

EESTI ELEKTRIÜLEKANDEVÕRGU ARENGUKAVA 2026-2035

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

Foto: Tõnu Tunnel

SISUKORD

1 SISSEJUHATUS 6

2 OLEMASOLEV ELEKTRIÜLEKANDEVÕRK 9

2.1 OLEMASOLEVA VÕRGU SEISUKORD 9

2.1.1 Võrgu tänase seisukorra analüüs 12

2.2 VÕRGU VANANEMISE AEGLUSTAMINE 14

2.2.1 Õhuliinid 14

2.2.2 Alajaamad 16

2.2.3 Trafod 17

2.3 ELEKTRIVÕRGU TÖÖKINDLUS 17

2.3.1 Ülekandekindlus vahelduvvooluvõrgus 18

2.3.2 Väljalülitumised ja piiriüleste ühenduste kättesaadavus alalisvooluühendustel 19

2.3.3 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia vahelduvvooluvõrgus 21

2.3.4 Suuremaid häiringuid põhjustanud sündmused 2024-2025 aastal 29

2.3.5 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus 34

2.3.6 Võrguteenuse kvaliteedinõuete täitmine 34

2.3.7 Liinitrassidest tulenevate rikete vähendamine 35

2.4 SÜSTEEMIJUHTIMISE TEENUSED 37

3 ARENDUSKOHUSTUSE EELDUSED JA KRITEERIUMID 40

3.1 TOOTMISE PROGNOOS 40

3.2 TARBIMISE PROGNOOS 42

3.3 EUROOPA LIIDU JA EESTI KLIIMAEESMÄRGID 47

3.4 ELEKTRIVÕRGU OLEKUD JA STSENAARIUMID 48

3.4.1 Stsenaariumid 48

3.4.2 Elektrivõrgu olekud 51

4 ELEKTRIVÕRGU ARENDAMISE PÕHIMÕTTED 54

4.1 ARENDUSKOHUSTUSE RAAMES VÕRGU PLANEERIMINE 54

4.1.1 2025. aastast rakendatav arenduskohustus 54

4.1.2 Võrgu analüüsi metoodika 57
4.1.3 Paindlikkuse rakendamine võrguinvesteeringute edasilükkamiseks 61
4.2 INVESTEERINGUPROJEKTIDE RISKIJUHTIMINE 64
4.3 KRIISIVALMIDUSE TÕSTMINE 65

5 EESTI-SISESED INVESTEERINGUD 66
5.1 ELERINGI JA ELEKTRILEVI ÜHINE ARENGUKAVA 66
5.1.1 Põhja-Tartumaa fookuspiirkond 69
5.1.2 Ida-Virumaa fookuspiirkond 72
5.1.3 Lääne-Virumaa fookuspiirkond 75
5.1.4 Tallinna alajaamade piirkond 78
5.1.5 Lääne-Eesti fookuspiirkond 83
5.1.6 Saarte fookuspiirkond 85
5.1.7 Pärnumaa fookuspiirkond 86
5.1.8 Viljandimaa fookuspiirkond 89
5.1.9 Ida-Harjumaa fookuspiirkond 92
5.1.10 Kagu-Eesti fookuspiirkond 94
5.2 LISANDUVA TOOTMISE JA TARBIMISE JAOKS VAJALIKUD TÄIENDAVAD INVESTEERINGUD 95
5.2.1 Arenduskohustuse raames teostatud võrguanalüüsi tulemused 95
5.2.2 Kõrgepinge reaktorite vajadus 102
5.2.3 Mittelaiendatavad alajaamad 102
5.3 VÕRGU TÖÖKINDLUSE HOIDMISEKS TEOSTATAVAD INVESTEERINGUD 104
5.3.1 Põhja-Eesti 104
5.3.2 Kesk-Eesti 109
5.3.3 Lõuna-Eesti 109
5.3.4 Lääne-Eesti 111

6 REGIOONI ARENGUD 113
6.1 EESTI-LÄTI NELJAS ÜHENDUS 115
6.2 EESTI-SOOME KOLMAS ÜHENDUS 118
6.3 KOKKUVÕTE SUUREMATEST PROJEKTIDEST EUROOPA LIIDUS 122
6.4 VÕRGU PIKAAJALINE TULEVIKUVISIOON 124

6.5 VÕIMALUSED TEISTE RIIKIDEGA KAUPLEMISEKS 126
6.6 VESINIKU ARENGUSUUNAD 131

7 ELERINGI INVESTEERINGUTE KOKKUVÕTE 134
7.1 PERIOODIL 01.01.2025 KUNI 01.05.2026 VALMINUD INVESTEERINGUD 134
7.1.1 Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise raames teostatud investeeringud134
7.1.2 Eesti-sisesed valminud investeeringud 135
7.2 INVESTEERINGUTE EELARVE JA KAVA KOKKUVÕTE 136
7.2.1 Kindlad investeeringud 137
7.2.2 Planeeritavad investeeringud 138
7.2.3 Perspektiivsed investeeringud.....139

8 LISAD..... 140
8.1 KINDLAD JA PLANEERITAVAD INVESTEERINGUD 140
8.2 EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5 MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED 144

LÜHENDITE LOETELU

AJ	Alajaam
aFRR	Üleeuroopalise automaatse sageduse taastamise reserv (*Automatic Frequency Restoration Reserve*)
BAU	Investeeringu tavastsenaarium (*Business as Usual*)
CEF	Euroopa Liidu rahastusinstrument, mille eesmärk on tõsta konkurentsivõimet Euroopa tasemel infrastruktuuri investeeringute kaudu (*Connecting Europe Facility*).
ENMAK	Energiamajanduse arengukava
ENTSO-E	Üleeuroopaline elektri süsteemioperaatorite ühendav organisatsioon
ER	Elering
FCR	Sageduse hoidmise reserv (*Frequency Containment Reserve*)
FRR	Sageduse taastamise reserv (*Frequency Restoration Reserve*)
HVDC	Alalisvooluühendus (*High Voltage Direct Current*)
mFRR	Manuaalsete sageduse taastamise reserv (*Manual Frequency Restoration Reserve*)
N-1	Ühe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmisseade, jne.) avariiline väljalülitumine
N-2	Kahe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmisseade, jne.) avariiline väljalülitumine korraga
TYNDP	ENTSO-E kümneaastane arengukava (*Ten-Year Network Development Plan*)
ÜKT	Ülekoormustasu

1 Sissejuhatus

Eleringi missioon on hoida Eestis igas olukorras tuled põlemas ja kodud soojas. Selleks hoiab Elering elektriülekandevõrgu töökindlust ning arendab võrku vastavalt energiasüsteemi, tarbimise ja tootmise muutuvatele vajadustele. Eesti elektriülekandevõrgu töökindlus on olnud kõrge: 2025. aastal ulatus see 99,9996 protsendini ning andmata jäänud elektrienergia maht oli 25 MWh. Kõrge töökindluse hoidmine eeldab pidevat seisukorra hindamist, hooldust ja õigeaegseid investeeringuid.

Osa võrgu varadest on jõudmas või jõudnud projekteeritud eluea lõppu. 40-aastase eluea on ületanud 44% jõutrafodest ja 35% õhuliinide juhtmetest. Kui vaadata kogu Eleringi seadmeparki, siis ligi kümnendik on projekteeritud eluea lõpul või jõuab selleni lähiaastatel. Võrgu uuendamist kavandatakse regulaarse seire käigus hinnatud seisukorra ja vananemisega kasvava riskihinnangute alusel. Samal ajal tuleb suurendada ka võrgu läbilaske- ja liitumisvõimekust, et võrk ei muutuks piiravaks teguriks uute tootmis- ja tarbimisvõimsuste rajamisel.

Käesoleva arengukava peamised muutused võrreldes eelmisega on ajakohastatud tootmisportfelli prognoos aastaks 2030, mis põhineb 2026. aastal valminud ENMAK-i eeldustel, ning Elektrilevi ja Eleringi ühine elektrivõrgu arengukava.

Arengukava annab koondvaate investeeringuvajadustest võrgu töökindluse hoidmiseks, tulevase tootmise ja tarbimise muutuste toetamiseks ning välisühendustega kaasnevate võimsusvoogude võimaldamiseks. Need vajadused on omavahel seotud: enamik võrgutugevdusi suurendab samaaegselt töökindlust, läbilaskevõimet ja kriisivalmidust. Investeeringute elluviimisel jälgib Elering liitumisvõimsuste ning koormuskasvude tegelikku arengut ning kohandab vajaduse korral investeeringute ajakava, et tagada piisavad läbilaskevõimsused võimalikult väikese kogukuluga.

Arengukava lähtub 2030. aasta vaates taastuvenergia 65% osakaalust aastases elektritarbimises ning arvestab kuni 1500 MW uute tootmisvõimsuste liitumisega. Elektritarbimise poolelt on arvestatud väikese kasvuga, mida mõjutavad eelkõige tööstuse, transpordi ja teenuste elektrifitseerimine. Võrku kavandatakse nii, et vajalikud võrguarendused oleksid õigel ajal ette valmistatud ning viiakse lõplikult ellu siis, kui nende vajadus on piisavalt kinnitust leidnud.

Järgneva viie aasta vaates uute tootmisseadmete lisandumise ja tarbimise kasvu võimaldamiseks on Eleringil täiendavalt plaanis investeerida uutesse rajatavatesse liinidesse 60 km ulatuses, olemasolevate liinide täielikku rekonstrueerimisse 165 km ulatuses ning osalisi tugevdusi nähakse ette 130 km õhuliinidel. Need investeeringud

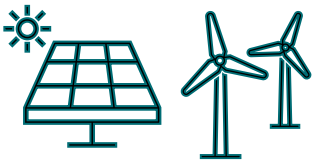
nähakse ette lisaks töökindluse hoidmiseks vajalike ning Elektrileviga ühise arengukava mahus planeeritavatele investeeringutele. Elering alustab vajalike trassiuuringute, planeeringute ja eelprojekteerimisega varakult, et võimaldada uute liitujate jaoks vajalikud läbilaskevõimed vastavalt tegelikele arengutele ning sealjuures tagada investeeringute optimaalne elluviimine.

Eleringi ja Elektrilevi koostöös valminud ühine arengukava „Eesti elektrivõrgu arengukava aastani 2040“ aitab vältida dubleerivaid investeeringuid põhivõrku ja jaotusvõrku. Suurema läbilaskevõimega ühendused ja alajaamad tuuakse koormuskeskustele lähemale, mistõttu saab jätta rajamata osa paralleelseid keskpingevõrgu liine. Ühise arengukava elluviimisel saavutatakse Eleringi ja Elektrilevi investeeringute üleselt vähemalt 54 miljoni euro suurune kokkuhoid ning luuakse uued liitumisvõimalused kokku 400 MVA ulatuses. Sealjuures vabastatakse ligikaudu 260 kilomeetrit 110 kV ja 35 kV õhuliinikoridoride alust maad. Optimaalsete lahenduste elluviimiseks investeeritakse ülekandevõrgu arengusse 90 miljonit eurot.

EstLink 3 ja Eesti–Läti neljas ühendus on Balti regiooni elektrisüsteemi jaoks strateegiliselt olulised. Naaberriikide välisühenduste investeerimisplaanide, sh peamiselt nende siseriiklike võrgu arendusplaanide suure mahu tõttu on edasi lükkunud ka nende ühenduste realiseerimise ajakava Eestis ning mõlema projekti valmimine on praegu planeeritud aastatesse 2038–2040. Ehituseks vajalike planeeringute, uuringute ja muude ettevalmistustega jätkatakse.

Välisühendused tugevdavad Balti regiooni elektrisüsteemi vastupidavust, vähendavad haavatavust võimalikes kriisides ning parandavad energiakaubanduse võimalusi naaberriikidega. Need aitavad hoida elektriturgu stabiilsemana ja loovad eeldused kindlamaks ning pikemas vaates taskukohasemaks elektrivarustuseks.

Muutunud julgeolekuolukorra tõttu on arengukavas senisest suurem roll võrgu kriisivalmidusel. Elering investeerib aastatel 2026–2030 elektrivõrgu otsese kriisikindluse kasvatamisse üle 200 miljoni euro. Fookuses on süsteemikriitiliste objektide kaitse, täiendav seire ja ohtude varasem tuvastamine ning suurem taastamisvõimekus mobiilsete lahenduste ja varuseadmete abil. Investeeringuid rahastatakse Euroopa Liidu kaasrahastusest, ülekoormustulust ja võrgutariifist. Kava praegune etapp ulatub aastani 2030 ning seda ajakohastatakse igal aastal.







Uued tootmisvõimsused ja tarbimise kasv	Koostöös hoiame kokku	Kriisikindluse kasvatamine
1 500 MW	**54 mln €**	**200+ mln €**
Arengukava aitab ellu viia Eesti energiamajanduse arengukava ning arvestab 2030. aastaks võrku liidetava 1 500 MW tootmisvõimsuste ja tarbimise kasvuga.	Elektrileviga ühine arengukava arvestab kasvava tarbimisega ning annab 54 mln eurot kokkuhoidu ja 400 MVA uut liitumisvõimsust.	2026-2030 suuname üle 200 mln euro võrgu kriisikindlusse. Seda tugevdavad ka teised võrguinvesteeringud.

2 Olemasolev elektriülekandevõrk

- Eesti elektriülekandevõrgu töö- ja varustuskindlus on tagatud.
- 2025. aastal oli andmata jäänud energia alla 25 MWh ehk võrk oli töökindel 99,9996% aastast.
- Iga-aastase varade seisukorra hindamise tulemusel uuendatakse ainult neid seadmeid ja rajatisi, mille edasine kasutamine ei ole tehniliselt või majanduslikult põhjendatud. Õigeaegsed hooldus- ja remonditööd võimaldavad pikendada varade eluiga.
- Eesti elektrisüsteem on alates 2025. aasta veebruarist edukalt sünkroontöös Mandri-Euroopa sagedusalaga ning süsteemi toimimine on olnud stabiilne.

2.1 Olemasoleva võrgu seisukord

Elering AS haldab Eesti põhivõrku, mis koosneb 01.01.2026 seisuga 5198 km õhuliinidest, 284 km kaabelliinidest ja 158 alajaamast.[1] Põhivõrgu selgroo moodustavad suurte elektrikoguste ülekandmiseks mõeldud 330 kV õhuliinid, kuid kõige enam on võrgus 110 kV õhuliine, mis tagavad elektri jõudmise piirkondadesse. Sisemaise elektrivõrguga on ühendatud piiriülesed vahelduvvooluühendused Lätiga ning alalisvooluühendused Soomega. Põhivõrgu liinide jaotus pingeklasside ja -tüübi järgi on järgmine:

Õhuliinid:

- üle 1851 kilomeetrit 330 kV liine;
- üle 3342 kilomeetrit 110 kV liine;
- 5 kilomeetrit 6-35 kV liine.

Vahelduvvoolu kaabelliinid:

- 122 kilomeetrit 110 kV kaableid;
- 23 kilomeetrit 6-35 kV kaableid.

Lisaks omab ja opereerib Elering Eesti ja Soome vahelisi alalisvooluühendusi EstLink 1 ja EstLink 2. Mõlemad ühendused koosnevad konverterjaamadest ja nii maismaal kui ka meres kulgevatest kaablitest. Kokku on Eesti osa EstLinkide pikkused:

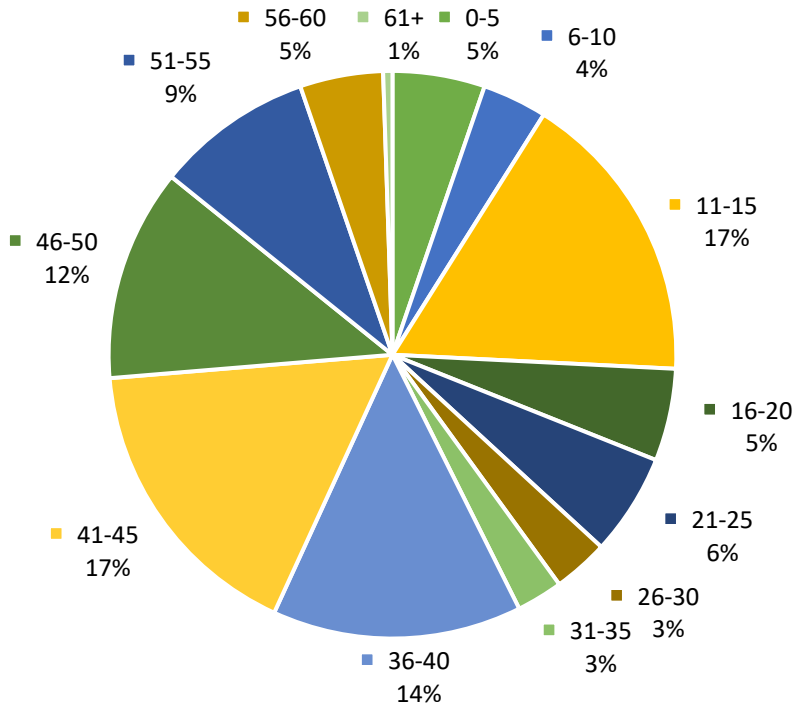
- EstLink 1 - 54 km
- EstLink 2 - 85 km

[1] Elektri ülekandevõrk | Elering

Eleringi elektriliinidel on kokku ligikaudu 14 800 masti ning Eleringi alajaamades paikneb elektrienergia edastamise ja pinge muundamise jaoks ~28 000 erinevat seadet. Eesti põhivõrk on oma alguse saanud 1960. aastatel ning alates sellest ajast on põhivõrgu arendamine olnud pidev protsess. Siiski leidub veel põhivõrgus seadmeid, mis on oma tehnilise eluea ületanud. Elering loeb oma alajaamades primaarseadmete (st põhiseadmed v.a jõutrafodel 50a) tehniliseks elueaks 40 aastat ning sekundaarseadmete (st releekaitse, automaatika, juhtimis- ja sideseadmed) tehniliseks elueaks 20 aastat. Elektriliinide puhul arvestatakse mastide puhul tehnilise elueaga 60 aastat, juhtmetel 40 aastat ning piksekaitsetrossidel 30 aastat.

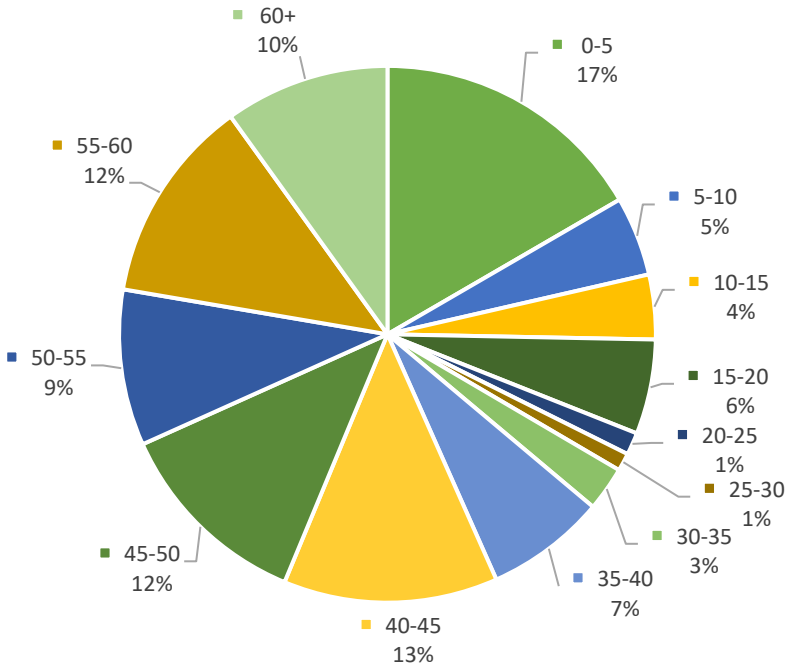
Eleringi alajaamades on oma eeldatava eluea ületanud 7% primaarseadmetest ja 23% sekundaarseadmetest.

Jõutrafode lõikes on 40-aastase eluea ületanud seadmeid 44%. Trafode regulaarsete hoolduste ning õlianalüüside abil on võimalik trafode eluiga pikendada. Trafode vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.1.

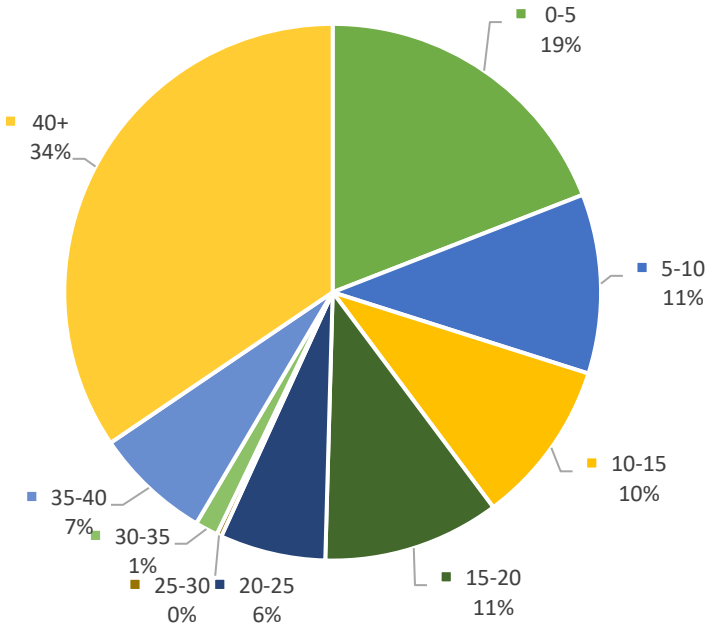


Joonis 2.1 Eleringi jõutrafode jaotus vanuseklassidesse

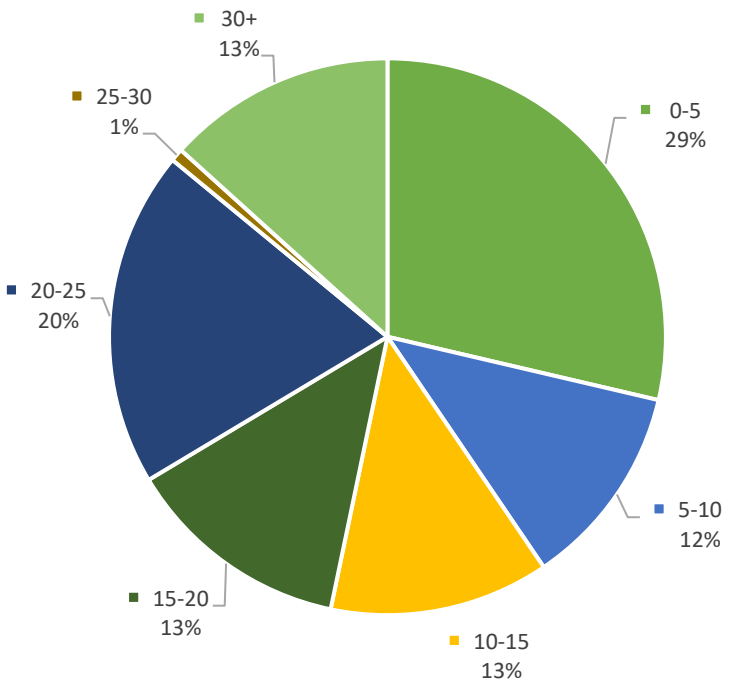
Õhuliinidel vaadeldakse eraldi mastide ja juhtmete vanust. Õhuliini mastide vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.2, juhtmete vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.3 ja piksekaitsetrosside vanuseline jaotus on toodud joonisel 2.4.



