuoludes välditav. Neist 8 esines veebruaris ja 9 detsembris. Eelmistel aastatel ei ole sellel põhjusel nii intensiivselt seadmed välja lülitunud, kus liinijuhtmed oleksid jäätumise tagajärjel raskuse tõttu välja veninud ja tuule mõjul „tantsima“ või millegi vastu peksma hakates väljalülitumisi põhjustanud. Lisaks väljalülitumistele põhjustas jäitevihm ka 4 avariohtlikku olukorda, kus õnneks väljalülitumist ei toimunud. Võrdluseks oli 2023. aasta I poolaastal jäitest põhjustatud väljalülitumisi 7. Muidugi on põhjuste grupeerime mõnes mõttes meelevaldne, seega, kui keskkonnatingimuste gruppi lisada veel äikesest põhjustatud väljalülitumised, mida oli 10 korda ja mis on toodud eraldi põhjusena, siis saaks keskkonnatingimuste väljalülitumiste arvuks suisa 34. Äike on toodud välja eraldi kategooriana selleks, et ta on siiski küllalt rohkearvuline väljalülitumiste põhjustaja, kuid temast tingitud väljalülitumisi me eriti mõjutada ei saa. See on loodusjõud, samas kui lindude eest kaitseks saame paigaldada linnutõkkeid.

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

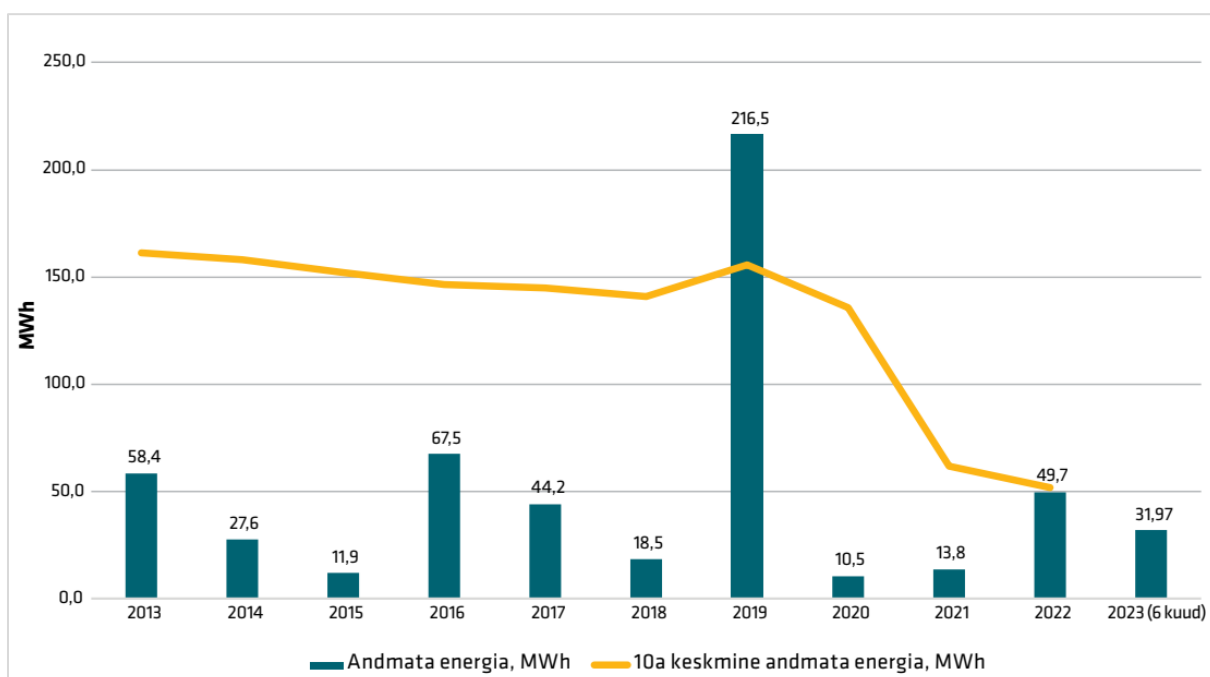
Teadmata põhjuste puhul, mida oli 19, ei õnnestunud põhjust välja selgitada, kuna seadme ülevaatusel mingit nähtavat jälge, mis oleks väljalülitumise põhjustanud, ei avastatud ning seade on töötanud pärast käsitsi tagasi töösse lülitamist või automaatika tõttu tagasi töösse lülitumist tõrgeteta edasi.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