Joonis 2.2 Eleringi mastide jagunemine vanuseklassidesse



Joonis 2.3 Eleringi õhuliinijuhtmete jagunemine vanuseklassidesse



Joonis 2.4 Eleringi piksekaitsetrosside jagunemine vanuseklassidesse

Õhuliine iseloomustavatelt joonistelt on näha, et Eleringi mastidest 10% on vanemad kui 60 aastat, õhuliini juhtmetest 35% on vanemad kui 40 aastat ja piksekaitsetrossidest 13% on vanemad kui 30 aastat. Vaatamata sellele, et osad õhuliinide komponendid on ületanud oma projekteeritud eluea, siis kasutusele võetud analüüsimetoodika (mida on täpsemalt kirjeldatud järgmises peatükis) võimaldab pikendada liinide eluiga, minimeerides samaaegselt riske varustuskindlusele, arvestades komponentide tegelikku seisukorda.

2.1.1 Võrgu tänase seisukorra analüüs

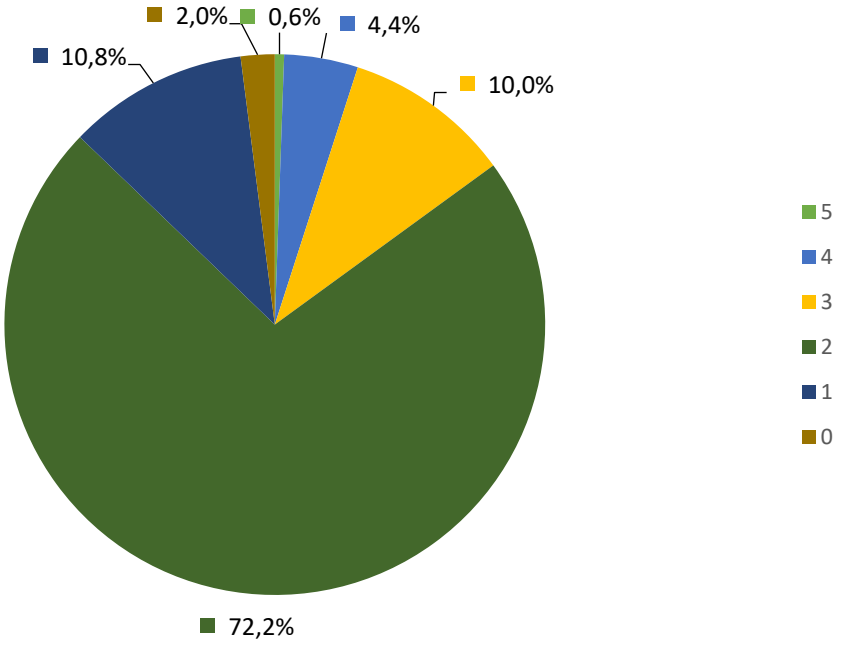
Elering hindab kõikide elektripaigaldiste seisukorda vähemalt kord aastas. Selleks teostatakse alajaamades korralisi ülevaatusi ning elektriliinide puhul korralisi läbikäike. Paljud olulised seadmed on varustatud reaalajas seisundi jälgimise süsteemidega, mida Elering plaanib järgnevatel aastatel veelgi laiendada.

Elektriliinide seisukorra hindamise tarbeks on Eleringil kasutusel HI-põhine (*Health Index)* metoodika[2], millega hinnatakse elektriliinide seisukorda komponentide kaupa.

[2] https://digikogu.taltech.ee/et/Download/a11cb262-78ef-4be4-8324-4e662ac04765

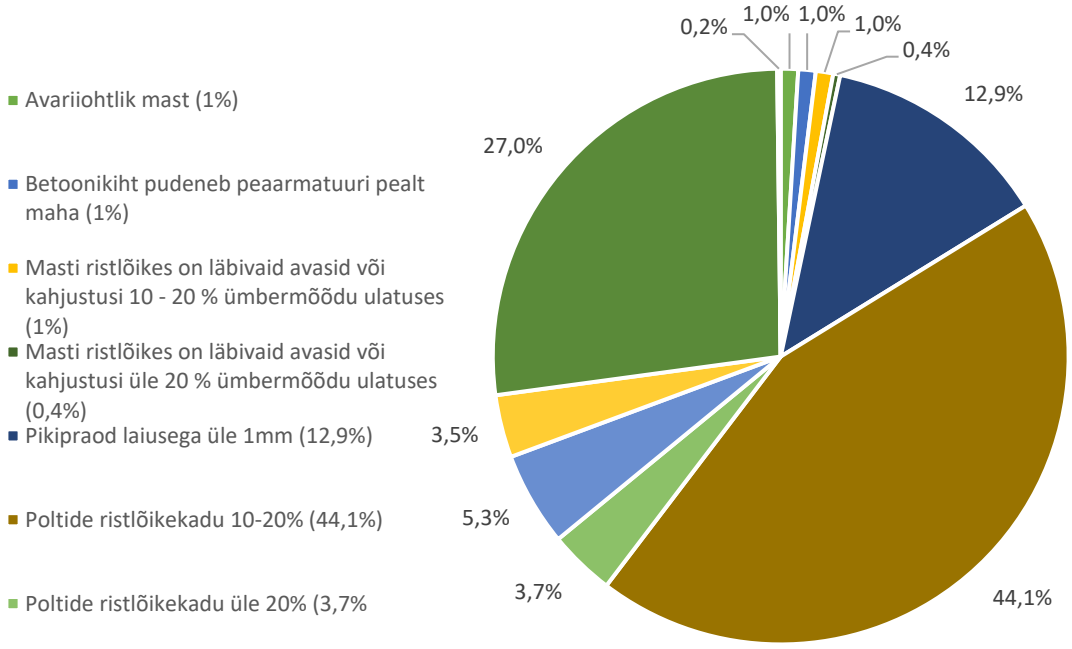
Igal aastal tellib Elering partneritelt liinide läbikäigu-ülevaatuse, millega kogutakse ja analüüsitakse informatsiooni kogu võrgu kohta.

Hinnangumetoodika alusel antakse mastidele hinnang, mis põhineb komponentide halvimatel väärtustel. Üldiselt tähistavad hinnanguskoorid “4” ja “5” seadet, mis vajab kõrgendatud tähelepanu ning skoor “0” tähistab uueväärset seadet. Joonisel 2.5 on välja toodud elektriliini mastide hinnangud 2025. aasta läbikäigu andmete põhjal.



Joonis 2.5 Eleringi õhuliini mastide maksimaalsed HI-põhised väärtused 2025 läbikäikude põhjal

Läbikäikude andmed näitavad, et Eleringi õhuliini mastidest on hinnatud skooriga “5” 0,6% ja skooriga „4“ 4,4% mastidest ehk 5% hinnatud mastidest vajaksid kõrgendatud tähelepanu. Kõrgemat hinnangut põhjustavate defektide jaotus on esitatud joonisel 2.6.



Joonis 2.6 Hinnanguindeksit "4" ja "5" põhjustavate tegurite jagunemine

2.2 Võrgu vananemise aeglustamine

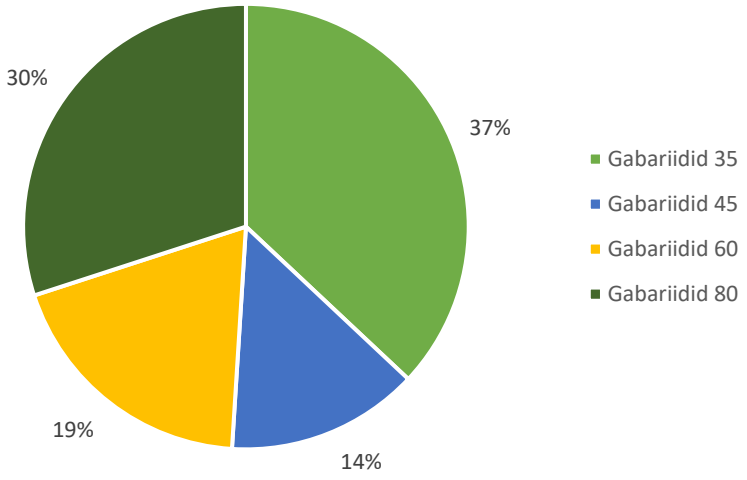
2.2.1 Õhuliinid

Elering AS hallatavast elektriülekandevõrgust on märkimisväärne osa ehitatud aastatel 1960-1985, mis tänaseks on jõudnud oma projekteeritud 50-aastase eluea lõppu. Korrapärase hoolduse ja liini komponentide asendamisega on liinid hoitud heas seisus ning optimaalne on välja vahetada vaid halvas seisukorras komponente, pikendades seeläbi kogu liini terviklikku eeldatavat eluiga. Õhuliini komponentide tehnilist seisukorda hinnatakse korraliste ülevaatuste ja perioodiliselt teostatud laserskaneerimisandmete alusel.

Õhuliinide tehnilise seisukorra määramiseks ning defektsete mastide tuvastamiseks on kasutatud õhuliinide hindamise metoodikat, mis annab tehnilise hinnangu kõikidele Eleringi õhuliini masti komponentidele. Juhtmeid, piksekaitsetrosside ja raudbetoonmastide traaverseid hinnatakse vanuse järgi, kuna visuaalse hindamise metoodika ei anna piisavalt infot. Juhtmete ja piksekaitsetrosside vahetuse vajadus on määratud paigaldamise aastast lähtuvalt, arvestades juhtmete eeldatavaks elueaks 40 aastat ning piksekaitsetrossidele 30 aastat.

Investeeringutööde planeeritud järjestuse määramisel on lähtutud nii liinide olulisusest kui tehnilise seisukorra hinnangust ehk eelisjärjekorras renoveeritakse kehvemas tehnilises seisukorras liinid, mis on elektrisüsteemi vaates olulisemad. Tööde ajastamisel on arvestatud tööde teostamisega seotud katkestuse ajal võrgu töökindlusega, s.t. välditakse samaaegseid töid samasuunalistel liinidel. Lisaks sellele tuleb liinide eluea pikendamiseks korrastada liinidel esinevaid väiksemaid defekte, nagu näiteks mõranenud vundamendid, katkenud maandused, isolaatorite defektid jne).

Juhtmete puhul on oluline jälgida gabariite teiste tehnorajatistega ja maapinnaga, kuna juhtmete väljavenimisega ja vajumisega ei ole kuuma ilmaga tagatud nõutud õhkvahemikud. Samuti on aastatega inimeste poolt muudetud kaitsevööndis pinnavorme (rajatud teid, süvendatud kraave, planeeritud pinnast jms). Elektrivõrgu ühtsuse ning nõuetele vastavuse tagamiseks korrastatakse kõikide renoveeritavate õhuliinide gabariidid ettenähtud juhtme arvutuslikul püsival temperatuuril. Sisendinfo juhtme gabariitide kohta saadakse õhuliinide iga-aastasest laserskaneerimisest.



Joonis 2.7 Eleringi liinide gabariitide jaotus sõltuvalt juhtme temperatuurist

Seadmete vananemist on võimalik süsteemselt juhtida ja selle mõju töökindlusele vähendada sihipärase varade uuendamise, standardiseerimise ning elutsüklipõhise planeerimisega.

2.2.2 Alajaamad

Elering on alates käesoleva sajandi algusest järjepidevalt uuendanud alajaamu, eesmärgiga asendada kõik nõukogudeaegsed seadmed. Nende seadmete puhul puudub tootjapoolne tehniline tugi ning remondi ja hoolduse jaoks vajalikud varuosad, mistõttu kujutavad need endast kasvavat riski elektrivõrgu töökindlusele.

Järgmise viie aasta jooksul on primaarseadmete ja hoonete eeldatav eluiga lõppenud või lõppemas 26 alajaamas, sekundaarseadmete puhul aga 47 alajaamas. Eeldatava eluea lõpp (st seadmete vanus) on üks parameeter, mida investeeringute kava koostamisel arvestatakse lisaks seadmete tehnilisele seisukorrale, potentsiaalselt edastamata jääva energia kogusele rikke korral, rikete esinemissagedusele, hoolduskulude suurusele ja seadme tootjapoolse toe puudumisele. Selle alusel otsustatakse, millised alajaamad ning millises järjekorras rekonstrueerimisplaani lisatakse. Olenevalt seadmete seisukorrast on mõnel seadmel võimalik eeldatavat eluiga pikendada ebamõistlikke riske võtmata, osad vajavad aga rekonstrueerimist veidi enne eeldatava eluea lõppu. Tulenevalt alajaamade seadmete tihedast omavahelisest sidususest ei ole üldjuhul optimaalne vahetada samas alajaamas üksikseadmeid paariaastase vahega, vaid katkestuste, tööjõukulu ja käitamisriskide vaates on optimaalsem teostada alajaama rekonstrueerimine kas täies mahus või loogiliste osade kaupa (nt sekundaarseadmete rekonstrueerimine).

Uute ja rekonstrueeritavate alajaamade skeemilahendused ning seadmed on suures osas standardiseeritud. Standardlahenduste rakendamine võimaldab:

- vähendada projekteerimis- ja ehitusvigade riski;
- lühendada projekteerimis- ja ehitusaega;
- ühtlustada kaitse- ja automaatikalahendusi;
- lihtsustada hooldust ja käitamist;
- parandada varade asendatavust ja reservvõimekust.

Standardiseerimine ning elutsüklipõhine varade haldus aitavad vähendada seadmete vananemisest tulenevaid rikkeid, tõsta võrgu töökindlust ning tagada investeeringute kulutõhusus pikemas ajaperioodis.

Seadmete vananemise mõju vähendatakse riskipõhise varade uuendamise ja tehniliste lahenduste standardiseerimise kaudu, keskendudes järgmise 10 aasta jooksul ka 110 kV jõutrafode uuendamisele ning alajaamade seadmete ja skeemide ühtlustamisele, et tagada ülekandevõrgu pikaajaline töökindlus ja kulutõhus areng.

Kuna järgmise viie aasta jooksul rekonstrueeritakse kõik enne Eesti taasiseseisvumist ehitatud alajaamad, siis lõppeb 2030. aastatel suuremahuline nõukogudeaegse infrastruktuuri asendamise etapp. Sellest tulenevalt nihkub alajaamade investeerimisfookus 2030. aastatel alajaamade rekonstrueerimistelt rohkem olemasolevate varade elukaare juhtimisele. Peamisteks investeerimissuundadeks kujunevad uute liitumiste jaoks vajalike alajaamade laiendamine ja ehitus, 110 kV jõutrafode uuendamine ning releekaitse- ja automaatikasüsteemide renoveerimine. Viimaste eeldatav eluiga on ligikaudu poole lühem kui primaarseadmetel, mistõttu vajavad need sagedasemat uuendamist.

2.2.3 Trafod

Järgmise viie aasta jooksul jõuavad oma eeldatava eluea lõppu ca 50 trafot (st ligikaudu neljandik kõikide Eleringi jõutrafode mahust). Sellest tulenevalt on Eleringi 110 kV ülekandevõrgus kavas alustada jõutrafode järkjärgulise uuendamisega. Uute jõutrafode hankimisel ja projekteerimisel standardiseeritakse peamised tehnilised parameetrid, et tagada seadmete parem asendatavus, varuosade ühilduvus, hooldatavus ning töökindlus kogu võrgus. Investeerimisjärjestuse optimeerimiseks, uuendatakse trafoparki vastavalt jaotusvõrkudega koostatud ühisele arengukavale. Suuremamahulisem trafode vahetus algab 2030. aastast, mil eesmärgiks on järgneva viie aastaga vahetada välja vähemalt 25 jõutrafot.

2.3 Elektrivõrgu töökindlus

Elektrivõrgu töökindlus on Eesti energiajulgeoleku üks keskseid alustalasid ning Eleringi põhitegevuse keskne eesmärk. Ülekandevõrgu võime tagada elektrienergia katkematu edastamine on määrava tähtsusega nii varustuskindluse, majanduse toimimise kui ka kriisiolukordade toimepidevuse seisukohalt.

Jäide, tormid ja temperatuurikõikumised seavad ülekandevõrgu töökindlusele täiendavaid nõudeid ning suurendavad vajadust süsteemi vastupidavuse ja paindlikkuse järele.

Käesolevas peatükis antakse ülevaade ülekandevõrgu töökindlust iseloomustavatest näitajatest, sealhulgas väljalülitumiste arvust, andmata jäänud energia kogusest ja ülekandekindlusest. Analüüs põhineb 2024. ja 2025. aasta andmetel ning võimaldab hinnata süsteemi toimivust, tuvastada peamisi mõjutegureid ja teha järeldusi töökindluse arengusuundade kohta.

Võrgu töökindlus on viimastel aastatel olnud kõrge. Olulise positiivse mõjuga on investeeringud liinide ja alajaamade tehnilise seisukorra parandamiseks ning järjepidev

panustamine õhuliinide kaitsevööndite hooldusesse. Märkimisväärseim tegur töökindluse suurendamiseks on liinide kaitsevööndite puhastamine võsast ning ohtlikest puudest.

2025. aastal ei esinenud võrgus suuri lõpptarbijaid mõjutanud avariisid ega rikkeid, erinevalt 2024. aastast, kui kahel korral ei suudetud tagada tarbimiskohas võrguteenuste kvaliteedinõudeid (Paide alajaamas sekundaarahelate põleng, Kunda alajaamas sekundaarahelate vale seadistus).

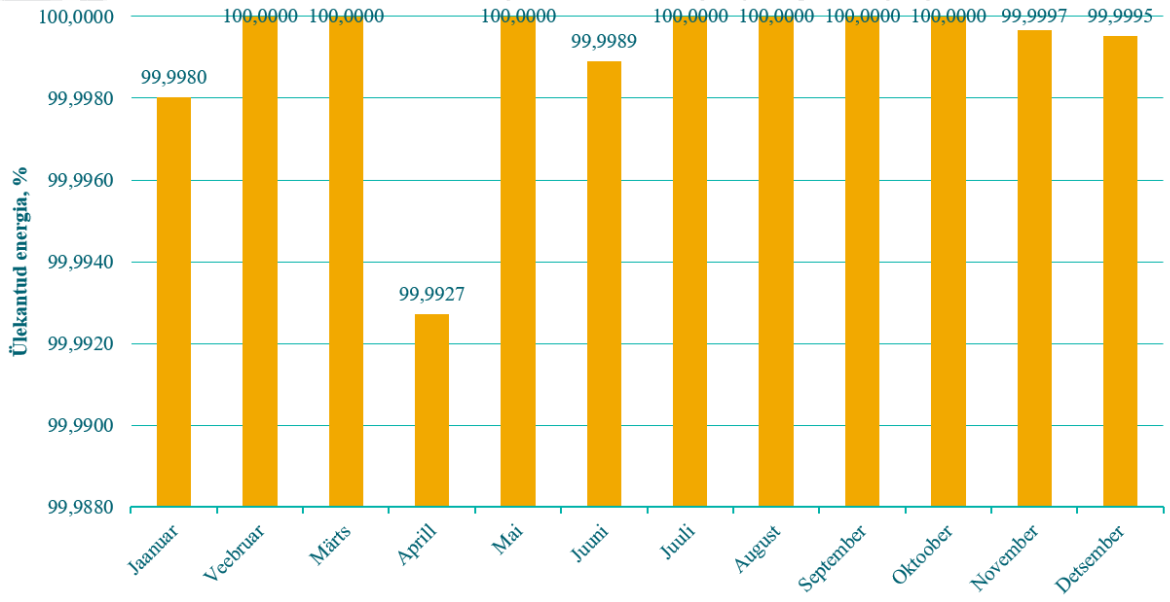
2.3.1 Ülekandekindlus vahelduvvooluvõrgus

Ülekandekindlus Eesti ülekandevõrgus on olnud kõrge. Tegeliku ja arvutusliku ülekantud energia omavahelist suhet ehk ülekandekindlust kajastavad graafikud nii aastate kui ka kuude lõikes (vt. joonised 2.8, 2.9 ja 2.10).

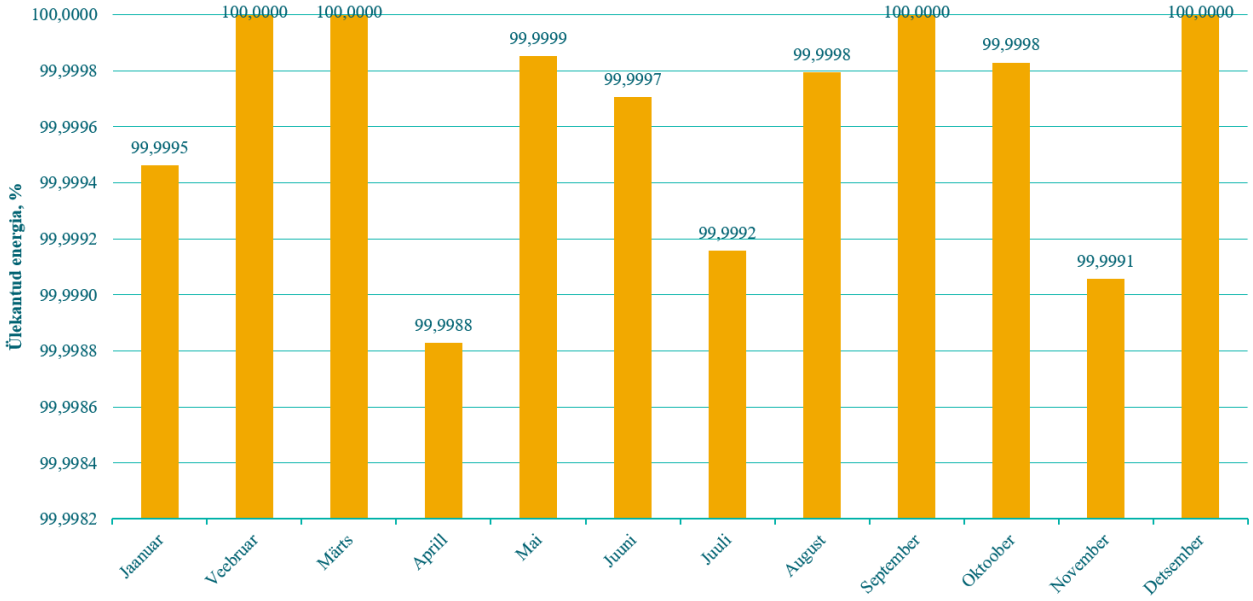
2024. aasta madalad näitajad aprillis on põhjustatud lühistest ja väljalülitumistest, mille põhjustasid juhtmetele kogunenud jäide ja „juhtmete tantsimine“. Ka 2025. aasta aprillis ja novembris toimus mitmeid juhtmete jäitest põhjustatud korduvaid väljalülitumisi, mis mõjutasid võrgu ülekandekindlust. Nii 2024. kui 2025. aastal esines mitmeid kuid, kus ülekandekindlus oli maksimaalne 100%.



Joonis 2.8 Ülekandekindlus aastate lõikes perioodil 2010-2025



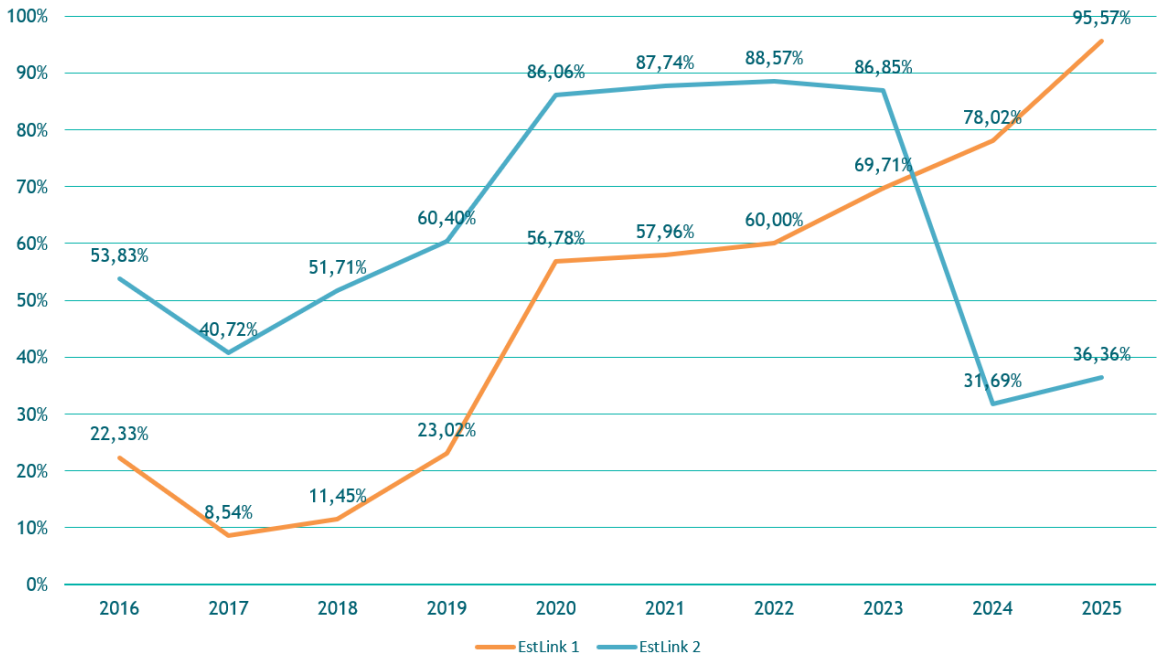
Joonis 2.9 Ülekandekindlus 2024. aastal kuude lõikes



Joonis 2.10 Ülekandekindlus 2025. aastal kuude lõikes

2.3.2 Väljalülitumised ja piiriüleste ühenduste kättesaadavus alalisvooluühendustel

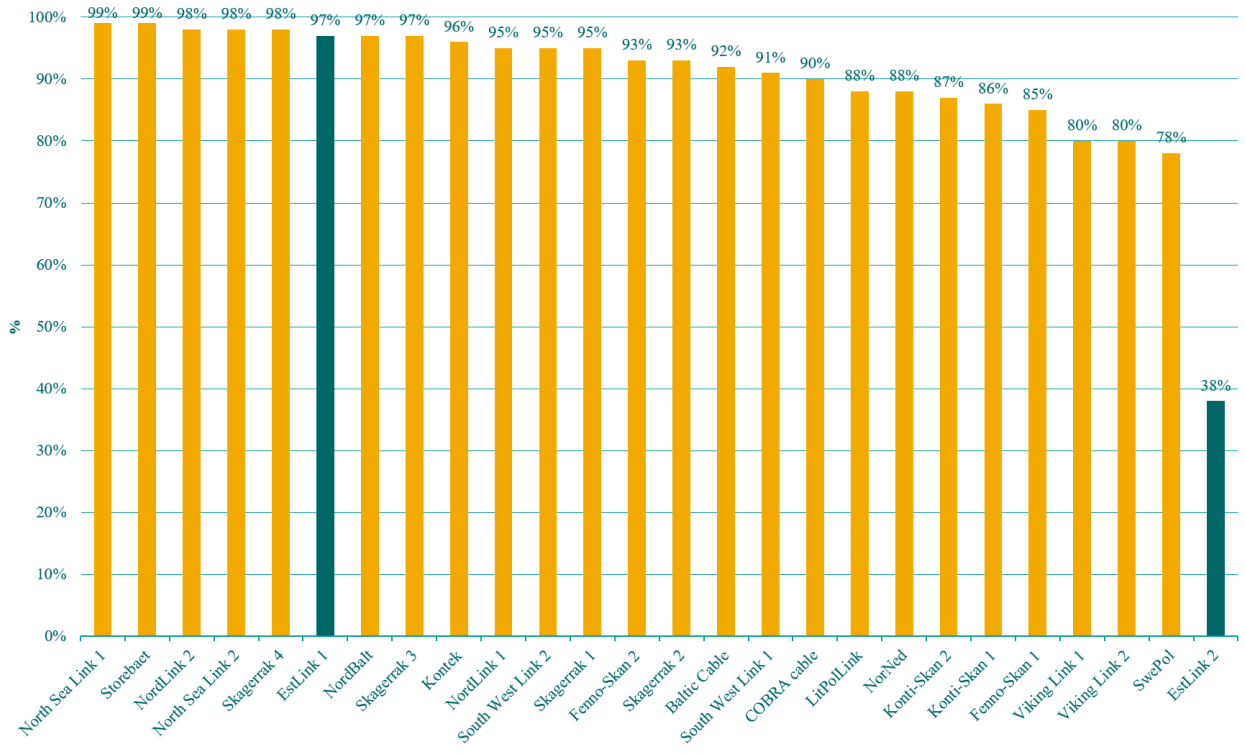
2024. ja 2025. aastatel oli Eesti ja Soome vaheliste alalisvooluliinide koormatavus varasemate aastatega võrreldes madalam, sest EstLink 2 ühendust ei olnud võimalik kaabli rikete tõttu vajalikus mahus kasutada.



Joonis 2.11 EstLink 1 ja EstLink 2 kaablite koormatavus 2016-2025

Joonisel 2.12 on esitatud Põhja- ja Baltimaade alalisvoolukaablite ülekandekindlused 2024. aastal. EstLink 1 ülekandekindlus oli kõrgeimate seas, aga EstLink 2 näitajat mõjutas otseselt kaabelliini rike ja sellega seotud remondiaja pikkus. Sellest tulenevalt on varasemate aastate näitajatega võrreldes langenud EstLink 2 2024. aastal pingerea lõppu. Täpsemat infot piiriülestest ühendustest ja lähiaja statistikast saab ENTSO-E aruandest[3].

[3] HVDC_Utilisation_and_Availability_Statistics_2024.pdf



Joonis 2.12 Põhja- ja Baltimaade alalisvoolukaablite ülekandekindluse ehk kättesaadavuse % täisvõimsusest 2024. aastal

2.3.3 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia vahelduvvooluvõrgus

2.3.3.1 Väljalülitumised vahelduvvooluvõrgus

Käesolevas peatükis kajastatakse Eleringi elektrivõrgu seadmete väljalülitumisi, kuna töökindluse arvestus põhineb seadmete tasandil registreeritud sündmustel. Seadmete väljalülitumiste ja klientidele (tarbimiskohtadele) põhjustatud katkestuste vahel puudub üksühene seos. Elektriseadme väljalülitumine ei tähenda üldjuhul katkestust kliendi tarbimiskohas, sest võrgu reserveeritus ja automaatikaseadmete kiire ümberlülitumine nt alternatiivsele toiteallikale tagavad enamasti elektrivarustuse jätkumise. Seetõttu mõjutab vaid väiksem osa väljalülitumistest klientide elektrivarustust ja realiseerub katkestusena tarbimiskohtades.

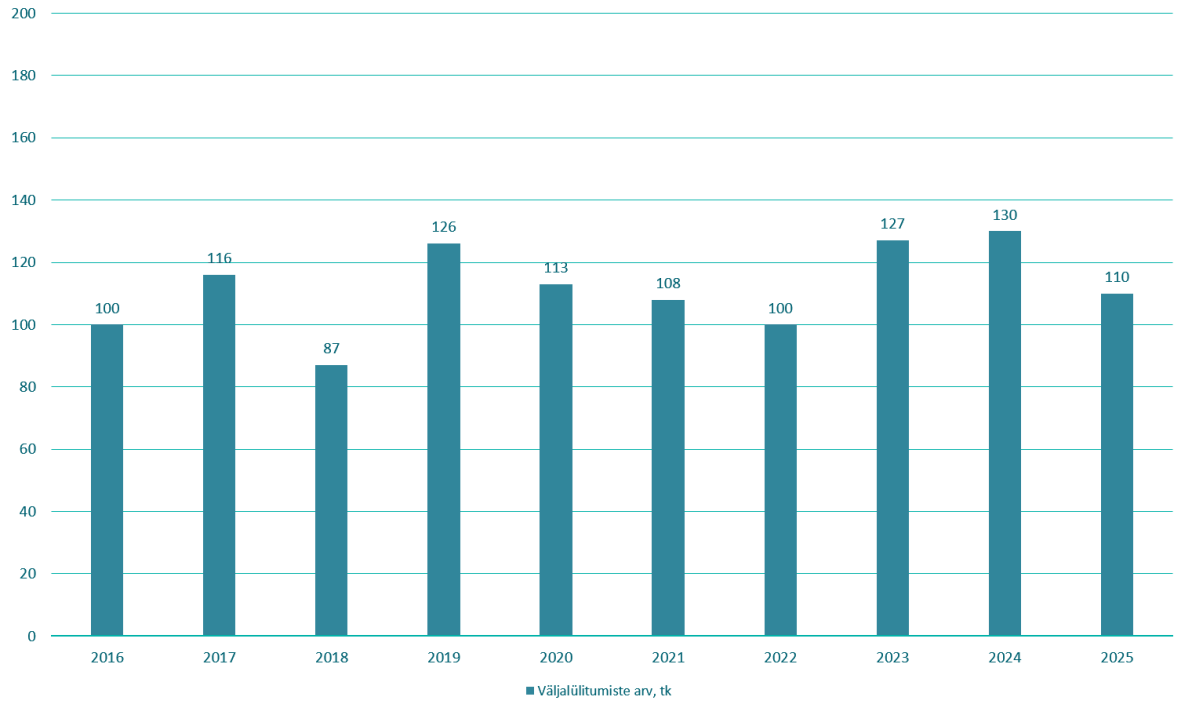
Viimase kümne aasta võrguelementide väljalülitumiste statistika on esitatud joonisel 2.13. Väljalülitumiste arvu poolest oli 2024. aasta viimase kümne aasta vaates kõrgeima näitajaga (130 väljalülitumist). 2025. aastal toimus 110 väljalülitumist, mis on viimase kolme aasta madalaim. 2025. aasta 110-st väljalülitumisest põhjustas tarbimiskohtade katkestusi 21 tk.

Vahelduvvooluvõrgu seadme ehk võrguelemendi väljalülitumine toimub releekaitse- ja automaatikaseadmete toimel inimese, seadme enda või teiste seadmete kaitseks olukorras, kus mingi seade või paigaldis on ohtlikus või töövõimetus seisundis. Seadme väljalülitumisega ei kaasne enamasti tarbijate katkestust, kuna süsteemid on dubleeritud või reserveeritud.

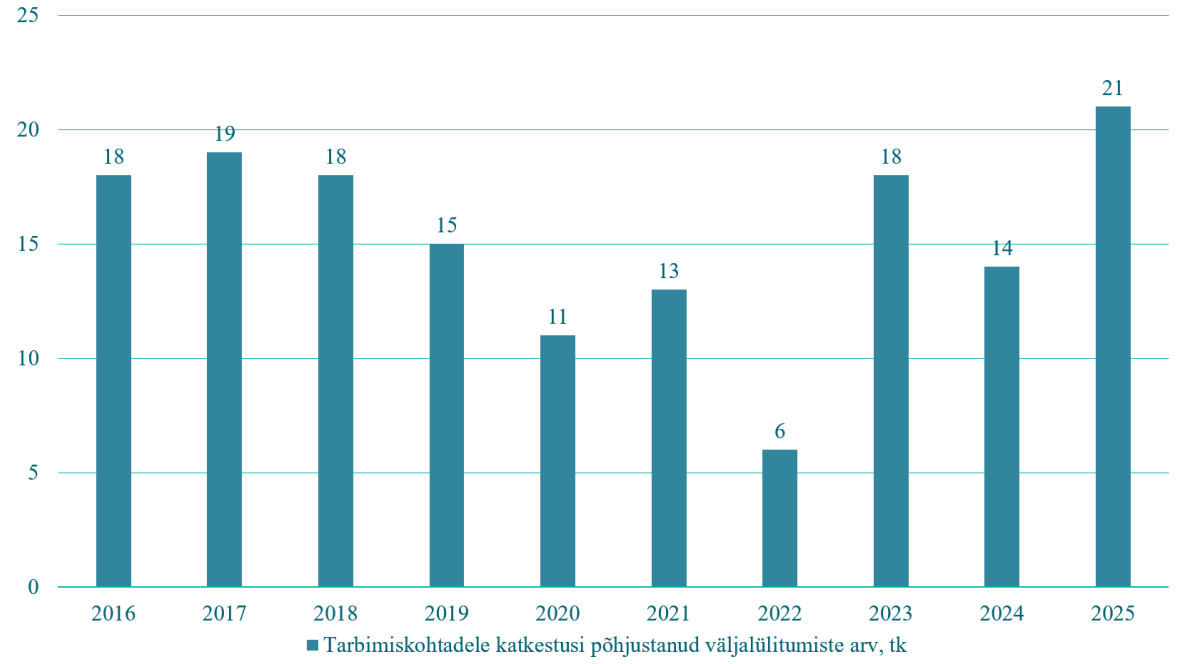
Väljalülitumiste statistikat koostatakse kõrgepingeseadmete kohta, mille väljalülitumine põhjustab elektrienergia ülekande katkemise: kõrgepingeliinid, trafod ja muud ülekandevõrgu põhielemendid. Väljalülitamiste statistikas ei kajastata madalpinge- või abiseadmeid, mille rikked ei põhjusta elektrienergia ülekande katkemist. Kui selline rike siiski põhjustab elektrienergia ülekande katkemise, arvestatakse vastav sündmus ka väljalülitumiste statistikas.

2024. aastal põhjustasid väljalülitumisi liiniseadmed 75 korral, alajaamade seadmed 44 korral, alalisvooluseadmed 10 korral ning avariijaamade seadmed ühel korral. See vastab vastavalt 57,7%, 33,8%, 7,7% ja 0,8% 2024. aasta Eleringi seadmete või töötajate poolt põhjustatud rikete väljalülitumiste koguarvule.

Kui 2024. aastal oli liiniseadmetest põhjustatud väljalülitumiste arv märkimisväärselt suurem kui alajaamade seadmetest põhjustatud väljalülitumiste arv, siis 2025. aastal olid need näitajad ligikaudu võrdsed. 2025. aastal põhjustasid liiniseadmed 58 ja alajaamade seadmed 52 väljalülitumist, mis moodustas vastavalt 52,7% ja 47,3% sama aasta väljalülitumiste koguarvust. Alalisvooluseadmetest põhjustatud väljalülitumisi 2025. aastal ei esinenud, mis oli seotud asjaoluga, et üks kahest alalisvoolulingist oli ligikaudu pool aastat vigastuse tõttu tööst väljas.



Joonis 2.13 Väljalülitumiste arv aastate lõikes, tk



Joonis 2.14 Tarbimiskohti mõjutanud väljalülitumiste arv aastate lõikes, tk

Tarbimiskohti mõjutanud väljalülitumisi esines 2024. aastal 14 korral. 2025. aastal toimus selliseid sündmusi 21 korral. 2024. aastal mõjutasid need sündmused 26 ning

2025. aastal 25 tarbimiskohta. Lisaks otsest väljalülitumist põhjustavatele sündmustele on toimunud elektrivõrgus ka selliseid sündmuseid, kus väljalülitumine on enne seadme töövõime kadumist suudetud ära hoida kas seisundi andmete järgi, ülevaatuste ajal, lülitamiste protsessis või mingil muul moel. Need on sisuliselt rikke-ennetuslikud sundkatkestused, mil seade tuleb viivitamatult tööst välja viia vältimaks seadme iseeneslikku väljalülitumist. 2024. aastal oli nende arv 53 tk ja 2025. aastal 31 tk. Viie aasta sundkatkestuste keskmine arv on 43 tk.

Eleringi elektrivõrk on oma ulatuselt suhteliselt väike, mistõttu ei avaldu siin sageli tüüpilised ja korduvad rikkepõhjused. Väljalülitumiste põhjused on klassifitseeritud järgmistesse kategooriatesse:

1) **Tehnilised põhjused**: seadme tootmisvead, materjali või konstruktsioonide defektid, seadmete vananemine, projekti vead, seadme defektid, mehaaniline kulumine, korrosioon, jpm
2) **Keskkonnatingimused**: äike, lindude/loomade poolt põhjustatud rikked, vihm, torm, jäide, temperatuur, taimestik, jpm
3) **Personali eksimused**: töötajate ja lepingupartnerite eksimused, seadistusvead, dokumentatsiooni vead, sätete vead, jpm
4) **Teadmata põhjused**: sündmused, mille korral väljalülitumise põhjuseid võib olla mitmeid ning mis ei ole tagantjärele tõendatavad
5) **Kolmandatest osapooltest tingitud põhjused**: liinide pealevisked, masin elektripaigaldises, vargused, vandalism, jpm
6) **Kõik muud teadaolevad põhjused**: indutseeritud pinge, kommutatsiooni häired, ettenägemata režiimid, kaitsete lubatud ebaselektiivsus, testid, naabervõrkudest põhjustatud väljalülitumised, jpm

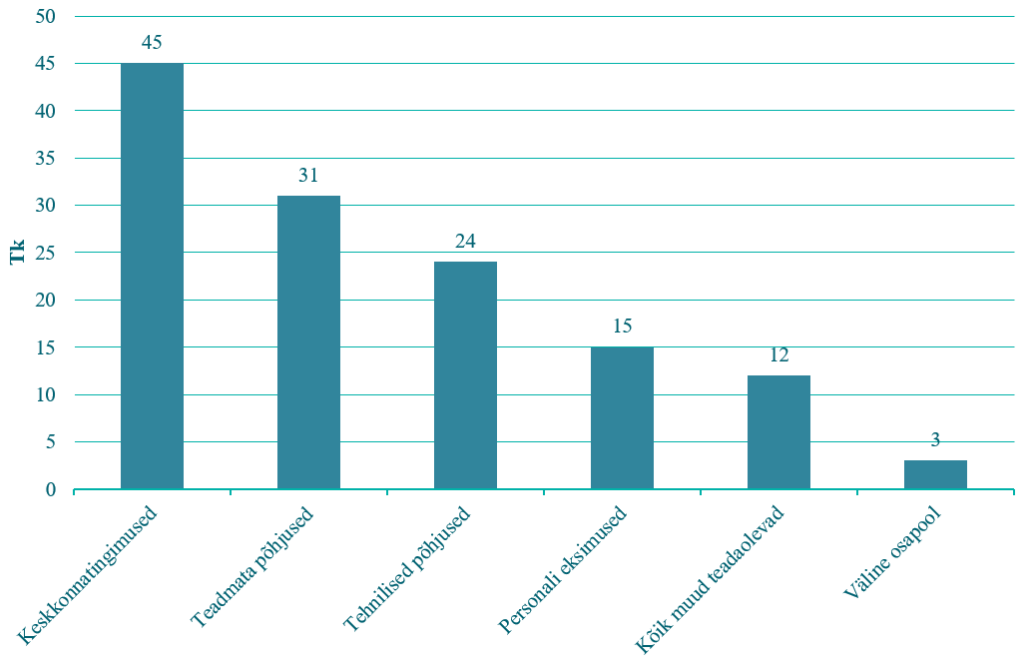
Üheks suurimaks väljalülitumiste põhjuseks läbi aegade on keskkonnatingimused. 2025. aastal on esile tõusnud ka personali eksimused, kuid see on peaasjalikult ühe konkreetse olukorra tagajärg, kus üks ja sama rikke tekitas sama päeva jooksul 10 järjestikust seadme väljalülitumist (koos rikkekoha otsimisega), mis tarbijatele katkestusi ei põhjustanud.

Väljalülitumised põhjuste kaupa on esitatud 2024. aasta kohta joonisel 2.15 ja 2025. aasta kohta joonisel 2.16.

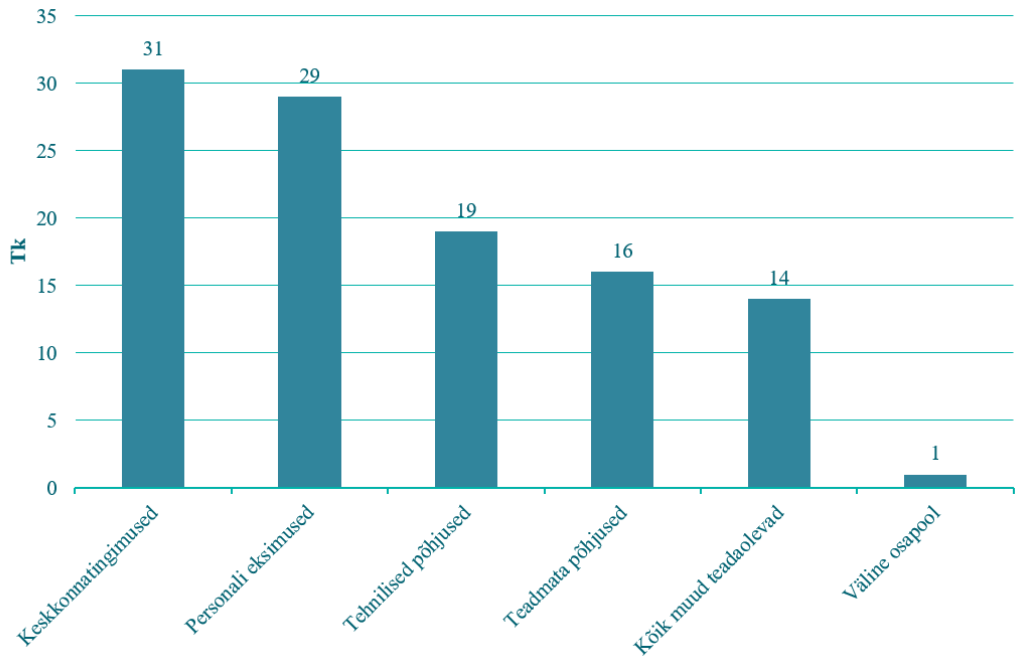
Teadmata põhjuste kategooriasse kuuluvate väljalülitumiste puhul ei ole rikkepõhjust võimalik kindlaks teha, kuna seadme ülevaatusel ei tuvastata nähtavaid kahjustusi või seade jätkab pärast käsitsi või automaatika abil taastamist tõrgeteta tööd. Sellisteks juhtudeks on näiteks elektriliinidel esinenud mööduvad lühised, mis võivad olla

põhjustatud lindude tegevusest või tuule poolt liikuma viidud esemetest (nt oksad, kile). Juhtmelt lume maha kukkumisel on see juhtme võnkuma pannud, mis omakorda suure hooga on puudutanud teist juhet või juhtmeid kuni hoo vaibumiseni. Samuti võib tegemist olla olukorraga, kus alajaamas on rakendunud automaatikakaitseseade, kuid seadme ülevaatusel rikke põhjust ei leita.