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



Joonis 1.44 Väljalülitamised 2022. aasta põhjuste lõikes

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



Joonis 1.45 Andmata jäänud elektrienergia aastate lõikes

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

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

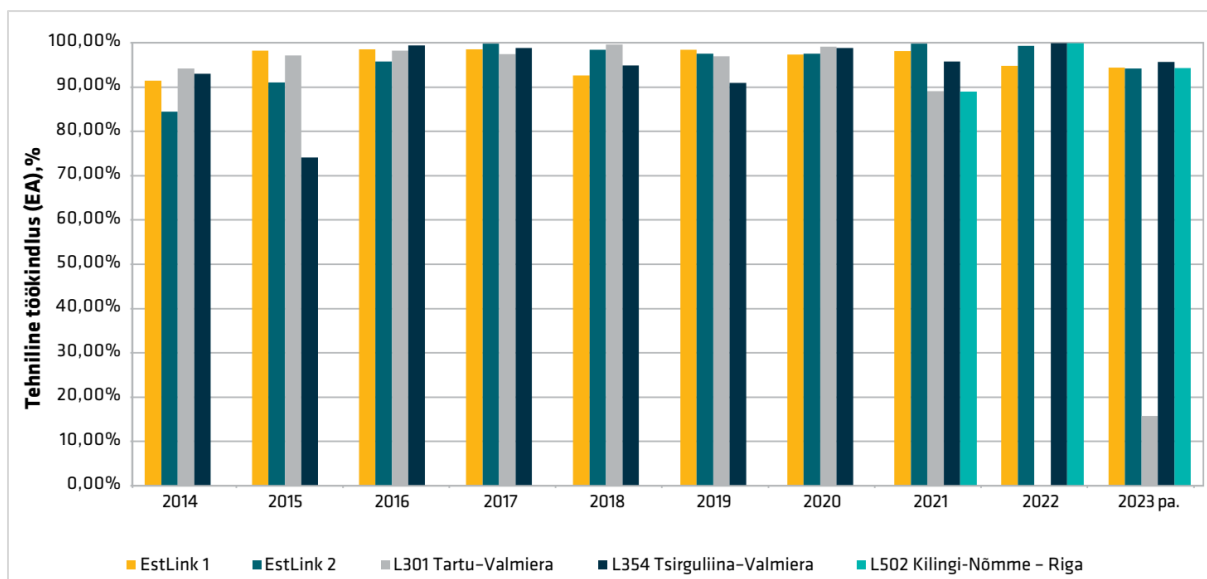
Andmata elektrienergia hulk oli 2023. aasta I poolaastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 32,96 MWh. Kui liigitada andmata energia põhjuste järgi, siis kõige suurem andmata energia põhjus oli samuti välised tegurid nagu 2022. aastal, aga seekord täpsemalt pealevise 29,75 MWh. Teine kategooria oli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

Klientide seadmete rikete tõttu ei olnud Eleringil võimalik edastada 2,03 MWh elektrienergiat.

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

### 1.12.2.1 Ülepiirised ühendused:

Eesti piiriüleste ühenduste töökindlus on olnud läbi aastate hea.