Mõnel juhul on seade rikke tagajärjel sedavõrd kahjustunud, et täpse rikkepõhjuse tuvastamine ei olegi võimalik. Samuti on esinenud juhtumeid, kus rikke tekkimise järel on põhjus kadunud ning ei ole võimalik üheselt kindlaks teha. Teadmata põhjuste kategooriasse kuulub ka hulk väljalülitumisi, mille puhul rikkepõhjus on hinnanguline või oletuslik.

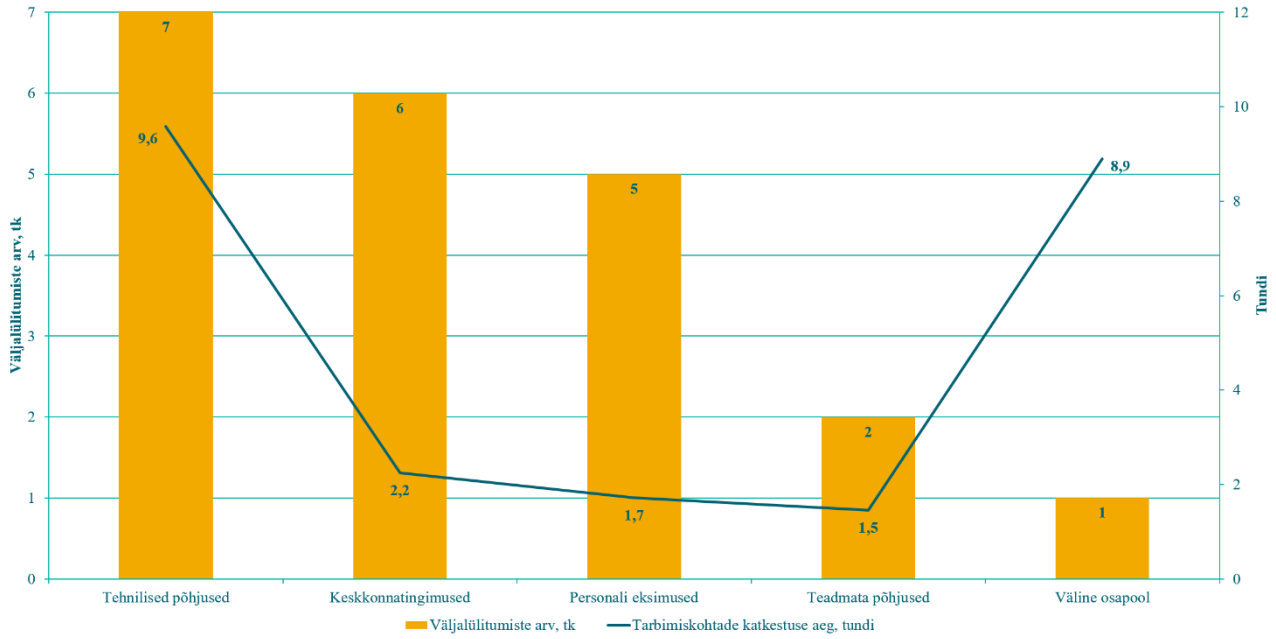


Joonis 2.15 Väljalülitumised 2024. aasta põhjuste lõikes



Joonis 2.16 Väljalülitumised 2025. aasta põhjuste lõikes

Nii 2024. kui 2025. aastal oli kõige rohkem väljalülitumisi põhjustatud keskkonnatingimustest, millest valdava osa moodustasid äike, lindude ja loomade poolt põhjustatud sündmused ning talvised ilmastikuolud nagu lumi ja jäide. 2024. aastal toimunud teadmata põhjustel toimunud väljalülitumistest olid mitmed korduva iseloomuga ning seotud ühe konkreetse paigaldisega. 2025. aastal toimunud personali eksimuste suurenemine oli seotud ehitus-, paigaldus-, seadistusvigadest ning koondus suvisesse perioodi. 2025. aastal registreeritud 29 personali eksimusest tingitud väljalülitumisest põhjustasid klientidele katkestuse viis juhtumit. Neist kahel juhul ületas klientidele andmata jäänud energia kogus 1 MWh. Kõigi nende juhtumite kestvus oli kokku alla kahe tunni. 1/3 kogu aasta personali eksimustest oli seotud ühe konkreetse paigaldise ja asjaoluga, mis ühelegi tarbimiskohale mõju ei avaldanud.



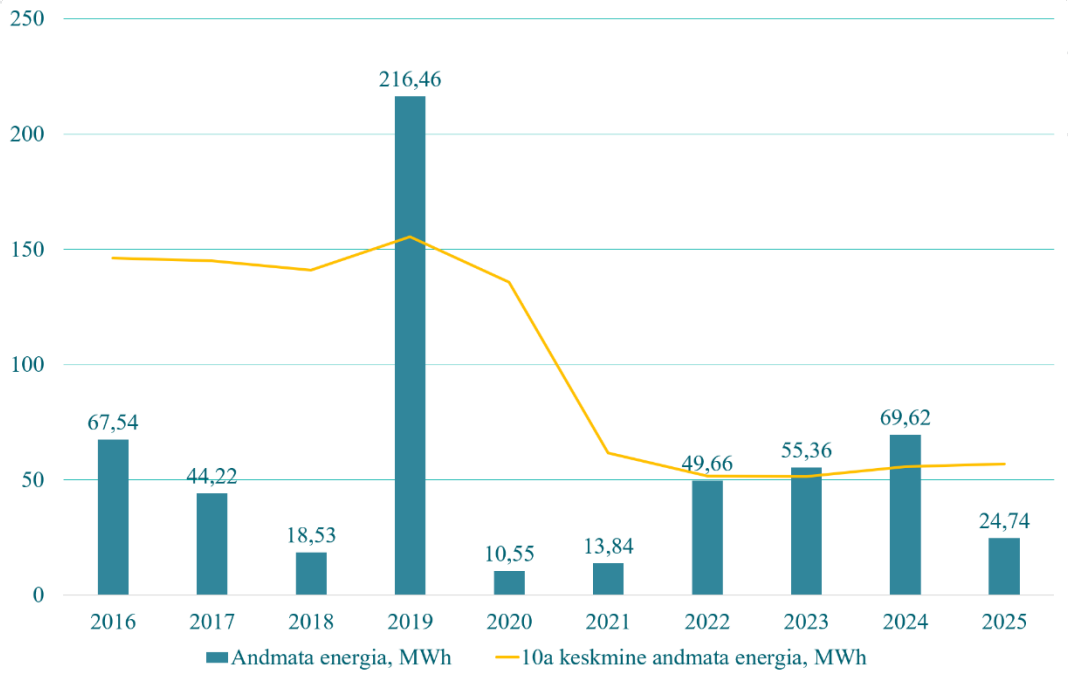
Joonis 2.17 Tarbimiskohti mõjutanud väljalülitumiste arv koos tarbimiskohtade katkestuste summaarsete kestustega 2025. aastal põhjuste lõikes, tk, tundi

2025. aastal jäi Eleringi võrguga ühendatud tarbimiskohtade summaarne katkestuse aeg alla 24 tunni (joonis 2.17).

2.3.3.2 Andmata energia vahelduvvooluvõrgus

Üheks oluliseks parameetriks elektrivõrgu töökindluse hindamisel on madal andmata energia kogus. Eleringi strateegiline eesmärk on hoida 10 aasta keskmine andmata energia hulk alla 100 MWh/a.

Andmata jäänud energia koguse poolest eristus 2024. aasta, olles viimase kümne aasta arvestuses suuruselt teine. 2025. aastal oli andmata energia kogus aga viimase paari aasta madalaim.



Joonis 2.18 Andmata jäänud elektrienergia viimase 10 aasta lõikes

2024. aastal oli rikete tõttu andmata jäänud elektrienergia kogus 69,62 MWh. Põhjuste lõikes olid suurimaks andmata energia kategooriaks teadmata põhjused, mis moodustas 61% kogu aasta andmata energiast. Sellesse kategooriasse liigitati ka osa juhtmete omavahelisest võnkumisest tingitud juhtumeid, mille täpseid asjaolusid ei olnud võimalik tõendada. Kindlalt tuvastatud keskkonnatingimustest põhjustatud andmata jäänud energia oli 24% ning oli peamiselt seotud lumest ja jäitest tingitud juhtmete võnkumisega. Äike ja personali eksimused moodustasid mõlemad alla 7% kogu andmata energiast. Personali põhjuste hulgas olid suurima mõjuga sekundaarseadmete tarkvaralised probleemid ja konfiguratsioonivead.

2025. aastal oli Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu andmata jäänud elektrienergia kogus ligikaudu 36% 2024. aasta tasemest, olles peaaegu kolm korda väiksem kui aasta varem. Põhjuste lõikes oli suurimaks andmata energia põhjustanud kategooriaks tehnilised põhjused (39%), millest 2/3 oli seotud seadmete vananemisega või tootmisvigadega. Järgnesid personali eksimused 28% kogu andmata energiast. Valdava osa sellest moodustasid ehitus-, paigaldus- ja seadistusvead. Teadmata põhjustest tulenes ligikaudu 17% ning keskkonnatingimustest ligikaudu 16% andmata jäänud energia kogumahust. Viimase kogus oli ligikaudu neli korda väiksem kui 2024. aastal, mis näitab ilmastikutingimuste olulist mõju aastate lõikes. Keskkonnatingimuste ühe mõjukama teguri, äikese, poolt põhjustatud andmata energia oli rohkem kui 20 korda väiksem kui 2024. aastal. Ülejäänud tegurite mõju oli marginaalne.

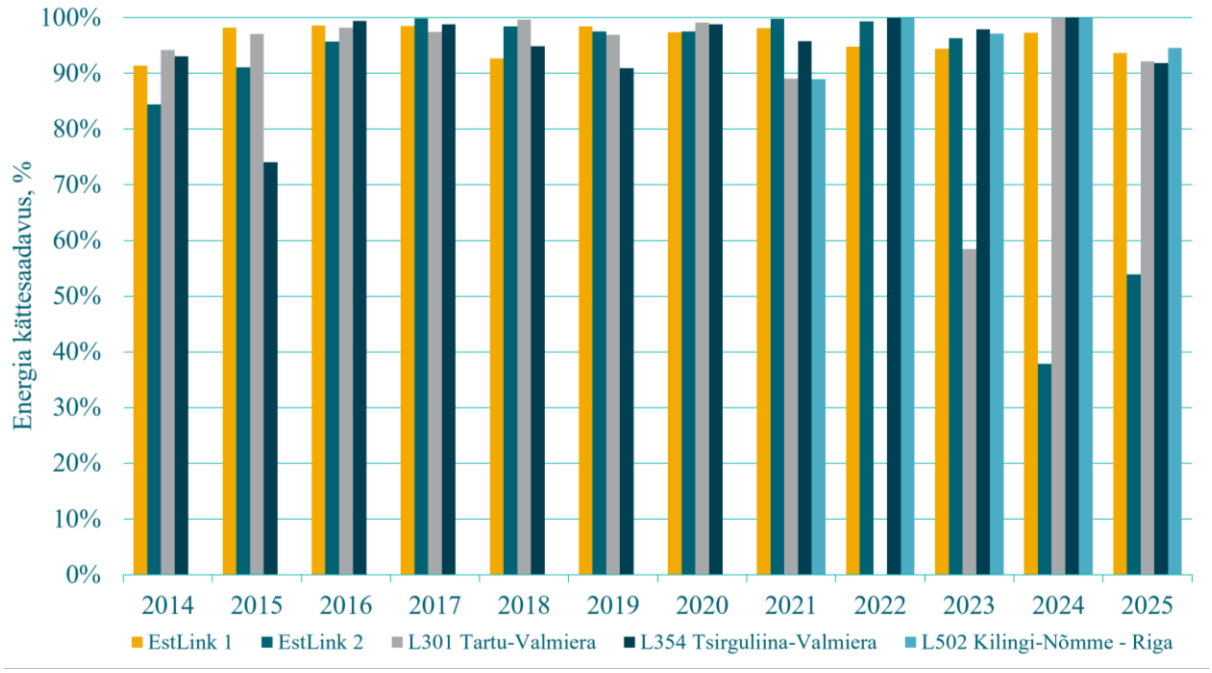
2024. ja 2025. aasta analüüs kinnitab, et Eleringi ülekandevõrgu töökindlus on püsinud stabiilsena ning eesmärgiks võetud piirmäärasid ei ole ületatud. 2024. aastat mõjutasid erakorralised ilmastikutingimused, mis suurendasid nii väljalülitumiste arvu kui ka andmata energia mahtu, samas kui 2025. aastal vähenes andmata energia oluliselt ning riskiprofiil nihkus keskkonnateguritelt tehnilistele ja inimteguritega seotud põhjustele.

Tulemused rõhutavad arengukavas seatud prioriteetide asjakohasust: võrgu ilmastikukindluse suurendamine, varade elutsükli juhtimine, projekteerimis- ja ehituskvaliteedi tugevdamine ning sekundaarseadmete seadistuste standardiseerimine. Töökindluse edasine parandamine eeldab investeeringute ja kvaliteedimeetmete järjepidevat rakendamist kogu varade elutsükli ulatuses.

2.3.4 Suuremaid häiringuid põhjustanud sündmused 2024-2025 aastal

2.3.4.1 Piiriülesed ühendused

Eesti piiriüleste ühenduste töökindluse näitajad on esitatud joonistel 2.19, 2.20, 2.21, 2.22 ja tabelites 2.1 ning 2.2.



Joonis 2.19 Välisühenduste töökindlus aastate lõikes

2.3.4.2 EstLink 1 väljalülitumised

2024. aastal toimus EstLink 1 alalisvooluühendusel kokku 8 avariilist väljalülitumist: 7 korda lülitus EstLink 1 välja Soome poolelt (kokku kestusega 63,5 tundi) ja üks kord

Eesti poolelt (kestusega 2,5 tundi). Väljalülitumiste põhjusteks olid rikked konverterjaama omatarbe- ja kaitsesüsteemides ning üks inimlik eksimus.

2025. aastal toimus EstLink 1 alalisvooluühendusel üks olulise mõjuga avariiline väljalülitumine, kui septembris tekkis Soome poolel faasireaktori rike. Seadme asendamiseks ja lingi tagasi töövalmidusse viimiseks kulus kokku 444 tundi (18 päeva ja 12 tundi).

2024. aastal oli EstLink 1 plaanilises hoolduses kokku 168 tundi (7 päeva) ning 2025. aastal oli EstLink 1 plaanilises hoolduses 108 tundi (4,5 päeva).

2.3.4.3 EstLink 2 väljalülitumised

26.01.2024 lülitus Püssi konverterjaamas kaablirikke tõttu välja EstLink 2. Ühendus viidi tagasi töösse 02. septembril 2024 (katkestuse kestus 5302 tundi ehk 7 kuud ja 7 päeva). Tehniline rike oli merekaabli lõigus, mis paiknes Eesti poolses kaldas. Tegemist oli tehnoloogilise rikkega, mis oli põhjustatud erinevate asjaolude kokkusattumisest.

25.12.2024 lülitus kaabli rikke tagajärjel teistkordselt välja EstLink 2. Ühendus viidi tagasi töösse 18. juunil 2025. aastal (katkestuse pikkus 4192 tundi ehk 5 kuud ja 3 nädalat). Rikke põhjustas välise osapoole mehaaniline merekaabli vigastamine laeva ankru poolt (Eagle S).

Täiendavaid plaanilisi katkestust nõudvaid hooldustöid 2024. ja 2025. aastal EstLink 2-le ei tehtud, kuna kõik plaanilised hooldused tehti paralleelselt kaabli remondi ajal.

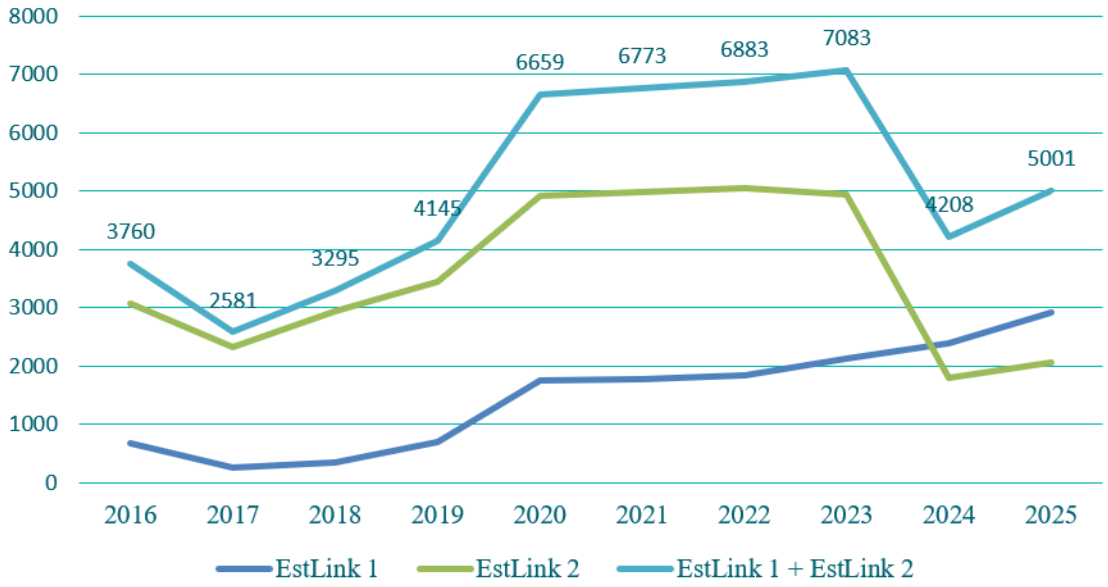
Tabel 2.1 Eesti-Soome elektriühenduse töökindluse statistika 2024. aastal

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	78,02% (ca 2 399 GWh)	31,69% (ca 1 810 GWh)
	EE->FI: 182,37 GWh	EE->FI: 105,1 GWh
	FI->EE: 2 216,33 GWh	FI->EE: 1 703,6 GWh
Tehniline töövalmidus	97,33% (0,6% kõrgem kui 2023)	37,83% (58,49% madalam kui 2023)
Plaaniline mittekättesaadavus	1,92% (168 h)	0% (0 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,75% (66 h)	62,17% (5 461 h)
Katkestuste arv kokku	11	4
Plaaniliste katkestuste arv	3	0
Rikkeliste katkestuste arv	8 (7 Soome, 1 Eesti)	4 (1 Soome,3 Eesti): Ülekande piirang: 1 Ülekande katkestus: 3

Tabel 2.2 Eesti-Soome elektriühenduse töökindluse statistika 2025. aastal

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	95,57%	36,36%
	(ca 2 930 GWh)	(ca 2 070 GWh)
	EE->FI: 135,93 GWh	EE->FI: 29,01 GWh
	FI->EE: 2 794,32 GWh	FI->EE: 2 041,27 GWh
Tehniline töövalmidus	93,69%	53,91%
	(3,64% madalam kui 2024)	(16,08% kõrgem kui 2024)
Plaaniline mittekättesaadavus	1,23% (108 h)	0% (0 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	5,07% (444 h)	46,09% (4 037 h)
Katkestuste arv kokku	2	1
Plaaniliste katkestuste arv	1	0
Rikkeliste katkestuste arv	1 (1 Soome, 0 Eesti)	1 (1 Soome,0 Eesti)

Eesti-Soome vaheliste kõrgepinge alalisvooluühendustega ülekantud energia 2025. aastal oli kokku 5 001 GWh, mis oli 792 GWh suurem 2024. aasta omast.



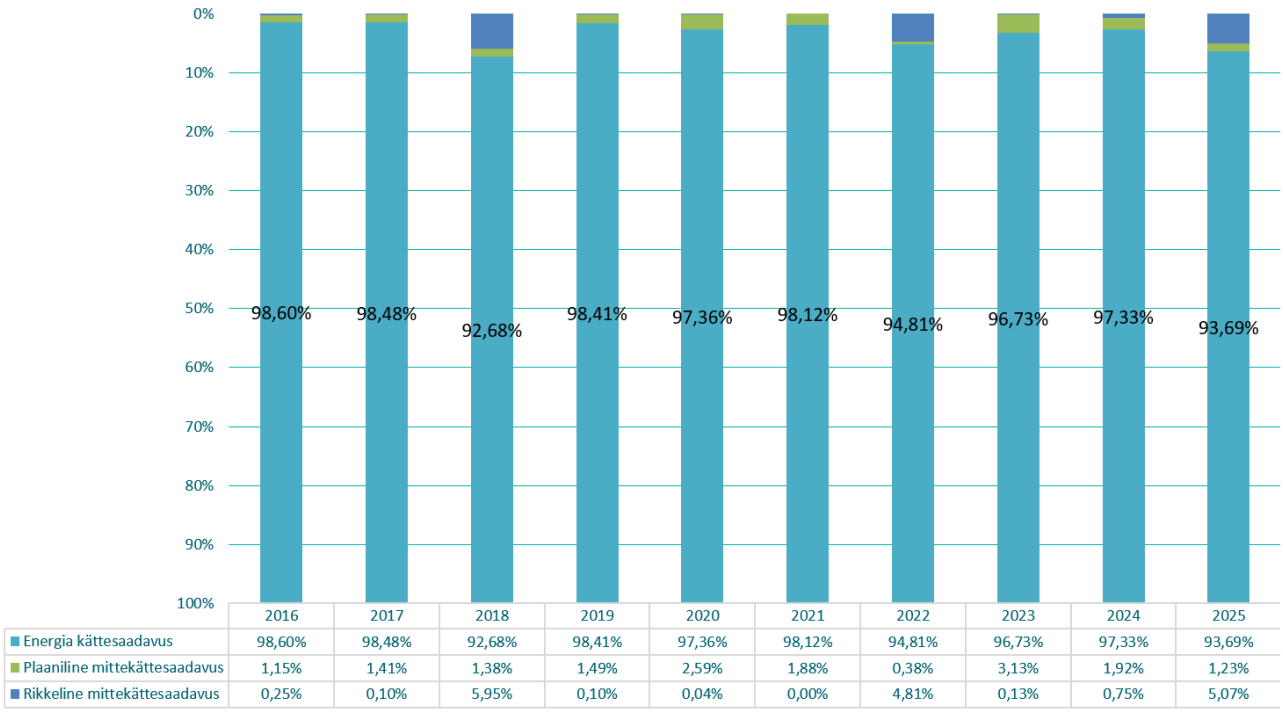
Joonis 2.20 EstLink 1 ja EstLink 2 ülekantud energia, GWh aastate lõikes

2024. aastal suurima mõjuga sündmus oli EstLink 2 kaabli rike (26.01 - 02.09.2024). Tegemist oli mitmete asjaolude kokkulangemise tagajärjel tekkinud tehnilise rikkega merekaablis, mis paiknes Eesti rannikul mere ja maa kokkupuute kohas. Rikke likvideerimiseks kasutati 320 meetrit reservmerekaablit, ehitati üks uus merekaabli jätkumuhv, üks uus merekaabli-maakaablite üleminekumuhv ning muudeti täielikult kaabli paigaldusviisi Eesti poolsel rannikulõigul.

Samuti oli 2025. aastal kõige olulisema mõjuga sündmus seotud EstLink 2 kaabliga, kui 25.12.2024 – 18.06.2025 oli EstLink 2 kasutuskõlbmatu seoses merekaabli rikkega, mille põhjustas laeva ankru puutumine vastu kaablit (Eagle S). Kaabli remont teostati avamerel ning remondiks kasutati ca 1,3 km reservmerekaablit ning kaks merekaabli ühendusmuhvi. Kaabli remondiga koos teostati ulatuslik kaabli süvistamise uuring, mille tulemusena veendusime, et kaabli täiendav kaitsmine on kulukas ja seotud täiendavate riskidega ning ei paku sarnaste sündmuste vastu oluliselt suuremat kaitset.

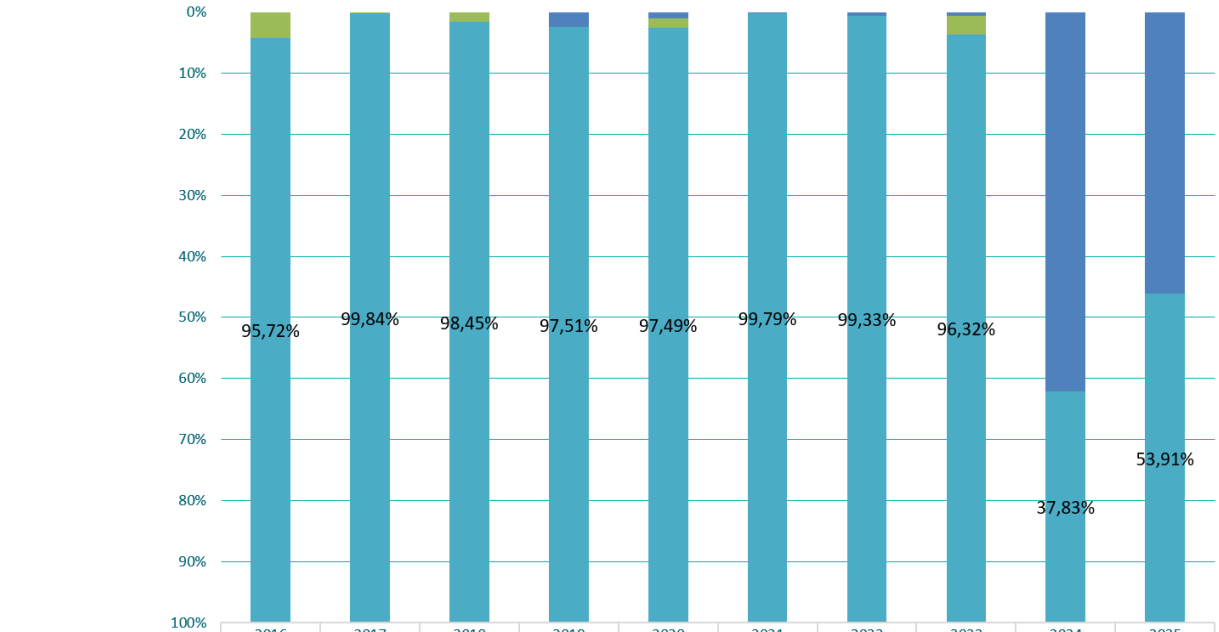
EstLink 1 tehniline töökindlus 2024. aastal oli kõrge (97,33%), mis on aasta jooksul toimunud 8 avariilise väljalülitumise kontekstis võrdlemisi hea tulemus, arvestades sellega, et nimetatud 8 avariid likvideeriti kokku 66 tunniga ning seetõttu oli EstLink 1 rikkeliselt mitte-kasutatav vaid 0,75% aasta tundidest. Lisaks toimus 2024. aastal EstLink 1 ühendusel kolm plaanilist katkestust kokku kestusega 168 tundi. EstLink 2 tehniline töökindlus oli seevastu vaid 37,83%, mis oli tingitud neljast erinevast sündmusest, mis kokku kestsid 5461 tundi (avariiline mittekättesaadavus 62,17%). Eranditult suurima mõjuga oli EstLink 2 kaabli rike Eesti rannikualal.

EstLink 1 tehniline töökindlus 2025 aastal oli 93,69%, mis on madalam kui 2024. aastal. Kokku toimus EstLink 1 ühendusel üks avariiline katkestus kestusega 444 tundi ning oli seotud Soomes Espoo konverterjaamas faasireaktori elementide põlenguga. EstLink 2 tehniline töökindlus oli 53,91% ning oli seotud EstLink 2 merekaabli rikkega. Kokku oli EstLink 2 avariilise katkestuse kestus 4037 tundi.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Energia kättesaadavus	98,60%	98,48%	92,68%	98,41%	97,36%	98,12%	94,81%	96,73%	97,33%	93,69%
Plaaniline mittekättesaadavus	1,15%	1,41%	1,38%	1,49%	2,59%	1,88%	0,38%	3,13%	1,92%	1,23%
Rikkeline mittekättesaadavus	0,25%	0,10%	5,95%	0,10%	0,04%	0,00%	4,81%	0,13%	0,75%	5,07%

Joonis 2.21 EstLink 1 töökindlus viimase 10 aasta lõikes



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Energia kättesaadavus	95,72%	99,84%	98,45%	97,51%	97,49%	99,79%	99,33%	96,32%	37,83%	53,91%
Plaaniline mittekättesaadavus	4,26%	0,15%	1,48%	0,00%	1,46%	0,02%	0,12%	3,00%	0,00%	0,00%
Rikkeline mittekättesaadavus	0,02%	0,01%	0,07%	2,49%	1,05%	0,19%	0,56%	0,68%	62,17%	46,09%

Joonis 2.22 EstLink 2 töökindlus viimase 10 aasta lõikes

2.3.5 Valik suurematest sündmustest sisevõrgus

22. jaanuaril 2024 kell 15:41 lülitus välja 110 kV õhuliin L103 Rakvere – Rakvere-Põhja – Uhtna - Püssi. Toimus mitmeid väljalülitumisi. Toiteta jäid Rakvere-Põhja alajaama 110 kV trafo C2T tarbijad ja Uhtna alajaama tarbijad. Liin pingestati 23. jaanuaril kell 7:39. Uhtna alajaama tarbijate toide taastati 23 jaanuaril kell 09:37. Lühise põhjuseks oli jäite ja tuule koosmõju. Andmata energia oli 16,39 MWh.

3. aprillil 2024 kell 15:40 lülitus välja 110 kV õhuliin L126 Püssi - Aseri Püssi alajaamast, taaslülitusautomaatika toimis ebaedukalt ning kell 15:41 lülitati L126 Püssi alajaamast käsitsi tagasi. Liini L126 väljalülitumiste põhjuseks oli jäitest ja tuulest põhjustatud "juhtmete tantsimine". Liin lülitus välja kokku 12 korda. Teine toiteliin L115 Rakvere – Kunda oli samal ajal hoolduses. Andmata energia koguseks oli 42,49 MWh.

26. novembril 2025 kell 11:25 lülitus välja 110 kV õhuliin L195 Aruküla-Raasiku-Raasiku-Veo-Kehra. L195 väljalülitumise põhjustas katkenud piksekaitse tross. Toiteta jäid Kehra, Raasiku, Raasiku-Veo alajaamade tarbijad. Andmata energia oli 6,29 MWh.

2.3.6 Võrguteenuse kvaliteedinõuete täitmine

2024. aastal esines kaks võrguteenuse kvaliteedinõuete rikkumist.

28.11.2024 kell 12:36 lülitus Paide alajaamas välja kliendi päikeseelektrijaama toitev liin. Katkestuse põhjuseks oli 110 kV mõõtetrafo vooluahelate rike, mis põhjustas kliendile üle 120 tunni kestnud katkestuse. Andmata jäänud elektrienergia kogus oli 1,41 MWh.

25.12.2024 kell 05:19 toimus Kunda alajaamas rike, mille käigus toimis süsteemiautomaatika ja lülitas välja mitmed Elektrilevi 6 kV fiidrid. See põhjustas katkestuse üle kahe tunni ning andmata jäänud elektrienergia kogus oli 3,18 MWh.

2025. aastal võrguteenuse kvaliteedinõuete rikkumisi ei esinenud.

2024. aastal esinenud kaks kvaliteedinõuete rikkumist olid üksiksündmused ega viita esitatud andmete põhjal süsteemsele probleemile ülekandevõrgu töökindluses.

2.3.7 Liinitrassidest tulenevate rikete vähendamine

2.3.7.1 Programmi „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest

Puude langemisest, lindude tegevusest ning juhtmete visangutest põhjustatud rikete vähendamiseks on Elering viimase kümnendi jooksul ellu viinud mitmeid süsteemseid ja pikaajalisi programme.

2012. aastal koostati võrgu töökindluse tõstmise plaan „Liinid puuvabaks“, mille eesmärk oli vähendada taimestikust põhjustatud rikkeid, puhastades elektriliinide kaitsevööndid kogu ulatuses ohtlikest puudest ja võsast. Programmi algne eesmärk oli vabastada kõik liinide kaitsevööndid ohtlikust taimestikust hiljemalt aastaks 2022. Selle raames korraldati ümber metsaraie töökorraldus, minnes üle kolmeaastastele raamlepingutele, mis kiirendas tööde läbiviimist ning parandas töövõtjate võimalusi planeerida ressursse ja tagada järjepidev hooldus.

„Liinid puuvabaks“ programmi oluline osa on olnud ka liinikaitsevööndite laiendamine selliselt, et liinikoridoride servades kasvavad puud ei ulatuks liinidele ka tugeva tuule või lumesaju korral. See on vähendanud nii puude murdumisest kui ka langetamisest tulenevaid väljalülitumisi. Samas ei ole kõigis asukohtades olnud võimalik liinikoridore laiendada või kaitsevööndeid täielikult puhastada, eeskätt looduskaitseliste piirangute tõttu ning juhtudel, kus maaomanikud ei ole andnud nõusolekut puude langetamiseks.



Joonis 2.23 110 kV liinile tekitas väljaspool kaitsevööndit kasvav puu lühise

Programmi teine oluline suund on olnud lindude põhjustatud rikete vähendamine. Selleks on olemasolevatel õhuliinidel vahetatud isolaatoreid ning paigaldatud linnutõkkeid, et vähendada eelkõige valge-toonekure reostusest tingitud väljalülitumisi. Uutel liinidel paigaldatakse linnutõkked juba ehituse käigus, olemasolevatel liinidel toimub nende lisamine järk-järgult vastavalt riskihinnangule.

Kolmanda tegevussuunana hõlmab „Liinid puuvabaks“ programm liinijuhtmete õhkvahemike (gabariitide) taastamist. Aastate jooksul on mitmel liinil juhtmed vananemisest tingitud deformatsiooni tõttu veninud ega vasta enam projekteerimisnormidele. Gabariitide taastamine on vajalik eelkõige ohutuse ja läbilaskevõime suurendamiseks, kuid aitab samas vähendada ka väljalülitumiste riski, kuna korrastatud juhtmed paiknevad maapinnast kõrgemal. Esmaseks prioriteediks on seatud 330 kV õhuliinid, mis kujutavad endast suurimat potentsiaalset ohuallikat.

Kuna suurem osa „Liinid puuvabaks“ programmis kavandatud tegevustest oli 2010. aastate keskpaigaks ellu viidud ning arvestades ka gaasivõrgu lisandumisega, siis koostati 2016. aastal viieaastane kava „Kindel võrk 2016–2021“, mis keskendus võrkude töökindluse ja ohutuse edasisele tõstmisele. Selles kavas uuendati lõpetamata elektriliinide kaitsevööndite raadamise eesmärgid ning seati senisest suurem rõhk hoolduse kvaliteedile, riskipõhisele prioriseerimisele ja seadmete eluea maksimeerimisele.

„Kindel võrk“ kava eesmärk on vähendada katkestuste ja rikete arvu ning sellega seotud andmata energiat, pikendada elektri- ja gaasivõrgu seadmete eluiga ning suurendada võrkude ohutust. Prioriteetide määramisel lähtutakse riski hindamisest, kus arvesse võetakse seadme seisukorda, olulisust, võimalikku andmata energia kogust, mõju piiriülestele ülekandevõimsustele ning ohutusaspekte.

2024. aasta septembri seisuga on Eleringi õhu- ja kaabelliinide kaitsevööndite kogupindala 24 605 hektarit, millest ligikaudu 48% paikneb metsastunud aladel. 2024. aastal raadati metsa 12,81 hektarit ning võsa hooldati 3098,8 hektaril.

2025. aasta septembri seisuga on Eleringi õhu- ja kaabelliinide kaitsevööndite kogupindala 23 273 hektarit, millest ligikaudu 48% paikneb metsastunud aladel. 2025. aastal raadati metsa 24,6 hektari ulatuses ning võsa hooldati 3004,75 hektaril.

„Liinid puuvabaks“ programmi alguses 2011. aastal oli raadamata metsastunud ala ligikaudu 1800 hektarit, samas kui 2025. aasta lõpuks on raadamata jäänud ligikaudu 200 hektarit. Need alad paiknevad peamiselt looduskaitseliste piirangutega piirkondades või kohtades, kus maaomanikega ei ole saavutatud kokkulepet puude langetamiseks. Elering on programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ kaudu järjepidevalt parandanud liinitrasside töökindlust, vähendades puude, lindude ja juhtmete visangutest tulenevaid rikkeid ning arvestades seejuures maaomandi ja looduskaitsega seotud piiranguid.

Liinitrasside laiemaulatusliku puhastamise tulemusel on positiivne mõju selgelt nähtav. Võsast ja taimestikust põhjustatud väljalülitumiste arv on viimastel aastatel olnud madal: 2024. aastal registreeriti selliseid juhtumeid üks ning 2025. aastal kaks. See erineb varasemast perioodist, mil tugevate tormide ajal põhjustasid liinidele langenud puud väljalülitumisi märksa sagedamini.

Kuigi vaadeldaval perioodil ei ole esinenud võrreldava ulatusega torme, ei ole ka lume raskuse tõttu puude või okste vajumist liinidele täheldatud, mis viitab liinitrasside puhastustööde tõhususele ning nende rollile võrgutöö kindluse parandamisel.

2.4 Süsteemijuhtimise teenused

Eleringi juhtimiskeskuse peamisteks ülesanneteks on Eesti elektrisüsteemi töö planeerimine ja reaalajas juhtimine. Planeerimise ülesandeks on viia läbi elektrisüsteemi töö lubatavuse koordineeritud kontroll ehk töökindluse analüüs, koostada plaanid ja prognoosid töö juhtimise faasi jaoks. Töö planeerimise käigus koostatavad plaanid ning prognoosid peavad vastama töö- ja varustuskindluse nõuetele,

tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalselt võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse.

Elektrisüsteemi töö operatiivsele planeerimisele järgneb reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt. Elektrisüsteemi juhtimisprotsessi viivad läbi koolitatud 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 avarii tuvastamine ning likvideerimine, koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ning turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest. Süsteemi reaalajaliseks juhtimiseks on kasutusel reaalaja seire- ja juhtimissüsteem (SCADA). Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab energiasüsteemi juhtijatel jälgida põhivõrgu seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Süsteemist on näha ka partnerite ning klientide andmeid, mis on vajalikud elektrisüsteemi juhtimiseks.

Koostöös Läti ja Leedu süsteemioperaatoritega loodi süsteemihaldurite omanduses olev Balti RCC (*Regional Coordination Centre*) ehk piirkondlik koordineerimiskeskus. Piirkondliku koordineerimiskeskuse eesmärgiks on korraldada elektrisüsteemi toimimiseks vajalike piirkondlike tegevuste koordinatsiooni elektrisüsteemihaldurite vahel. Selle koordinatsiooni saavutamiseks osutab RCC süsteemihalduritele süsteemi töökindluse suurendamiseks vajalikke toetavaid teenuseid.

Eesti elektrisüsteem on ühendatud sünkroonselt töösse Mandri-Euroopa sagedusalaga läbi Läti ja Leedu elektrisüsteemi 330 kV ühenduste Leedu-Poola vahelduvvoolu ühendusega. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kolm 330 kV elektriülekandeliini. Eesti elektrisüsteemi pingestabiilsus tagatakse reaalajas juhtimise faasis, kus reguleeritakse süsteemi reaktiivenergia tasakaalu vastavalt, et pärast süsteemhäiringuid ei oleks ületatud pingestabiilsuse piire. Vajalik reaktiivenergia saadakse kasutades süsteemis olevaid reaktiivikompenseerimise seadmeid või kahepoolsel kokkuleppe olemasolul tootmisseadmete võimekust.

Alates 10.02.2025 on Eesti koos Läti ja Leedu elektrisüsteemihalduriga opereerinud Mandri-Euroopa sagedusalas Balti sagedusjuhtimise blokki, mis koosneb kolmest iseseisvast sagedusjuhtimise alast – iga riik eraldi. Sagedusjuhtimise ala eesmärk on juhtida oma ala võimsuse ebabilanss minimaalseks ja läbi selle minimeerida sagedusjuhtimise bloki ebabilanssi teket.

Sagedusjuhtimise blokis kasutatakse kolme tüüpi sagedusreserve - sageduse hoidmise reserve (*Frequency Containment Reserves – FCR*), automaatne sageduse taastamise

reserve (Automatic *Frequency Restoration Reserves* – *aFRR*) ja manuaalne sageduse taastamise reserve (Manual *Frequency Restoration Reserves* – *mFRR*). FCR reservi aktiveerimine toimub lokaalselt sõltuvalt elektrisüsteemis esineva sagedushälbe suurusele, ning aFRR ja mFRR reserve juhib iga sagedusjuhtimise ala vastavalt. Reservide tehnilised nõuded ja piirkondlikult vajatavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele.

Sagedusreservide maht, mida Balti elektrisüsteem vajab, sõltub elektrisüsteemis opereerivate seadmete koosseisust. Balti süsteemihaldurid on hinnanud sagedusreservide vajaduse muutust 2026-2035 ajaperioodidel[4,5].

[4] FCR_dimensioning_forecast_2026-2035.pdf

[5] FRR_dimensioning_forecast_2026-2035.pdf

3 Arenduskohustuse eeldused ja kriteeriumid

- Lähtuvalt ENMAKist nähakse ette 2030. aastaks taastuvelektri osakaalu tarbimisest 65%[6], mis tähendab võrku 1500 MW täiendavate elektrijaamade lisandumist.
- 2035. aastaks näeme lisaks taastuvelektri kasvule lisandumas ka kuni 900 MW taaskäivitamise võimekusega uusi elektrijaamu hajutatuna eelkõige 330 kV võrku.
- Tänu 330 kV võrgu rekonstrueerimistele Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise programmi raames on 330 kV võrgu võimekus täiendavate nähtavas tulevikus lisanduvate tootmisvõimsuste ülekandeks hea.
- 2026. aasta sügisel on Kliimaministeeriumil planeeritud 2 TWh jagu tuuleparkide vähempakkumine, mille tulemused annavad Eleringile hea indikatsiooni, kuhu uued liitujad tulevad ja milliste investeeringute realiseerimist prioriseerida.
- Perspektiivsete tootmisvõimsuste eelduste koostamisel lähtuti paljudest algallikatest, nii arendajatelt, jaotusvõrkudelt, vähempakkumiste kui ka omavalitsustelt saadud infost.
- 2030. aastaks prognoositud tarbimise eeldus on 10 TWh ning talvine tipukoormuse eeldus 1924 MW.

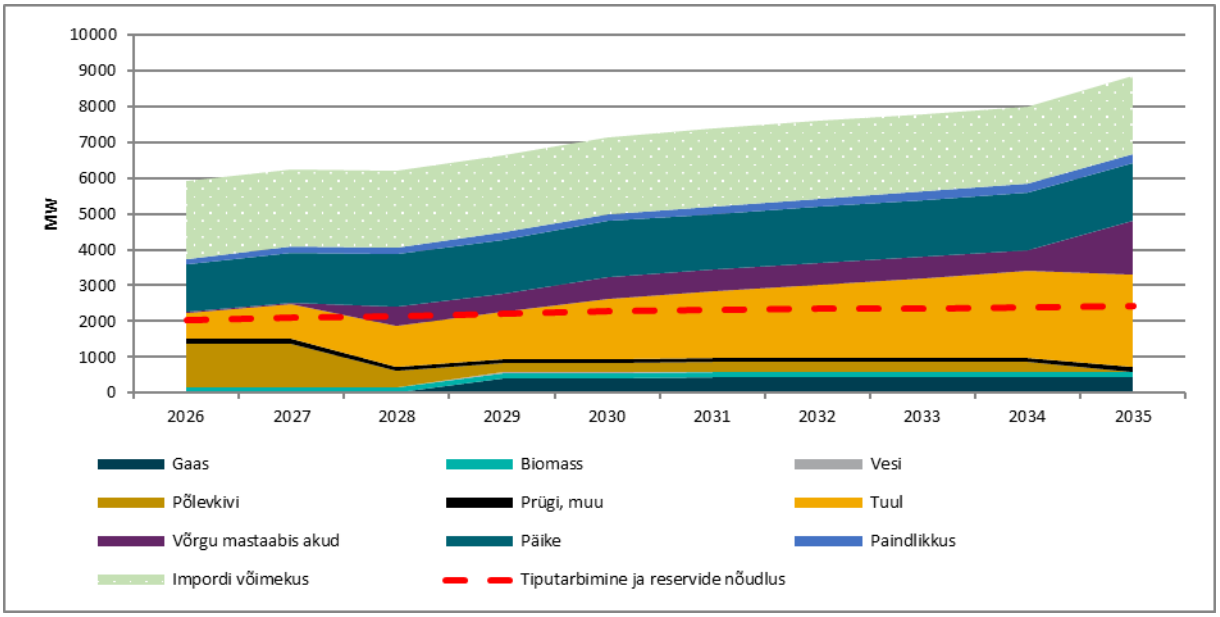
3.1 Tootmise prognoos

Järgnevas peatükis on välja toodud järgneva 15 aasta prognoos uute võimsuste lisandumise, olemasolevate võimsuste sulgemise ja ülekandeliinide läbilaskevõime muutuste kohta. Praegu on elektrisüsteem kiires muutuses ning vaadates nii pikalt ette peab erinevate ülesannete jaoks kaaluma erinevaid stsenaariume. Käesolevas võrgu arengukavas on arvestatud nii riiklike kliima eesmärkide kui ka varustuskindluse tagamiseks vajalike uute tootmisvõimsuste jaoks vajaliku võrgu arendamisega.