Joonis 1.46 Välisühenduste töökindlus aastate lõikes

### Estlink 1 väljalülitumised

EstLink 1 lülitus aprilli alguses kolmel korral Harku konverterjaamast avariiselt välja tulenevalt tulekahjusüsteemide (kõrgtundliku aspiratsioonisüsteemi) rakendumisest. Väljalülitumiste summaarne kestus oli 7,35 tundi. Tulekahjusüsteem oli viidud ajutiselt tööst välja. Juulikuus teostatud hoolduse ajal tuvastati muunduris ühel defektsel IGBT-l kuumenemise jäljed, mis põhjustas

aprillis aspiratsioonisüsteemi rakendumise. Defektne seade on asendatud ja tulekahju tuvastamise süsteem uuesti töösse viidud 07.07.2022.

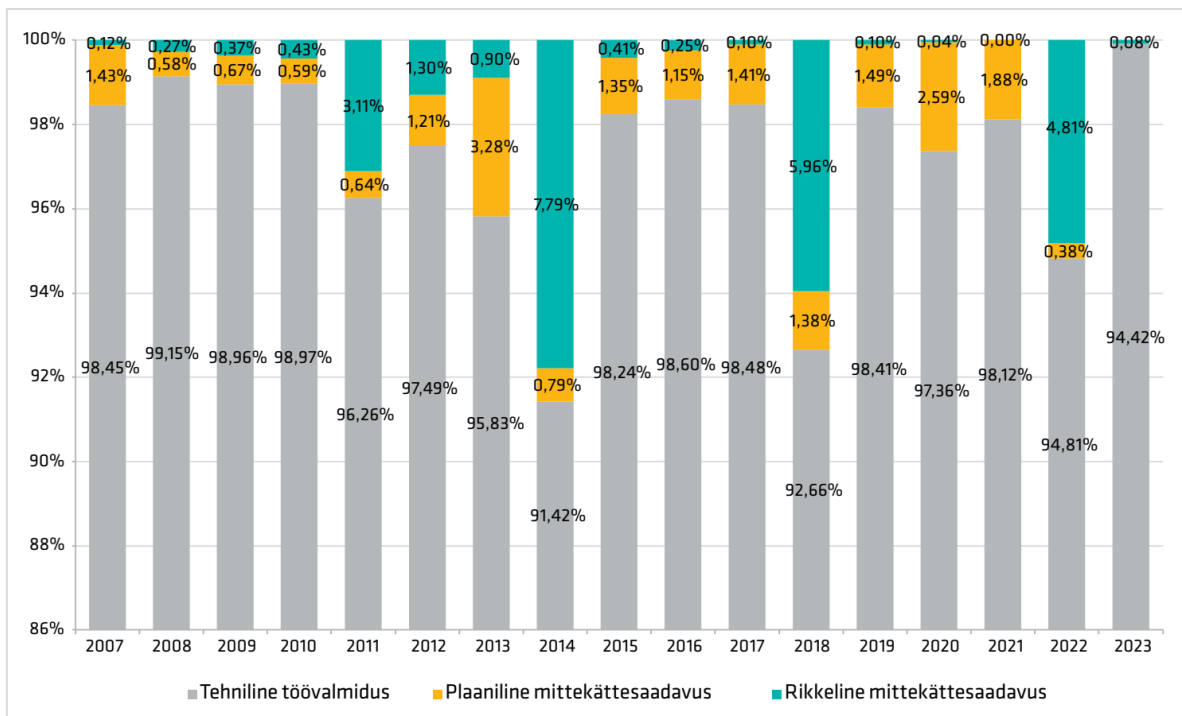
22.11.2022 kell 10:41 lülitus HVDC ühendus avariiliselt välja Harku konverterjaamast tulenevalt faasireaktori vigastusest faasis L1. Defektne seade on asendatud reservseadmega ning teostatud hoone vahelae täiendav soojustamine ning katuse veetiheduse suurendamine. EstLink 1 viidi tagasi töösse 09.12.2022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