Eesti elektrivõrgus on aruande kirjutamise ajal 3700 MW ressursse, mis suudavad tarbimist katta või ümber ajastada. Lisaks on välisühendused Läti ja Soomega. Joonis 3.1 illustreerib, kuidas installeeritud võimsuste ja kasutatavate ressursside kogus (sh taastuvatest allikatest toodetav elekter) ületab mitmekordselt tipunõudlust nii 2026. aastal kui ka järgneva 10 aasta jooksul. Mida aasta edasi, seda suurem osakaal on taastuvelektril võimsus- ja ka energiabilansis terve aasta vältel. Tuleb märkida, et suurel osal joonisel olevatest uutest võimsustest on planeerimine alles algfaasis ning

[6] ENMAK 2035.pdf

tegelik projekti realiseerimine ei pruugi olla võimalik või majanduslikult mõistlik. Sellise elektrisüsteemi opereerimise peamiseks väljakutseks on elektrisüsteemi tasakaalus hoidmine ning tarbimise katmine pimedatel talvepäevadel ning päikselistel ja tuulistel suvepäevadel.



Joonis 3.1 Installeeritud tootmisvõimsused, paindlik tarbimine ja nõudlus Eestis

Eesti tootmis- ja tarbimisvõimsuste kasvutrendid näitavad, et elektritarbimine nagu ka tootmisvõimsuste kogumaht (eelkõige päikese ja tuule arvelt) kasvab iga aasta märkimisväärselt. Trend, kus suur osa elektrist toodetakse taastuvatest allikatest, tuues ühel hetkel elektrihinna nullilähedaseks, kuid tuulevaiksetel suve- või talveöödel on näha riske tarbimise katmisega ja on märkimisväärne vajadus paindliku tarbimise ja juhitava võimsuse järele, on toimumas ka naaberriikides ja üle terve Euroopa.

Ühtlasi muutub Euroopa elektrivõrk järjest paremini ühendatuks, mis võimaldab ilmastikust sõltuvat elektrit tarnida sinna, kus seda parasjagu kõige enam vaja. Eesti elektrisüsteemi impordi võimekus (2165 MW) on meie tiputarbimise vastu (1723 MW) juba praegu Euroopa üks parimatest. Hinnanguliselt 2038. aastast kasvab see EstLink 3 ja Eesti-Läti 4. ühendustega veel umbes 1200 MW võrra. Seejuures tuleb siiski arvestada, et esineb hetki, kus regioonis on samal ajal pime, tuulevaikne ning külm, tuues kaasa kõrged elektrihinnad. See annab tervele turule signaali, et on vaja teha investeeringuid paindlikku tarbimisse ja juhitavatesse võimsustesse (sh salvestid).

2025. aasta Varustuskindluse aruandes toodi välja, et Eestis oleks 2035. aastaks vajalik juhitava võimsuse maht ligikaudu 2100 MW. Praeguste teadaolevate võimsustega sellist

mahtu täita oleks kallis ning ebamõistlik. Seetõttu on Eleringil käimas uuring, mille eesmärk on leida Eestile sobiv mehhanism, mis tooks süsteemi vajalikus koguses uusi investeeringuid.

3.2 Tarbimise prognoos

Järgnev alapeatükk annab ülevaate Eesti lõpptarbija tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest teguritest. Prognoose uuendatakse vastavalt statistika uuenemisele, valminud uuringute tulemustele[7,8] ja uuenenud kliimaeesmärkidele. Elering viib 2026. aasta jooksul läbi elektritarbimise uuringu, mille käigus uuendatakse varasemaid eeldusi ning suurendatakse tarbimise info detailsust.

Peamised tegurid, mis mõjutavad elektritarbimist:

- **Transpordisektori elektrifitseerimine** – transpordisektor toodab 29% kasvuhoonegaaside emissioonist Euroopa Liidus, millest suurim panus on sõiduautodel (15%) ja raskeveosõidukitel (5%). Selle mõju vähendamiseks kinnitas Euroopa Parlament mais 2023 direktiivid, millega luuakse hoonete kütmiseks kasutatavatele kütustele ja mootorsõidukite kütustele eraldiseisev heitmekaubanduse süsteem (ETS 2) aastast 2027. Alatest 2035. aastast on Euroopa Liidus kohustus müüa vaid nullheitmega uusi sõiduautosid ja väikekaubikuid.[9]

- **Hoonete rekonstrueerimine ja hajatootmise kasv** - hoonete pikaajalise rekonstrueerimise strateegia näeb ette uutele ja rekonstrueeritud hoonetele energiatõhususe miinimumnõuded. Uute hoonete energiatõhususe miinimumnõudeks on A-klass ehk liginullenergia hoone, mis tagavad energiatõhususe kasvu hoonete soojuskao vähenemise kaudu, kuid toovad kaasa teatava elektritarbimise kasvu tulenevalt rekonstrueerimise raames ventilatsiooniseadmete paigaldamisest.

[7] Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuring 2022

[8] Eesti elektritarbimise tundlikkusanalüüs 2024

[9] EU ban on the sale of new petrol and diesel cars from 2035 explained (europa.eu)

- **Soojusenergia elektrifitseerimine** – kaugküttevõrkudes on järjest populaarsem üleminek lokaalsetele elektrilistele soojuspumpadele. Uusi gaasi lokaalküttel hooneid ei rajata, kuna hoonete energiatõhususe metoodika kohaselt ei ole nendega võimalik saavutada kõrgemat energiaklassi kui C. Suuremates kaugküttevõrkudes nagu Tallinn, Tartu ja Pärnu võetakse tulevikus lisaks koostootmisjaamadele kasutusele suured elektrilised soojuspumbad, mis suudavad kasutada kohaliku veekogu või linna reovee soojust. ETS 2 süsteemi kasutusele võtmine 2027. aastal muudab tõenäoliselt taastuvenergial põhineva elektrilise soojuspumba kasutamise veelgi konkurentsivõimelisemaks võrreldes fossiilse maagaasi kasutamisega. Lõpliku fossiilkütuste tarbimise vähenemise mahu soojusenergiaks, selle elektrile ülemineku ulatuse ning kiiruse määrab suuresti nende kütuste hind ja nende majanduslik konkurentsivõime võrreldes alternatiividega.

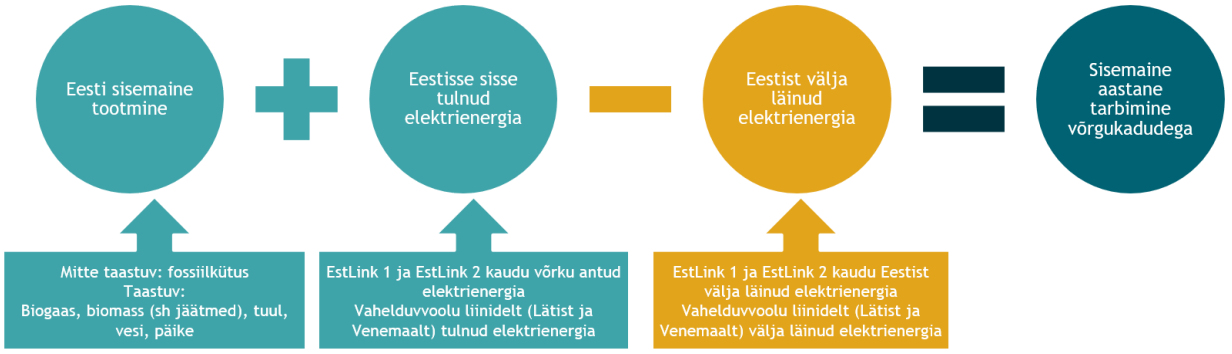
Tabelis 3.1 olevad väärtused on viimase 10 aasta statistiline kogum ning järgneva 10 aasta prognoos[10]. Tarbimise prognoosis on toodud aastate keskmised kogutarbimised ja prognoositava külma talve tiputarbimise väärtused. Süsteemivõimekuse analüüsis on arvestatud ka erakordselt kõrge ja erakordselt madala tarbimisega kliima-aastatega.

Tabel 3.1 Tarbimise statistika ja tiputarbimise prognoos kuni 2035. aastani

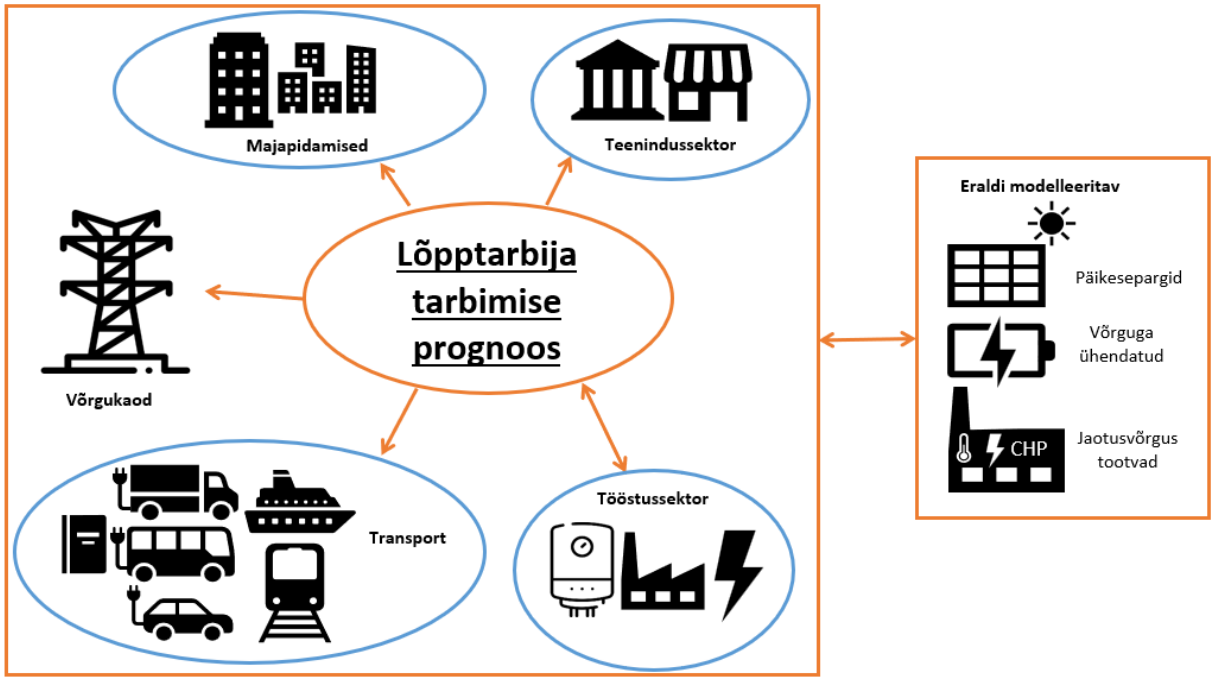
Tarbimise statistika		
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2016	8,4	1472
2017	8,5	1474
2018	8,7	1544
2019	8,6	1541
2020	8,4	1409
2021	9,0	1570
2022	8,5	1464
2023	8,2	1552
2024	8,3	1599
2025	7,9	1467

Tarbimise prognoos			
Aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus (külm talv), MW	Tipukoormus (keskmine talv), MW
2026	8,8	1741	1600
2027	9,1	1762	1601
2028	9,4	1816	1602
2029	9,7	1870	1650
2030	10,0	1924	1699
2031	10,2	1967	1740
2032	10,5	2011	1782
2033	10,7	2054	1823
2034	11,0	2101	1870
2035	11,2	2148	1917

[10] Tarbimise prognoosi uuendati 2025. aasta detsembris ning seetõttu on käesolevas dokumendis olevad tarbimise väärtused madalamad kui 2025. aasta Varustuskindluse aruandes.



Joonis 3.2 Tarbimise statistika kujunemise komponendid



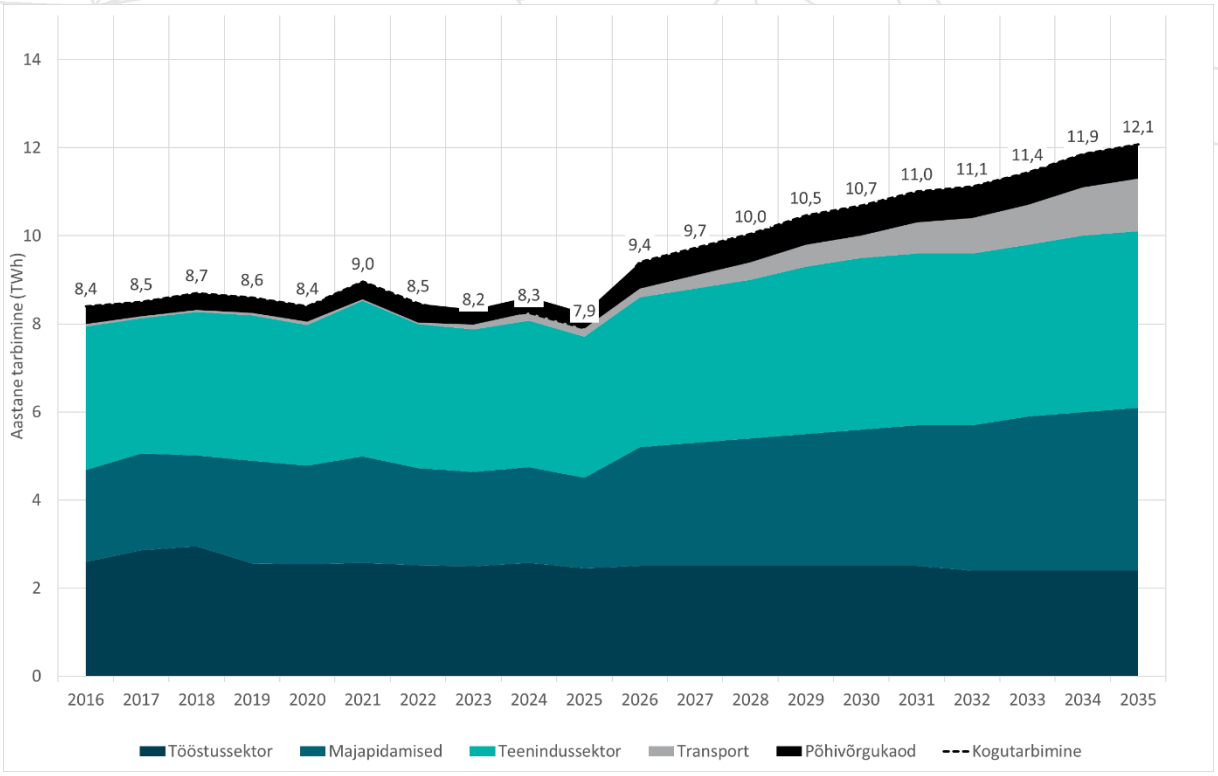
Joonis 3.3 Tarbimise prognoosi komponendid

Joonisel 3.3 on välja toodud tarbimise prognoosi komponendid. Tasub märkida, et statistilise tarbimise ja prognoositud tarbimise arvutamise metoodikas on erinevalt arvestatud elektri tootmist jaotusvõrgus ja tarbimispunktide taga. Prognoosi puhul on tootmine ja salvestus analüüsides eraldi modelleeritud ning nende komponentide mõju elektritarbimise modelleerimises tooks kaasa topelt arvestuse. See tähendab, et hajatootmise kasvu tõttu (eelkõige päikeseelektri tootmine hoonete katustel) hakkab järjest rohkem erinema elektrivõrgust läbi liikuv energiamaht ja lõpptarbimise energiamaht, mistõttu ei saa neid kohelda võrdsena.

Eelduseks on, et 2030. aastaks on 80% müüdavatest uutest sõidukitest nullheitmega ning 2035. aastal enam uusi fossiilkütustel sõitvaid autosid turule ei tule. Seega lisandub igal aastal umbes 11 000 elektriautot, mis teeb 2030. aastaks kokku 64 000 elektrisõidukit.

Prognoositav tiputarbimine kasvab järgneva 10 aasta jooksul keskmiselt 50 MW võrra aastas ja alates 2029. aastast ületab aastane kogutarbimine 10 TWh piiri. Prognoositud aastane tarbimine kasvab 2035. aastaks 29% võrreldes 2025. aasta tarbimisega.

Joonis on näidatud prognoositava aastase kogutarbimise (koos võrgukadudega) jaotumist tarbimissektorite kaupa kuni aastani 2030. Eesti ajaloolise statistika ja tulevikuprognooside kohaselt on kõige suurem elektritarbimise sektor teenindussektor, moodustades ligi kaks viiendikku kogutarbimisest. Teenindussektoris kasvab tulevikutarbimine täiendavast kütte- ja jahutusvajadusest. Tarbimise kasvu on ette näha kõigis sektorites, kuid suurimat kasvupotentsiaali nähakse transpordisektoris, mis moodustab orienteeruvalt poole kogu elektritarbimise kasvust. 15 aasta pärast on prognoositud transpordisektori osakaal aastasest kogutarbimisest 16%. Tööstussektori tarbimise osakaal võrreldes teiste sektoritega väheneb kõige rohkem. Uue energiamahuka tööstuse arengu Eestisse meelitamine on äärmiselt oluline majandusliku lisaväärtuse loomiseks, kuid käesolevas tarbimise prognoosis ei ole suure ebamäärasuse tõttu seda arvestatud. Juhul kui Eestisse peaks lisanduma energiamahukat tööstust, siis aastane kogutarbimine kasvaks sõltuvalt konkreetse tööstuse eripäradest, kuid tiputarbimise drastilist kasvu pole ette näha, sest potentsiaalsete tulevikuinvesteeringute tarbimine on plaanis katta taastuvenergia ülejäägiga.



Joonis 3.4 Kogutarbimise statistika ja prognoos aastani 2035

Viimasel kümnel aastal on nii üldine elektritarbimise statistika kui ka elektrisüsteemi tipukoormused püsinud sisuliselt muutumatuna, jäädes enne käesolevat talve vahemikku 1400 ja 1600 MW. Siiski 2026. aasta pikaajaline külm periood nihutas järjekindlalt tippe kõrgemale ning 5. veebruaril kell 10.25 registreeriti uus tiputarbimise rekord 1723 MW, eelnev rekord oli 1595 MW, mis registreeriti 2024. aasta alguses. Tulenevalt energiatarbimise kiirenevast elektrifitseerimisest on tulevikus oodata tiputarbimise kasvu kiirenemist või vähemalt uute tipptasemete kordumist. Tiputarbimise kasvule võib kaasa aidata ka soojuse tootmiseks kasutatavate fossiilkütuste kallinemine koos kliimaeesmärkidega, mis eeldatavasti suurendavad elektril töötavate soojuspumpade ja küttekehade kasutuselevõttu lähiaastatel.

Elektritarbimise kasvu puhul tuleb meeles pidada, et kui üldine elektrifitseerimine suurendab eelkõige lõpptarbija aastast tarbimise mahtu, siis võrguelektri tarbimine kasvab hajatootmise mahu suurenemise tõttu aeglasemas tempos. Koos elektrifitseerimise ja elektritranspordi kasutuselevõtuga kasvab elektritarbimise paindlikkus (võimekus elektritarbimist juhtida, ajastada ja salvestada), mis toetab taastuvatele energiaallikatele üleminekut, kasvuhoonegaaside heitmete vähenemist, hinnavolatiilsuse vähenemist ja väldib tiputarbimise koondumist samale ajale. Tarbimise juhtimist tiputunni välisele ajale toetab nutika tehnoloogia kasutuselevõtt,

mis suudab tarbimist ajastada vastavalt elektribörsi hinnasignaalidele. Elektriautode targad laadijad, soojuspumpade akumulatsioonipaakide kasutamine, keskkütte piirkondade soojussalvestid, akusalvestid ja elektriautode kahesuunalise laadimise kasutuselevõtt on vaid mõned sellised näited. Tiputundidel tekkiv kõrgem hind ja tarbimise paindlikkuse kasv pidurdavad teatud ulatuses tiputarbimise kasvu kiirust. Taastuvenergia osakaalu kasv energiatootmises tekitab võrgu tarbimisprofiilis ja elektrihindades volatiilsust, mis soosib energia salvestustehnoloogia, nagu akupatareide ja pumphüdroakumulatsiooni jaama(de) kasutuselevõttu ja aktiivselt osalemist elektriturul — see omakorda ühtlustab võrgu tarbimisprofiili ning vähendab elektrihindade volatiilsust.

Pikaajaliste tarbimise prognooside aluseks kasutab Elering nii ERAA, TYNDP-i kui ka Varustuskindluse aruande ja käesoleva elektriülekandevõrgu arengukava andmeteks samu lähteuuringuid. Siiski, kuna eelnevalt mainitud aruandeid avalikustatakse erineva perioodsusega, siis võib tekkida aruannetes kasutatud tarbimise väärtustes erinevusi kui aruannete avaldamisvahe on pikk ning vahepeal on täpsustatud uuringute trende.

3.3 Euroopa Liidu ja Eesti kliimaeesmärgid

Euroopa Komisjoni poolt on Euroopa Liidu liikmesriikidele seatud Euroopa rohelise kokkuleppega ja Eesmärk 55-ga (*Fit for 55*) kohustus, mille kohaselt tuleb vähendada Euroopas tekkivaid heitkoguseid 55% aastaks 2030 ning aastaks 2050 olla täielikult kliimaneutraalne. Eesti rohereformi eesmärgid on seatud viisil, et kohustuste täitmisel oleks tagatud samal ajal ka majanduse konkurentsivõime ja inimeste heaolu. Eesti riik on heaks kiitnud Euroopa Liidu siduvad kliimaeesmärgid 2030. aastaks, kuid Eesti on seadnud endale Euroopa Liidust veelgi ambitsioonikama eesmärgi - vähendada kasvuhoonegaaside heitkoguseid 65% võrra (võrreldes 1990. aastaga).

Vastavalt kehtivale riiklikule energia- ja kliimakavale[11] tuleb siseriikliku eesmärgi saavutamiseks toota 2030. aastal Eestis sama palju taastuvelektrit, kui kohapeal aastases arvestuses tarbime. Eleringi prognoosi kohaselt on Eesti 2030. aasta elektritarbimine ca 10 TWh (vaata tabel 3.1), kuid hiljutine energiamajanduse arengukava leidis, et olemasolevaid väljakutseid arvestades on realistlikum täita 100% taastuvelektri eesmärk sõltuvalt tarbimise mahust 2035. aastaks. Eleringi elektritarbimise prognoos 2035. aastaks on 11,2 TWh, mille katmiseks peab elektrivõrku olema ühendatud suurusjärgus 5 GW taastuvatest allikatest elektrit tootvaid võimsusi.

[11] Riiklik energia- ja kliimakava | Kliimaministeerium

Selleks, et eesmärgi saavutamine oleks võimalik, tuleb Eleringil tagada piisava läbilaskevõimega võrk, milleks tehakse juba täna investeeringuid. EstLink 3, Saaremaa 330 kV võrk, Eesti-Läti neljas ühendus ning teised võrgu tugevdamisega seotud investeeringud on suure mõjuga kliimaeesmärkide saavutamisel ka kaugemas tulevikus. Lähitulevikus muutub energiasüsteem järjest paindlikumaks, mis tähendab, et süsteemis on palju hajatootmist ning see vajab tarbimise juhtimist ja ajastamist.

3.4 Elektrivõrgu olekud ja stsenaariumid

3.4.1 Stsenaariumid

Eelmises arengukavas kirjeldasid stsenaariumid erinevaid võrgu arengusuundi, kuna Eesti tootmispotentsiaal aastaks 2030 ületas hinnanguliselt vajaminevat energiahulka ning ei olnud täpselt teada, kuhu vajalik tootmisvõimsus liitub. Stsenaariumite abil määratleti:

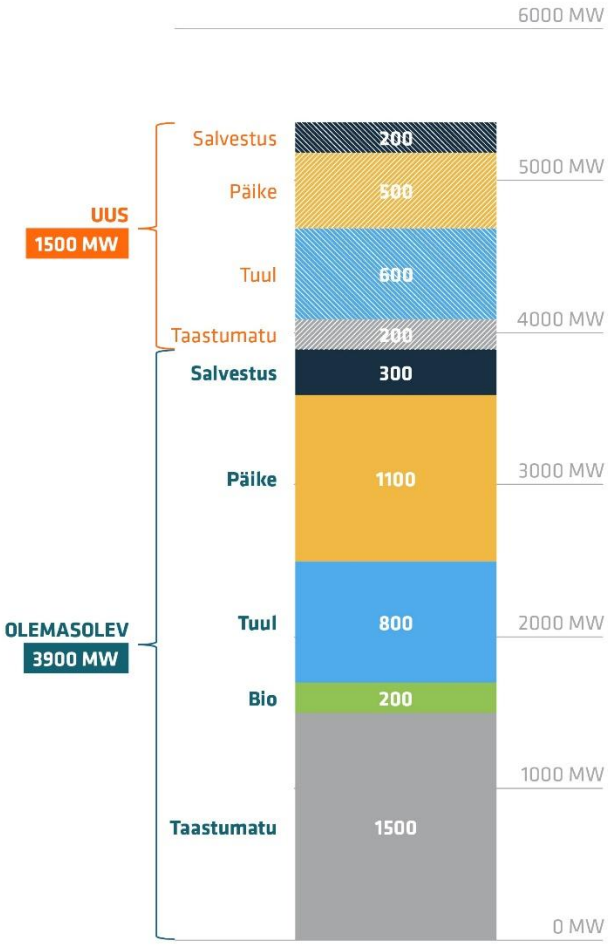
- Eestis installeeritud koguvõimsuse kogus aastal 2030
- Installeeritud võimsuste paiknemine üle Eesti
  - Kas areng toimub ühtlaselt üle Eesti või areneb üks Eesti piirkond rohkem kui teised

Tänaseks on tootmisportfell aastani 2030 arendajate, jaotusvõrkude, vähempakkumiste, sagedusreservide hangete ning omavalitsuste poolt esitatud info põhjal oluliselt täpsustunud. Seetõttu on erinevate tootmisvõimsuste paiknemine määratletud ühtse stsenaariumi alusel, kuna tootmispotentsiaal aastaks 2030 ei ületa enam hinnangulist vajaminevat energiahulka (vt joonis 3.5). Lisaks joonisele kujutatud võimsustele on arvestatud aastaks 2031+ lisanduva ca. 500-900 MW hajutatud taaskäivitamise võimekusega tootmisüksustega, mille sisu kirjeldust ja piirkondlik jaotus on esitatud avalikul konsultatsioonil käinud dokumendis[12]. Kui projekt realiseerub, siis liitumisteks ei ole vaja võrku ette arendada tulenevalt tugevast 330 kV võrgust.

Hetkel on võrguga ühendatud ligikaudu 4 GW tootmisvõimsusi, sealhulgas Elektrileviga liitunud tootmisüksused. Juhul kui Elektrileviga liitunud tootmisüksused arvestusest välja jätta, on põhivõrguga ühendatud tootmisvõimsuste maht ligikaudu 3 GW. Tootmismoodulite arvestuses lisandub ligikaudu 1500 MW tootmisvõimsust, samas kui

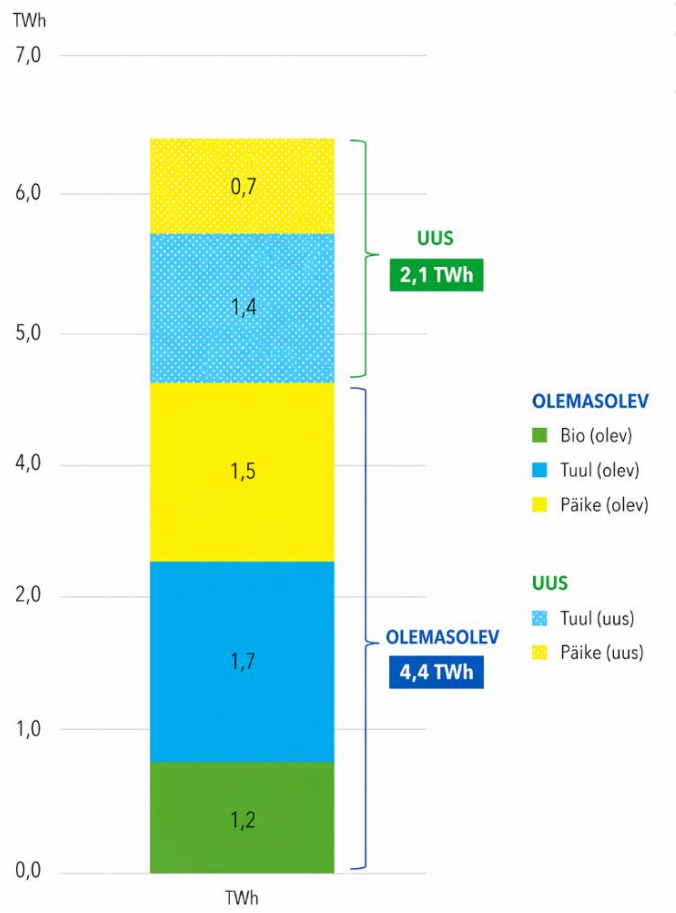
[12] Lisa 2 - Hajutatud taaskäivitamise võimekuse teenuse avalik konsultatsioon - tehnilised tingimused.pdf

võrgu suunal on lisanduvaks võimsuseks kavandatud 1300 MW. Erinevus tuleneb asjaolust, et osade liitumispunktide taha on rajatud hübriidlahendused, mis ühendavad erinevaid tootmis- ja salvestusseadmeid, näiteks tuule- ja päikeseparke koos või ilma salvestitega, seega on võrgu suunal kokku lepitud väiksem võimsus kui kõikide tootmismoodulite nimivõimsuste summa. Sellise lahenduse korral vastutab tootja tootmis- ja salvestusseadmete töö optimeerimise eest, tagades, et võrku antav võimsus ei ületa liitumistingimustes kokkulepitud piirmäära. Taastuvenergiat lisandub ligikaudu 1100 MW.



Joonis 3.5 2030. aasta tootmisportfell

2030. aastaks koostatud tootmisportfell on kooskõlas kehtiva ENMAK-iga, mille kohaselt on eesmärgiks, et taastuvenergia osakaal Eestis moodustaks 65% energia summaarsest lõpptarbimisest. Aastal 2030 on taastuvenergiast toodetud elektrienergia maht ligikaudu 6,5 TWh, mis moodustab prognoositud kogutarbimisest (10 TWh) 65% (vt. joonis 3.6).



Joonis 3.6 2030. aasta taastuvenergia toodang

ENMAK 2035 vaates on toodud indikatiivsed lisanduvate tootmisvõimsuste mahud: taastumatu tootmine 236 MW, maismaatuuleenergia 600-1100 MW, meretuuleenergia 0 – 1000 MW, päikeseenergia 390–790 MW ning salvestus 1000–1300 MW. Sellises pikemas perspektiivis muutub tootmisüksuste paiknemine ebamäärasemaks. Käesolev arengukava keskendub arenduskohustuse arvutusele 2030. aasta stsenaariumi alusel eelkõige järgmise viie aasta investeeringutele ja nende ettevalmistamisele. Antud arengukavas käsitletakse lisaks 2030. aastaks lisanduvatele tootmisüksustele 2035. aasta vaates täiendavalt tootmisüksusi, mille puhul on ette nähtud hajutatud taaskäivitamise võimekus. Eraldi analüüsitakse ka liitumisprotsessis olevaid tootmisüksusi, mille lisandumine ei ole käesoleval hetkel veel kindel, kuid mille võrku lisandumine võib aastaks 2035 osutuda tõenäoliseks. Huvi liitumispakkumust saada on hetkel ligikaudu 1200 MW ulatuses tootmisüksuste arendajatel, millest umbes 700 MW realiseerumist nähakse ette 2030. aasta stsenaariumis. Tuuleenergia puhul saab 2035. aasta mahtude hindamisel lähtuda eelmise aasta arengukavas käsitletud pikaajalisest vaatest, kuna selle tehnoloogia ruumiline paiknemine ja süsteemimõju on seal põhjalikumalt läbi analüüsitud. Salvestite puhul sõltub nende mõju otseselt

konkreetsetest liitumiskohtadest ja elektrivõrgu olekutest. Täpsemalt saab suurema koguse salvestite võrguvajadustega arvestada siis, kui projektide asukohad ja tehnilised lahendused on selgemalt paigas.

Arvutuste teostamiseks on välja töötatud metoodika, mis võimaldab läbi viia erineva eesmärgiga analüüse. Arvutused jagunevad kolme alamgruppi: arenduskohustuse, liitumise ning perspektiivsed arvutused. Kõigi analüüside puhul ei kasutata stsenaariume siiski täies mahus, vaid vastavalt konkreetse analüüsi eesmärgile ja vajadusele. Täpsem ülevaade arvutuste metoodikast on esitatud peatükis 4.1.2.

3.4.2 Elektrivõrgu olekud

Erinevalt eelmises peatükis kirjeldatud stsenaariumitest, mis kajastavad ENMAK, arendajate, jaotusvõrkude, vähempakkumiste, sagedusreservide hangete ning omavalitsuste suuniseid tootmisüksuste investeeringute realiseerimise suundadest, kajastavad elektrivõrgu olekud ülekandevõrgu erinevaid talituse mustreid stsenaariumis etteantud tootmisüksustega. Sellest tulenevalt panevad elektrivõrgu olekud paika (vt. ka joonis 3.7):

- ekspordi osakaalu
    - võimsus ja suund
- impordi osakaalu
    - võimsus ja suund
- tarbimise (sh. salvestuse)
- stsenaariumis määratud võimsustest töötavate võimsuste osakaalu (sh. salvestus)
- piirangtunnid

Antud arengukava mahus on kasutusel üks stsenaarium üle 318 elektrivõrgu olekuga. Elektrivõrgu olekute koostamisel lähtutakse erinevatest allikatest ning koostatakse vastavalt erinevatele otstarvetele. Erinevad elektrivõrgu olekud koostatakse erinevate arvutuste teostamiseks. Näiteks perspektiivsete arvutuste puhul eeldatakse, et 2035+ aastatel on Eesti–Läti IV ning EstLink 3 ühendused valminud. Sellest tulenevalt arvestatakse suurema piiriülese ülekandevõimekusega, mis võimaldas modelleerida kõrgemat maksimaalset ekspordi-, impordi- ja transiidivõimekust võrreldes tänase olukorraga. Täpsem ülevaade arvutustest ning nendes kasutatavates elektrivõrgu olekutest on esitatud peatükis 4.1.2.

Kõikides elektrivõrgu olekutes määratakse töötavate tootmisvõimsuste osakaal vastavalt tarbimisele ning ekspordi ja impordi mahule selliselt, et Eesti elektrisüsteemis tekiks tasakaal. Seejuures arvestatakse ka süsteemikadudega, mistõttu on võrgus

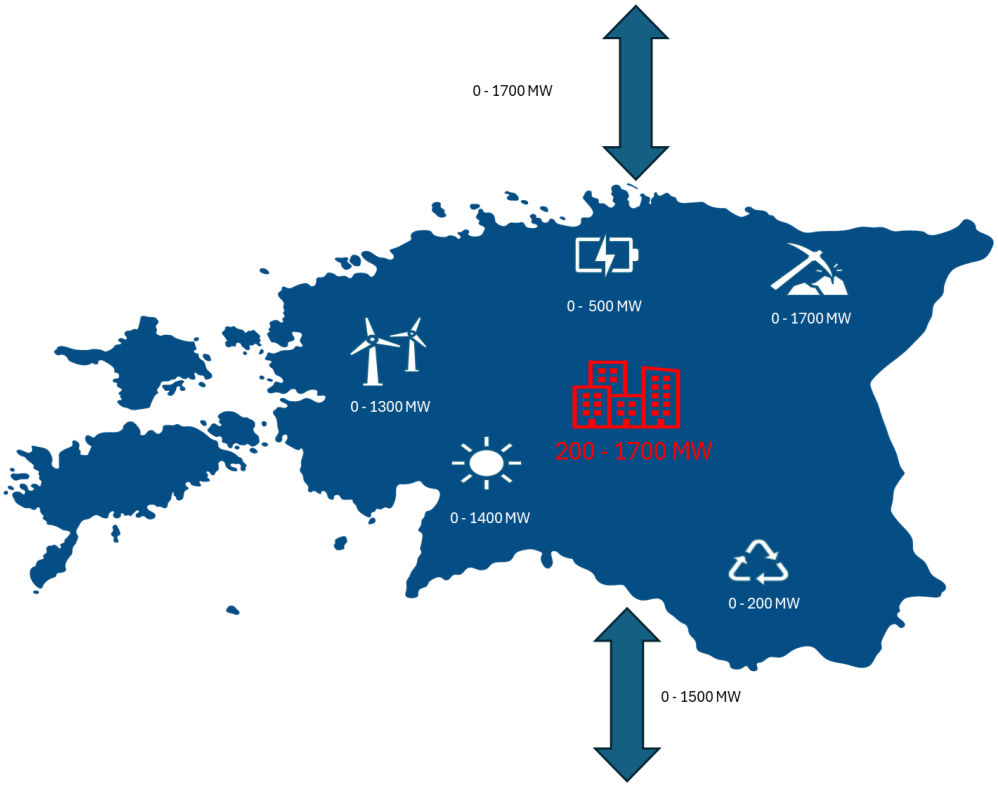
tootmise maht numbriliselt mõnevõrra suurem kui tarbimine. Tarbimise modelleerimisel kasutatakse erinevates elektrivõrgu olekutes erinevaid tarbimismahte ning elektrivõrgu olekud koostatakse maksimaalse, keskmise ja minimaalse tarbimisega.

Elektrivõrgu olekud koostatakse erinevate võimsusolukordade arvestamiseks. Impordi puhul modelleeritakse nii maksimaalse impordi elektrivõrgu olek kui ka olukorrad, kus ühes või mõlemas suunas on võimsus 500 MW või 1000 MW. Samal põhimõttel käsitletakse ka ekspordi elektrivõrgu olekuid, kus vaadeldakse maksimaalse ekspordi elektrivõrgu olekut ning samuti juhtumeid, kus võimsus on 500 MW või 1000 MW ühes või mõlemas suunas. Lisaks käsitleti transiidi elektrivõrgu olekuid, kus elektrienergia liigub läbi Eesti. Näiteks imporditakse elektrit Soomest ja eksporditakse see edasi Lätti või vastupidi. Transiidi puhul analüüsiti nii maksimaalse transiidi elektrivõrgu olekut (1000 MW) kui ka olukordi, kus transiidivõimsus on 50% ehk 500 MW. Lisaks eeltoodule määratleti ka elektrivõrgu olekud, kus piiriülest elektrikaubandust ei toimu, st puuduvad nii import kui ka eksport ning süsteem toimib üksnes sisemiste tootmis- ja tarbimisvõimsuste alusel.

Elektrivõrgu olekud määratletakse aastaaegade lõikes ning sellest tulenevalt on igas olekus suurema osakaaluga töös need tootmismoodulid, mille tootmine on vastaval perioodil tõenäolisem. Juhtudel, kus erinevate tootmismoodulite töötamine on samatõenäoline, määratletakse eraldi elektrivõrgu olekud, milles on ühe või teise tootmismooduli osakaal suurem ning kus nende osakaalud on võrdsed, et katta kõigi võimalike tööolukordade vahemik.

Salvestit käsitletakse erinevates elektrivõrgu olekutes nii tootja kui ka tarbijana. Igas elektrivõrgu olekus määratletakse salvesti tööfunktsioonid, mille alusel see kas tarbib või toodab energiat vastavalt 100% või 50% ulatuses. Lisaks nendele elektrivõrgu olekutele arvestatakse ka olukordadega, kus salvesti ei tööta. Elektrivõrgu olekutes välja toodud piirangutunnid on olulised liitumiste paindlikkuse vaates. Nende alusel on võimalik investeeringuid prioritiseerida ning arvutada piiramiseks kuluv maksumus. Lähemalt paindlikkusest saab lugeda peatükis 4.1.3. piirangutundide määramiseks kasutatakse kliimamudelit, mis kirjeldab maksimaalset võimalikku päikeseenergia kiirgus- ja tuuleenergia tootmispotentsiaali. Selle alusel arvestatakse vastavalt valitud elektrivõrgu olekule võimalikku tootlust igal ajahetkel nii salvestuse, tuule- kui ka päikeseenergia puhul. Samas mudelis on määratud ka iga ajahetke tarbimine, mille põhjal on võimalik hinnata iga aasta tunni lõikes, kas vastaval tunnil esineb potentsiaal ekspordiks või impordiks. Lisaks sisaldab mudel andmeid ka Läti ja Soome tootmise ning tarbimise kohta.

Kliimamudeli andmete alusel ekspordi tundide leidmiseks hinnatakse tunde, mil Eestil on ekspordivõimekus ning kas naaberriikides esineb vastav nõudlus selle võimsuse järele. Transiidi puhul analüüsitakse tunde, millal ühes naaberriigis esineb ületootmine, mida Eesti ise ei tarbi, ning mil teises naaberriigis on täiendava võimsuse vajadus. Impordi puhul hinnatakse olukordi, kus Eestis esineb tootmispuudujääk ning samal ajal on naaberriikides olemas piisav tootmisvõimekus, et vajalikus mahus elektrienergiat Eestisse eksportida.



Joonis 3.7 Elektrivõrgu olekute vahemik

4 Elektrivõrgu arendamise põhimõtted

- Olulisel kohal on kriisivalmidus ja selle tõstmine kriitilise taristu kaitseks tulenevalt geopoliitilistest riskidest. Kriisivalmiduse investeeringute teostamiseks plaanitakse järgmise nelja aasta jooksul kasutada veidi üle 200 miljoni euro.
- 2025. aasta suvel rakendunud liitumiskontseptsiooni alusel on muutunud liitumine kiiremaks ja standardiseeritumaks.
- 330 ja 110 kV võrku liitumise diferentseerimine aitab võrgu investeeringukulusid kokku hoida.
- Kõiki investeeringuid, mis arendustöödeks tehakse, loovad väärtust nii tootmis- kui tarbimissuunalise võimsuse liitumiseks ning kasvatavad võrgu kriisivalmidust.
- Võrgu ette arendamisel kaalutakse võrgutugevduse investeeringute alternatiivina paindlikkuse ja piiramise kasutust kui see on majanduslikult otstarbekas.

4.1 Arenduskohustuse raames võrgu planeerimine

4.1.1 2025. aastast rakendatav arenduskohustus

Pikaajalise elektrivõrgu planeerimisel on Elering ajalooliselt lähtunud eelkõige tarbimiskasvust tingitud võimalikest ülekoormustest ja pudelikaelte kõrvaldamisest. Tootmisvõimsuste lisandumisel vajalike võrgutugevdustega seotud kulude katmine oli vana liitumissüsteemi järgi liituja kulu. Eleringil valmis 2025. aasta kevadel Eesti elektriülekandevõrgu arengukava 2025-2034, kus tutvustati uut liitumiste kontseptsiooni, mis näeb ette võrgu ettearendamist ning seega kiiremat võrguga liitumist. Uus liitumiskontseptsioon hakkas kehtima 2025. aasta juuli lõpust ning selle toeks sama aasta sügisel uuendati kaardirakendust e-Gridmap[13], kus on võimalik näha Eleringile kuuluvaid alajaamu ja liine ning arvutada orienteeruv liitumistasu uue kontseptsiooni järgi. Võrgutugevdustasu 1 MVA liitumise hind 110 kV võrgus on 65 000 eurot ning 330 kV korral 12 000 eurot. 110 kV ning 330 kV võrkude liitumistasud on diferentseeritud, et liitujatel oleks motivatsiooni liituda 330 kV võrku, kuna 330 kV liitumispunkti väljaehitamise kulu oli liituja enda jaoks oluliselt kõrgem ning samuti 330 kV pingele liitumine vähendab 110 kV võrgu ülekoormamist ja üldist elektrivõrgu investeeringute mahtu.

[13] e-Gridmap

Uue kontseptsiooni kohaselt on Eleringi kohustus tagada liitujatele ülekandevõrgu piisav läbilaskevõimsus, mistõttu on Elering alustanud tegevustega põhivõrgu ette arendamiseks. Uute elektrijaamade ühendamisel põhivõrguga ei ole seega pärast liitumispunkti valmimist pudelikaelaks enam põhivõrgu läbilaskevõime, vaid tootjad saavad üldjuhul kohe pärast liitumispunkti valmimist tootmisvõimsuse kasutusele võtta. Välistatud ei ole olukord, kus on vaja liituja tootmisvõimsust ajutiselt piirata pärast liitumispunkti valmimist, kuna võrgus läbilaskevõime tagamiseks vajalik investeering võib valmida liitumispunktist hiljem tingituna maakasutusõiguse saavutamise ajakulust või ehitustööde mahust ja keerukusest. Samuti võib Elering jätta võrguinvesteeringu tegemata või selle teostamise edasi lükata, kui investeeringu maksumus on suurem tootja piiramisest tekkivatest kuludest (lähemalt sellest peatükis 4.2.3). Võrgu läbilaskevõimest tingitud tootmisvõimsuse piiramise eest tootjatele hüvitise tasumiseks on Elering välja töötamas eraldi metoodikat hüvitamise reeglite kehtestamiseks.

Võimaldamaks liitujatel tootmisvõimsus kasutusele võtta kohe pärast liitumispunkti valmimist, kaardistab Elering juba täna võrgu läbilaskevõime kitsaskohtasid, et alustada vajalike ettevalmistustega võrguelementide investeeringute ehitushangete jaoks. Käesolev elektriülekandevõrgu arengukava arvestab võrreldes eelmise arengukavaga aeglasema taastuvenergiale ülemineku tempoga, mis on kooskõlas ENMAK 2035-s ettenähtud arengutega. ENMAK 2035 kohaselt ei ole taastuvelektri 100%-lise osakaalu saavutamine elektri lõpptarbimisest 2030. aastaks realiseeritav ega majanduslikult otstarbekas — sõltuvalt tarbimismahust võib see olla saavutatav 2035. aastaks, ning Eesti pikaajaline eesmärk on katta elektritarbimine puhta elektriga hiljemalt 2040. aastaks. Käesolevas arengukavas on arenduskohustuse raames esmajärjekorras ette nähtud 1500 MW ulatuses uute tootmisvõimsuste elektrivõrguga ühendamine 2030. aastaks, lähtudes arendusprojektide planeeringulisest küpsusest ning teostatavusest kavandataval perioodil. Lisaks on arenduskohustuse mahu kujundamisel arvesse võetud taastuvenergia vähempakkumised ning pikaajaline sagedusreservide hange. Tootmisportfelli on täpsemalt kirjeldatud peatükis 3.4.1. Uue arenduskohustuse kohaselt peab põhivõrk olema valmis nii tarbimis- kui ka tootmisvõimsuste lisandumiseks. See tähendab, et võrgu arendamisel tuleb arvestada mitte ainult olemasolevate liitumistega, vaid ka potentsiaalse tootmis- ja tarbimisvõimsuste kasvuga.