### Estlink 2 väljalülitumised

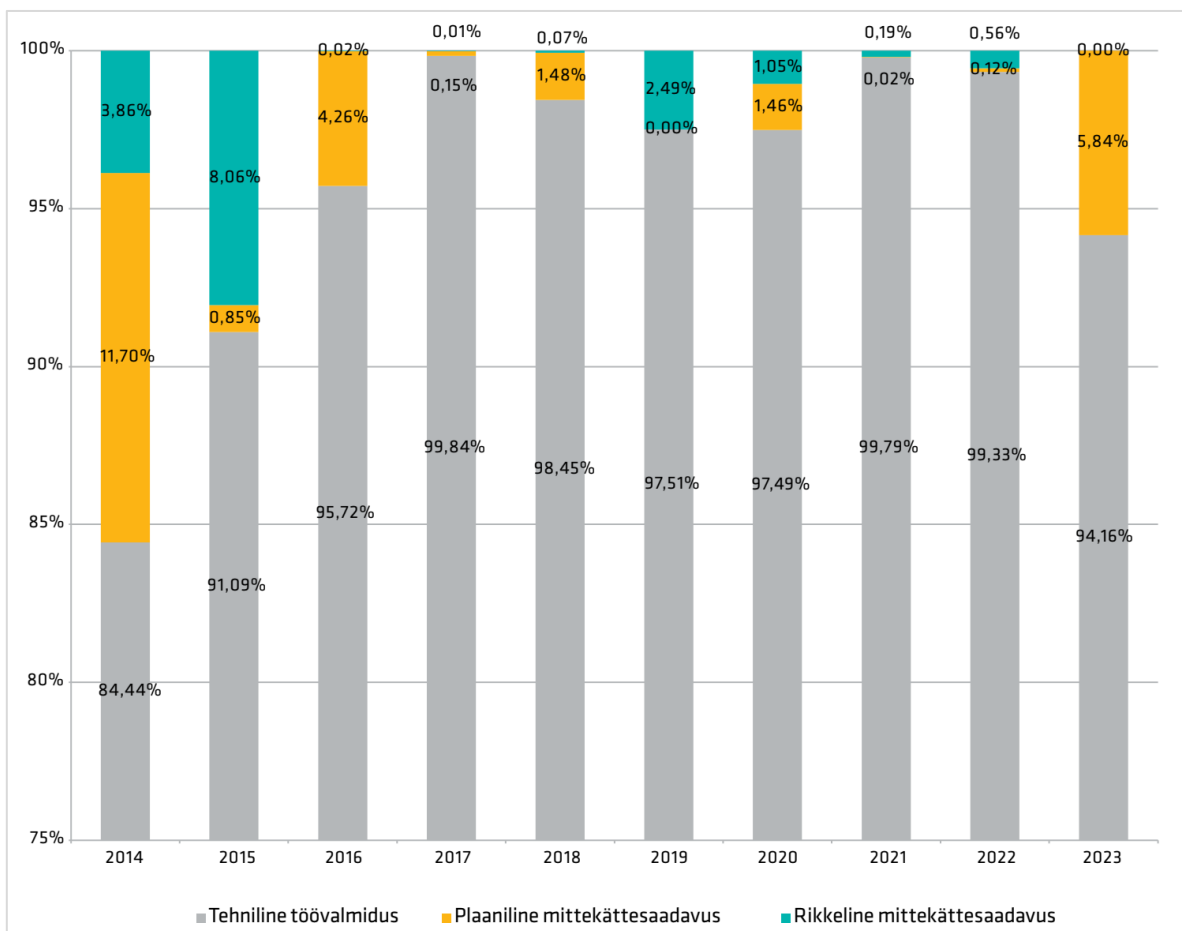
Ajavahemikus aprill-detsember 2022. aastal lülitus ühendus välja või toimus sündmus, mille tagajärjel oli tarvilik võimsuse piiramine kokku viiel korral. Kõik need olid põhjustatud erinevatest tehnilistest riketest kas ühenduse enda konverterjaamades või välistest teguritest.

Tabel 1.5 Eesti-Soome elektriühenduse statistika 2022.aastal

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



Joonis 1.47 Joonis 2.20 Estlink 1 töökindlus aastate lõikes



Joonis 1.48 Joonis 2.21 Estlink 2 töökindlus aastate lõikes



### 1.12.2.2 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus:

#### 10.04.2022 Kunda alajaamas võimsuslülitite väljalülitamine

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

#### 29.07.2022 Viru AJ 330 kV võimsuslülitid

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

#### 02.12.2022 L677/L677H väljalülitumine

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

#### 16.02.2023 L183/L184 väljalülitumine

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

### 1.12.2.3 Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest

2013. aastal töötati välja võrgu töökindluse tõstmise programm „Liinid puuvabaks“, 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 investeeringukulud. Oluliseks aspektiks on lisandunud elektri- ja gaasivõrgu ohutuse suurendamine, arvestades võimalike intsidentide suure negatiivse kajastusega, vähendades ohtusid Eleringi võrgust nii inimeste elule ja tervisele kui ka varale ja keskkonnale. Ohutuse suurendamisega seotud tegevused teenivad nii katkestuste vähendamise kui ka ohutuse suurendamise eesmärgi, kuna suurem osa elektrivõrgu 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:

- vähendada katkestuste ja rikete arvu ning sellega seoses ka andmata energiat;
- maksimeerida seadme eluiga ja sellega seoses vähendada investeeringute vajadust tulevikus;

- suurendada seadmete ohutust.

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

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

## 2. LISAD

### Lisa 1. Eesti elektrisüsteemis olevad üle 0,5 MW installeeritud tootmisvõimsused

Allolevas tabelis on loetletud tootjate poolt esitatud installeeritud tootmisvõimsused Eestis asuvatele suurematele tootmisüksustele aastal 2023. Paljudel nendel seadmetel on erinevad märkimisväärsed piirangud, mistõttu kasutab Elering varustuskindluse hindamisel konservatiivsemaid ehk „kindlaid“ võimsusi, mis põhineb eelnevate aastate kogemustel.

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmiseseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2023 seisuga
<b>ELEKTRIJAAAMAD</b>			<b>1340 MW</b>
Eesti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	866
Auvere elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	272
Balti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	192
Enefit elektrijaam	jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	põlevkivi	10
<b>KOOSTOOTMISJAAAMAD</b>			<b>365,6 MW</b>
Iru elektrijaam	koostootmisplukk	maagaas	94
Iru elektrijaam	koostootmisplukk	segaolmejäätmed	17
Põhja soojuselektrijaam	koostoomis- ja kondensatsiooniturbiinid	generaatorgaas	77
Utilitas Tallinna elektrijaam	koostootmisplukk	biomass	39
Tartu elektrijaam	koostootmisplukk	biomass	22,1
Pärnu elektrijaam	koostootmisplukk	biomass	20,5
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	must leelis/biomass	13,9
Sillamäe soojuselektrijaam	koostootmisplukk	põlevkivi	10
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	10
Osula koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	10
Mustamäe koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	9,3
Sillamäe I koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	7,1
Sillamäe II koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	5,8
Helme koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	6,5
Grüne Fee Eesti AS	gaasimootor	maagaas	4,1
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ soojuselektrijaam	koostootmisplukk	põlevkivi uttegaas	1,4
Kuressaare soojuse ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	1,8
Paide koostootmisjaam	koostootmisplukk	biomass	1,7
Jämejala koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	1,8
Repo Vabrikud AS	gaasiturbiin	maagaas	1,8
Ilmatsalu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,5
Vinni biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,4
Oisu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,2
Tallinna Prügilagaas OÜ	gaasimootor	prügilagaas	1,9

Põlva elektri ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
Rakvere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1
Rakvere Päikese koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	0,9
Kopli koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
WTC Tallinn AS	gaasimootor	maagaas	0,6
Tartu Aardlapalu prügilaga koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0,5
<b>HÜDROELEKTRIJAAAMAD</b>			<b>8 MW</b>
Jägala hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	2
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	1,1
Muu väike	hüdroturbiin	vesi	4,9
<b>TUULEELEKTRIJAAAMAD</b>			<b>377 MW</b>
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	48
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	45
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	tuul	39,1
Saarde tuulepark	tuulegeneraator	tuul	38,7
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24
Purtse tuulepark	tuulegeneraator	tuul	21
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	tuul	21
Pakri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	18,4
Tamba-Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	18
Tooma I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	tuul	12
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	tuul	10
Vanaküla tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	9
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	tuul	8
Tooma II tuulepark	tuulegeneraator	tuul	7,1
Virtsu II tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Virtsu III tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Ojaküla tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Saaremaa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6
Nasva tuulepark	tuulegeneraator	tuul	5,9
Aburi tuulik	tuulegeneraator	tuul	1,8
Nasva sadama tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,6
Sikassaare tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,5
Virtsu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,4
Virtsu I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,2
Türju tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,9
Peenra tuulik	tuulegeneraator	tuul	0,7

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

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

## Lisa 2. 2024-2028 kinnitatud investeeringud

Elektri alajaamad	Lõpp
Audru 110 kV alajaama renoveerimine	2024
Sirgala 110 kV alajaama renoveerimine	2026
Elva 110kV alajaama renoveerimine	2026
Haapsalu 110kV alajaama renoveerimine	2026
Linda 110 kV alajaam	2026
Estonia-Põhja 110kV alajaama renoveerimine	2026
Kunda 110 kV alajaama renoveerimine	2026
Kuuste 110 kV alajaama renoveerimine	2026
Mustvee 110 kV alajaama renoveerimine	2024
Maaritsa 110 kV AJ rekonstrueerimine	2026
Kantküla 110kV AJ rekonstrueerimine	2025
Raasiku 110kV alajaama renoveerimine	2026
Nõva 110kV alajaama renoveerimine	2026
Kadrina 110kV alajaama renoveerimine	2026
Tõrva 110kV alajaama renoveerimine	2027
Kabli 110kV alajaama renoveerimine	2025
Ruusmäe 110kV alajaama renoveerimine	2026
Paikuse 110kV alajaama renoveerimine	2025
Tusti 110kV alajaama renoveerimine	2026
Oiu 110kV alajaama rekonstrueerimine	2026
Taebla 110kV alajaama renoveerimine läbijooksvaks alajaamaks	2026
Veerenni alajaama rajamine	2026
Haljala AJ rekonstrueerimine	2025
Rõuge 110 kV alajaama renoveerimine	2026
Mõniste 110kV alajaama renoveerimine	2025
Valgu 110kV alajaama renoveerimine	2025
Alatskivi 110kV alajaama renoveerimine	2025
Jaoskonna 3B alajaama renoveerimine	2025
Kolga 110kV alajaama renoveerimine	2028
Valjala 110kV alajaama renoveerimine	2028
Viiтна 110kV alajaama renoveerimine	2028
Alajõe 110kV alajaama renoveerimine	2028
<b>Elektriliinid</b>	
L101 Tapa - Jäneda osaline renoveerimine	2026
L107C Pärnu-Jaagupi haru gabariitide tõstmine +45C	2026
L025 Kehtna - Järvakandi osaline renoveerimine	2024
L133B Vändra - Papiniidu gabariitide korrastamine	2024
L005 Iru-Järve osaline renoveerimine	2024
L137 Püssi - Aidu osaline renoveerimine	2025
L066 Rakvere - Rakvere-Põhja osaline renoveerimine	2024
L134A Paide - Suure-Jaani juhtme, osaline piksekaitsetrossi ja üksikute mastide vahetus	2024
L030 Sindi - Papiniidu osaline renoveerimine	2025

L037 Lihula - Martna osaline renoveerimine	2025
L105C Oiu haru osaline renoveerimine	2025
L102 Rakvere - Tapa osaline renoveerimine	2026
L133B Vändra-Papiniidu juhtme ja üksikute mastide vahetus	2027
L044 Valga-Tsirguliina osaline renoveerimine	2028
L130B Jõgeva-Kantküla juhtme vahetus	2028
L131A Jõgeva-Põdra juhtme ja üksikute mastide vahetus	2028
L131B Põdra-Põltsamaa juhtme ja üksikute mastide vahetus	2028
L132B Imavere-Koigi üksikute mastide vahetus	2028
L145 Tsirguliina-Tõrva osaline renoveerimine	2028
L146 Rõngu - Tõrva osaline renoveerimine	2028
L006B Järveküla - Järve osaline renoveerimine	2024
L182 Kiisa-Järve Juhtme ja üksikute mastide vahetus	2026
L133A Paide-Vändra juhtme, piksekaitsetrossi ja üksikute mastide vahetus	2027
L506 Rakvere - Kiisa osaline renoveerimine	2024
L138 Kiiikla-Jaoskonna 3B õhuliin	2024
L069 Balti-Allika gabariitide tõstmine +60C	2027
L116 Balti-Püssi osaline renoveerimine	2027
L117A Eesti EJ OT haru osaline renoveerimine	2027
L117 Balti-Sirgala osaline renoveerimine	2027
L118 Sirgala - Ahtme uue liinilõigu ehitus	2026
L119 Balti-Eesti EJ OT osaline renoveerimine	2027
L085 õhuliini Kiisa - Topi rekonstrueerimine	2026
L086 õhuliini Topi - Harku rekonstrueerimine	2026
L164 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2025
L165 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2025
L195 Aruküla-Raasiku õhuliini rekonstrueerimine	2026
L194 Raasiku-Kehra õhuliini rekonstrueerimine	2026
L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2025
L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2025
L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin	2025
L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin	2025
L8052 Tartu - Tööstuse kaabelliin	2027
L8055 Tartu- Emajõe õhuliini asendamine kaabelliiniga	2024
L8048 Tartu-Ülejõe 110 kV kaabli rajamine	2024
L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine	2026
Eesti-sisese võrgu arendus	
Tartu võrgupiirkonna arengud	
Uniküla 330 kV alajaama rajamine	2027
L097 Anne-Kuuste rekonstrueerimine	2027
L141 Kuuste-Põlva osaline rekonstrueerimine	2027
110 kV liinide gabariitide tõstmine	
L135 Püssi-Ahtme õhuliini gabariitide tõstmine	2025
L08 Aidu - Jaoskonna 3B gabariitide korrastamine	2024
Topi AJ läbijooksvaks ehitamine	2026

Taastuenergia liitmise võimekuse tõstmise investeeringud (RRF kaasrahastus)	
Lihula 330/110 kV alajaam	2026
Orissaare 110 kV alajaama laiendustööd	2024
Uus 110 kV liinilahter Lihula alajaamas L171 jaoks	2025
L356 Mustvee-Paide rekonstrueerimine	2026
L357 Kiisa - Paide õhuliini rekonstrueerimine	2026
L170 Lihula - Virtsu 110 kV õhuliini ehitus	2026
L174 Rõuste-Leisi 110 kV kaabelliini lõik Väikeses väinas	2024
L175 Leisi-Sikassaare eraldi mastidele rajamine L176 Sikassaare-Valjala liinist	2026
L036 Rõuste-Virtsu 110 kV õhuliini ehitus	2026
L174 Rõuste-Leisi gabariitide tõstmine	2025
L177 Orissaare - Valjala juhtme vahetus ja gabariitide tõstmine	2026
L176 Sikassaare - Valjala gabariitide tõstmine	2025
L175A Valjala haru gabariitide tõstmine	2025
L175 Sikassaare - Leisi gabariitide tõstmine	2025
L171 Lihula-Virtsu gabariidi tõstmine 60C	2025
Sünkroniseerimine (CEF kaasrahastus)	
L353 Viru-Tsirculiina õhuliini rekonstrueerimine	2025
Mustvee jaotuspunkti ehitus	2024
Reaktorid ja sünkroonkompensaatorid	2024