Jaotusvõrgu tarbimise kasv toimub enamasti olemasolevates tarbimispiirkondades ning suhteliselt ühtlases tempos. Tarbimissuunalised ülekoormused, mis vajavad kiiremat võrgu tugevdamist ja ettearendamist, võivad olla seotud andmekeskuste ja salvestite lisandumisega. Siinjuures sõltub mõju võrgule väga palju liitumise võimsusest, pingeklassist ning asukohast (näiteks tupikliin).

Eraldi tähelepanu vajab andmekeskuste kiire kasv, mis seab põhimõtteliselt uued nõudmised nii võrgu planeerimisele kui ka töökindlusele. Vastavalt ENTSO-E andmekeskuste aruandele[14] on ajalooliselt käsitletud suuri tööstustarbijaid suhteliselt stabiilsete ja prognoositavatena, kuid andmekeskused erinevad neist mitmes olulises aspektis. Üksiku andmekeskuse võimsus võib ulatuda sadade megavattideni, mistõttu on andmekeskuste mõju elektrisüsteemile muutunud süsteemselt oluliseks. Andmekeskuste elektritarbimine on juhitud sisemise tarkvara loogikaga, mitte mehaanilise inertsi kaudu. See tähendab, et tarbimine võib muutuda kümnete megavattide ulatuses millisekundite jooksul — kiiremini, kui paljud tavapärased reguleerimisressursid jõuavad reageerida. Sellised järsud koormushüpped ilmnevad võrgule kui ettearvamatud koormusmuutused ning võivad põhjustada pingehälbeid ja sagedusprobleeme. Võrgu planeerimisel tekitab väljakutseid ka andmekeskuste reaalse tarbimise ettearvamatus. Liitumistaotlus ja tegelik tarbimismaht võivad pikalt lahkneda: 50 MW lepingulise võimsusega rajatis võib aastaid töötada 20–30 MW juures, ilma selge prognoosita, millal täisvõimsus käiku läheb. See raskendab investeeringute ajastamist ja läbilaskevõime planeerimist. Andmekeskuste ühendamisel põhivõrku tuleb seega arvestada mitte üksnes liitumispunkti väljaehitamise vajadusega, vaid ka nende eripärast tulenevate riskidega ning vajadusega leppida kokku paindlikud liitumistingimused, mis seovad lepingulise võimsuse tegeliku tarbimise prognoosiga.

Viimased liitumisarvutused näitavad, et elektrisüsteemi seisukohalt väikseima lisakoormuse ja investeeringuvajadusega on liitumine 330 kV pingel, kus õhuliinide suurem läbilaskevõime võimaldab märkimisväärseid võimsusi üle kanda ilma ülekoormuseta. 110 kV võrku on optimaalne lisada kuni 100 MW liitumisvõimsust — suurematel võimsustel muutub vajalike võrgutugevduste väljaehitamine oluliselt keerulisemaks ja ajakulukamaks. Suuremate kui 100 MW liitumiste puhul 110 kV võrku on pikk elluviimisaeg tingitud mitme paralleelse protsessi keerukusest ja ajamahukusest. Liitumispunkti väljaehitamine eeldab üldjuhul olemasoleva alajaama laiendamist või uue 110 kV alajaama ning sageli ka täiendavate 110 kV ühenduste rajamist, et tagada N-1 töökindluse nõude täitmine. Kui liitumine nõuab uut liinitrasse, tuleb alustada trassi uuringutega ja muude maaküsimustega. Alles pärast planeerimismenetluse lõppu saab alustada projekteerimise ja ehitushangetega, mille läbiviimine ja ehitustööde teostamine nõuab omakorda kuni mitu aastat. Mistõttu on suuremahuliste liitumiste puhul varase planeerimise ja tiheda koostöö tähtsus Eleringi ja liituja vahel kriitilise tähtsusega. Suurte tootmissuunaliste võimsuste koondumisega 110 kV võrku kaasnevad märkimisväärsed lokaalsed ülekoormused ja sellest tulenevad

[14] FINAL_ENTSO-E_Data_Centres_260430.pdf

investeeringuvajadused, eriti piirkondades, kus võrgu läbilaskevõime on juba piiratud. Võrgu planeerimisel tuleb seetõttu arvestada samaaegselt nii piirkondliku tootmis- ja tarbimiskoormuse kasvuga, andmekeskuste võimaliku kontsentreerumisega kui ka riikidevaheliste võimsusvoogude muutustega. Samas üksik arenduste jaoks võrku ette arendamine, nt et kõik alajaamad, sõltuvalt pingeklassist, oleksid võimelised teatud võimsust tagada, näiteks 100 MW 110 kV võrku liitumisel pole majanduslikult mõistlik. Arendamised suunatakse sinna, kus on reaalne potentsiaal projektide realiseerumisel.

4.1 peatüki eesmärk on kirjeldada arenduskohustuse täitmiseks kasutatavat võrguanalüüsi metoodikat, võrgumudelite koostamise põhimõtteid ning investeeringuvajaduste määramise loogikat. Aastaks 2030-ks arenduskohustuse raames leitud ülekoormuste ja vajalike võrgutugevduste analüüsi tulemused on kirjeldatud peatükis 5.2.1.

4.1.2 Võrgu analüüsi metoodika

Elering lähtub oma tegevuses avalikust huvist, mille eesmärk on tagada elektrisüsteemi tehniline toimimine, varustuskindlus ning toimiv elektriturg.

Eleringi investeeringute peamised eesmärgid on:

- varustuskindlust toetavad investeeringud
- elektrituru arengut toetavad investeeringud (välisühendused)
- võrgu läbilaskevõime tagamine uute liitumiste ja koormuse kasvu võimaldamiseks
- võrgu vananemise peatamine
- töökindluse parandamine (pingekvaliteet ja katkestuste vähendamine)
- ettevõtte efektiivsuse suurendamine ja kadude vähendamine
- uute klientide liitumiste võimaldamine

Prioriteetsete investeeringute väljaselgitamiseks koostatakse tehnilis-majanduslikud põhjendused ning rekonstrueerimist vajavate alajaamade ja liinide pingerida.

Investeeringud jagunevad kolme kategooriasse:

- **Kindlad investeeringud** on projektid, mille puhul on tagatud rahastus ning tehtud investeerimisotsus. Sellised projektid on kinnitatud Eleringi nõukogu poolt ning kajastuvad ettevõtte kinnitatud eelarves.
- **Planeeritavad investeeringud** on projektid, mille ettevalmistamist või ehitust on kavas alustada järgmise viie aasta jooksul, kuid mille puhul ei ole veel tehtud lõplikku investeerimisotsust.

- **Perspektiivsed investeeringud** on võimalikud tulevikuprojektid, mille vajadus sõltub elektrisüsteemi arengust, tarbimise kasvust ning tootmisvõimsuste lisandumisest.

Perspektiivsete investeeringute vajadust hinnatakse regulaarselt arengukava uuendamise käigus ning vajadusel viiakse need planeeritavate investeeringute staatusesse. Investeerimisprojektide nimekirja ning realiseerimise ajakava vaadatakse üle vähemalt kord aastas.

Võrgu läbilaskevõime tagamise uute liitumiste ja koormuse kasvu võimaldamiseks kriteeriumi täimiseks teostatakse erinevaid liike võrguanalüüse, mis võib jagada kolme kategooriasse:

- liitumisarvutused
- arendusarvutused
- perspektiivsed arvutused

Arvutused erinevad eelkõige kasutatavate algandmete, ajahorisondi ning analüüsi eesmärgi poolest. Kõik arvutused viiakse läbi elektrivõrgu simulatsioonitarkvaraga PSS/E, kasutades Eesti elektrivõrgu detailset mudelit ning vajadusel Balti regiooni ühiseid perspektiivmudeleid. Perspektiivmudeleid koostatakse kolme ajahorisondi jaoks:

- lühiajaline periood (1–5 aastat)
- keskmine periood (5 aastat)
- pikaajaline periood (10+ aastat)

Koostatud mudelitega teostatakse elektrisüsteemi töö arvutusi, millega hinnatakse võimsusvoogude jaotumist, liinide ja trafode koormust ning pingenivoosid võrgusõlmedes.

Kõikide arvutuste puhul kasutatakse ühtseid modelleerimise põhimõtteid. Arvutustes kasutatakse kolme hooajalist mudelit:

- suvi (õhu temperatuur on +25 °C)
- kevad-sügis (+10 °C)
- talv (0 °C)

Hooaeg määrab eelkõige liinide lubatud läbilaskevõime, mis sõltub ümbritseva keskkonna temperatuurist. Baasmudeli topoloogia põhineb üldjuhul eelmise aasta lõpu seisul. Mudelit uuendatakse vähemalt kord aastas ning vahepeal valminud

investeeringud lisatakse mudelisse jooksvalt. Lisaks Eesti elektrivõrgule sisaldavad mudelid vajadusel ka Balti riikide ning lähiriikide võrgu elemente, et arvestada riikidevaheliste võimsusvoogude mõju.

Võrguanalüüsides lähtutakse N-1 töökindluse põhimõttest. See tähendab, et elektrisüsteem peab töötama lubatud piirides ka juhul, kui üks võrgu element (liin, jõutrafo) tööst väljas on.

Liinide ja trafode lubatud koormus määratakse nende projekteeritud termiliste piirväärtuste alusel. Arvutustes eeldatakse, et ühenduse aktiivvõimsuse järgi arvutatav staatilise stabiilsuse varutegur peab tavatöö olema vähemalt 20% ja avariijärgses töös vähemalt 8%. Sellest suuremaid vooge loetakse ülekoormuseks.

Arvutustes analüüsitakse erinevaid võimalikke häiringuid ning hinnatakse nende mõju võimsusvoogudele ja pingetasemetele. Kõige kriitilisem ülekoormus määrab võrgu dimensioneerimise vajaduse.

Tootmis- ja tarbimisprofiilide koostamisel kasutatakse nii ajaloolisi mõõteandmeid kui ka tulevikuprognoose. Tootmine jaotatakse tehnoloogia järgi järgmisteks gruppideks:

- tuuleenergia
- päikeseenergia
- biomass
- mittetaastuvatel allikatel põhinev tootmine
- salvestid

Iga taastuvenergia tehnoloogia jaoks modelleeritakse vähemalt üks mudel, kus vastav tehnoloogia töötab maksimaalse võimsusega. Arvutustes arvestatakse maksimaalseid hooajalisi ülekandevõimsusi riikide vahel. Ekspordi ja impordi stsenaariumid määratakse vastavalt olemasolevatele välisühenduste läbilaskevõimetele. (võrgusüsteemi olekute koostamise metoodika on kirjeldatud pt. 3.4.2). Kui võrguanalüüsis tuvastatakse ülekoormusi, siis analüüsitakse erinevaid tehnilisi lahendusi nende kõrvaldamiseks. Võimalikud lahendused võivad hõlmata näiteks:

- liinide rekonstrueerimist
- uute liinide rajamist
- trafode võimsuse suurendamist
- reaktiivvõimsuse kompenseerimise seadmete paigaldamist
- uute 110/330 kV sõlmede rajamist

Alternatiividest valitakse tehniliselt, ajaliselt ja majanduslikult optimaalseim lahendus. Kõikide piirkondade puhul valitud alternatiivide koondmõju kontrollitakse lisaks mudelis tervikuna, sealjuures jälgitakse, et ei tekiks uusi ülekoormusi ja pudelikaelasid.

4.1.2.1 Liitumisarvutused

Liitumisarvutuste eesmärk on hinnata konkreetse liitumise mõju elektrivõrgule ning määrata vajalikud võrgutugevdused. Arvutustes kasutatakse hooajalisi baasmudeleid, mille topoloogia põhineb olemasoleval võrgul ning kindlatel investeeringutel. Investeeringute kihid koostatakse investeeringute kavas planeeritud valmimisaasta järgi. Tarbimisprofiilid põhinevad viimase kuni kolme aasta mõõteandmetel ning arvestavad aasta hooajalisi tipukoormusi (valitakse kõige raskem juhtum). Tipukoormuste andmetele lisatakse ka võimaliku tarbimisekasvuga profiili.

Tootmisprofiil sisaldab:

- olemasolevaid tootmisvõimsusi
- Eleringi poolt valideeritud uusi tootmisprojekte

Võrgusüsteemide olekute koostamisel analüüsitakse erinevaid stsenaariume, sealhulgas olukordi, kus üks või mitu tootmistehnoloogiat töötavad maksimaalse võimsusega.

Liitumisarvutuste tulemusena määratakse:

- liitumise mõju võimsusvoogudele
- liitumisega seotud võimalikud ülekoormused
- vajalikud võrguinvesteeringud

Arvutuste tulemusi kasutatakse liitumislepingu tingimuste ning liitumistähtaja määramisel.

4.1.2.2 Arendusarvutused

Arendusarvutuste eesmärk on hinnata tootmis- ja tarbimiskasvu koosmõju elektrivõrgule viie aasta perspektiivis. Baasmudeli võrgutopoloogia vastab ligikaudu viie aasta perspektiivile ning sisaldab selleks ajaks planeeritud kindlaid investeeringuid.

Arvutustes arvestatakse:

- Elektritarbimise uuringust tulnud prognoositavat tarbimise kasvu alajaamade kaupa
- olemasolevaid ja valideeritud tootmisprojekte
- perspektiivseid tootmisvõimsusi

Arendusarvutuste tulemusena tuvastatakse elektrivõrgu pudelikaelad ning hinnatakse vajalike investeeringute mahtu. Kui sama võrgu element osutub ülekoormatuks nii liitumis- kui arendusarvutustes, siis määratakse vajaliku investeeringu maht suurema ülekoormuse alusel, et vältida korduvaid rekonstrueerimisi. Arendusarvutuse jaoks kasutatud tootmisportfelli ja analüüsi uuendatakse vähemalt kord kvartalis.

Arendusarvutuste käigus analüüsitakse lisaks:

- pingestabiilsust
- reaktiivvõimsuse kompenseerimise vajadust

4.1.2.3 Perspektiivsed arvutused

Perspektiivsete arvutuste eesmärk on hinnata elektrivõrgu arenguvajadusi pikaajalises vaates. Baasmudeli võrgutopoloogia vastab ligikaudu kümne aasta perspektiivile ning sisaldab:

- kindlaid investeeringuid
- planeeritavaid investeeringuid
- perspektiivseid investeeringuid

Arvutustes arvestatakse pikaajalist tarbimiskasvu ning olemasolevate ja perspektiivsete tootmisvõimsuste lisandumist. Perspektiivsete arvutuste abil hinnatakse:

- elektrisüsteemi võimalikke tulevasi pudelikaelu
- uute investeeringute vajadust
- riikidevaheliste ühenduste rolli süsteemi töös

Analüüsi tulemusi kasutatakse elektrivõrgu pikaajalise arengustrateegia koostamisel ning investeeringute prioriseerimisel.

4.1.3 Paindlikkuse rakendamine võrguinvesteeringute edasilükkamiseks

Paindlikkuse analüüsi eesmärk on hinnata, millises ulatuses on võimalik elektrisüsteemi piiranguid leevendada ilma koheste võrguinvesteeringuteta, kasutades tootmise ja tarbimise juhtimist.

Analüüs võimaldab:

- vähendada süsteemi kogukulusid
- ajastada investeeringuid optimaalselt
- säilitada süsteemi töökindlus ka muutuvates oludes

Investeeringu tegemise otsus põhineb investeeringu kogumaksumuse võrdlusel investeeringu tegemata jätmise ja edasilükkamise korral kaasneva

kompensatsioonikuludega. Kui investeeringu elutsükli jooksul diskonteeritud kompensatsioonikulud ületavad investeeringu kogukulu, on investeering majanduslikult põhjendatud. Vastupidisel juhul on kuluefektiivsem rakendada kompensatsioonimehhanismi ning investeeringut mitte ellu viia eeldusel, et see ei sea ohtu süsteemi töökindlust ega õigusaktidest tulenevate nõuete täitmist. Uue liitumise kontseptiooni järgi rakendusid samasugused paindlikud liitumistingimused kõigile uutele liitujatele põhimõttega, et Elering kompenseerib ebapiisava läbilaskevõime korral piirangutest saamata jäänud tulu. Liitumispunkti väljaehitamine ja selle ehitamiseks otseselt seotud võrguehituse investeeringud arvestatakse liitumislepingu tähtaja määramisel. Eraldi üldise võrgutugevduse investeeringutega konkreetseid liitumispunkte ja tähtaegu ei seota, vaid Elering hindab jooksvalt vajalike investeeringute prioriteetsust ning valmimise järjekorda. Nendeks mõjufaktoriteks on:

- Investeeringu tegemata jätmise või edasilükkamise mõju ülekoormustele ja piirangutele
    - Esmajärjekorras lahendatakse suuremad ja sagedasemad ülekoormused, mis kujutavad võrgu tööle suuremat riski
- Investeeringu realiseerimiseks katkestuse saamine
- Investeeringuvajadusega otseselt seotud tootmisvõimsuste ajagraafik ja nende võrku liitumise kindlus

Paindlikkust rakendatakse:

- Tehnilistel põhjustel
- Investeeringute ajaldamiseks
- Lühiajaliselt tootmise piiramiseks, kui see leevendab antud hetke võimalike liinide ülekoormusi. Selle vajadust hindab operatiivjuhtimine

Tehniline piiramine toimub, kui tootmise prognoosi ja võrgu seisundi tulemusel on oodata mõne võrguelemendi ülekoormumist. Sellisel juhul peab võrguettevõtja tootmist piirama, et võrguelement üle ei koormuks ning ei tekiks tehnilist riket. Eleringi eesmärgiks on läbi võrguinvesteeringute tehnilise piiramise vajadus viia võimalikult väikeseks sh arvestades majanduslikku efektiivsust.

Taastuvelektriga seotud võrguinvesteeringute võimalikul ajaldamisel hinnatakse võimalike ülekoormuste ulatust ning sagedust. Kui ülekoormuse ulatus ja sagedus on vahemikus, mis ei põhjusta süsteemile liigseid riske ja kompenseerimise kulusid, võib otsustada need investeeringud edasi lükata.

Võrgupiirangutest tuleneva tehnilise tootmise piiramise rakendamisel on oluline, et piirangud oleksid nii tehniliselt põhjendatud kui ka majanduslikult efektiivsed. Selleks

on välja töötatud metoodika, mis võimaldab hinnata ja määrata iga konkreetse elektrivõrgu oleku ja N-1 olukorra jaoks minimaalse vajaliku tootmise piiramise mahu, mis on piisav võrgu ülekoormuste kõrvaldamiseks.

Metoodika põhineb N-1 võrguarvutustel ning analüüsib generaatorite tootmismahu muutuste mõju ülekoormatud võrgu elementidele. Iga kriitilise N-1 olukorra korral hinnatakse, millised generaatorid mõjutavad ülekoormatud liinide koormust ning millises ulatuses, võimaldades määrata tootmisüksused, mille tootmismahu muutmisel on suurim mõju ülekoormuste leevendamisele. Ülekoormuste kõrvaldamist käsitletakse optimeerimisülesandena, mille eesmärk on leida selline generaatorite tootmise piiramise kombinatsioon, mis:

- kõrvaldab kõik ülekoormused vastavas N-1 olukorras
- tagab võrgu elementide lubatud töö
- minimeerib kogu piiramismahu ning sellega seotud kompensatsioonikulud

Leitud piiramismahud kontrollitakse täiendavate võrguarvutustega, kus piiratud tootmisprofiil rakendatakse uuesti ning hinnatakse nii ülekoormuste kõrvaldamise tulemuslikkust kui ka piirangute mõju teistele võrgu elementidele.

Kirjeldatud metoodika võimaldab hinnata, millises ulatuses on tootmise piiramine kasutatav ajutise lahendusena võrguinvesteeringute ajaldamisel, ning millal ülekandevõimsuste puudujääk muutub selliseks, mis eeldab püsivate võrguinvesteeringute elluviimist. Seeläbi toetab metoodika otseselt investeeringute prioriseerimist ning tagab, et paindlikkust rakendatakse proportsionaalselt ja ainult ulatuses, mis on võrgu töökindluse seisukohalt vajalik.

Eeltoodud metoodikat kasutatakse ka operatiivjuhtimise planeerimise etappides – kuu-ette, nädal-ette ja päev-ette. Igas etapis võetakse parim teadaolev info arvesse ning hinnatakse kas võrgu konfiguratsiooni ja tootmise hinnanguliste plaanide korral tekib süsteemis probleeme. Juhul kui tuvastatakse planeerimise etapis ülekoormus probleeme, on võimalik ennetavalt rakendada piirangud tootmisseadmetele, et kriitilisi ülekoormusi vältida. Kui prognoosid erinevad või lühiajalised ülekoormused on süsteemi jaoks talutavad piiratakse tootmisseadmed ainult reaalaja süsteemijuhtimise etapis vajalikus mahus. Tootmissuunalise võimsuse piiramise metoodika[15] on välja kujunemisel ning rohkem selle kohta saab lugeda avalikul konsultatsioonil olevast dokumendist.

[15] Tootmissuunalise võimsuse piiramise metoodika_uus_versioon_0.pdf

4.2 Investeeringuprojektide riskijuhtimine

Investeeringuprojektide riskide hindamine ja haldamine toimub ettevõttes ühtse raamistiku alusel läbi erinevate juhtimistasandite. Eleringi üleselt on kasutusel COSO ERM riskijuhtimise raamistik. Ettevõtte olulisemad riskid on kirjeldatud riskiregistris, mis muuhulgas käsitleb ka investeeringuprojektide realiseerimisega seotud riske. Riskikaartidel on kirjeldatud võimalikud riski realiseerumist esile kutsuvad sündmused, tagajärjed ning maandavad meetmed.

Taristu investeeringuprojektide elluviimist korraldab projektijuhtimise üksus, millel on lähtuvalt ettevõtteülesest riskihalduse raamistikust tegevused riskide hindamiseks ja haldamiseks.

Peamised taristu investeeringuprojektide riskid ja nende maandusmeetmed:

- Ehitusprojekti valmimise hilinemine

Valmimise hilinemise risk võib käivituda erinevatest sündmusest nagu hankemenetluse venimine, sh selle tulemuste vaidlustamine, maakasutuse kokkulepete mittesaavutamine või venimine, mittetõhus koostöö ehituse töövõtjaga, seadmete tarneraskused jms. Maandamismeetmed - läbimõeldud ja realistlikud projektiplaanid, perioodiline aruandlus, süsteemne koostöö töövõtjaga, seadmete tarneraskuste ennetamiseks reservseadmete laovarude omamine.

- Ehitusprojekti kallinemine

Võrreldes eelarvestatud ehitusprojekti eelarvega võib kallinemise riski realiseerumiseks käivitav sündmus olla tööde ja seadmete hindade muutus, energiaprojektide tööde turunõudluse muutus, hankes sätestatud tehnilised tingimused või lepingulised tingimused. Maandamismeetmetena käsitletakse standardiseeritud lahendusi, läbimõeldud tehnilisi nõudeid, erinevate riigihanke vahendite võimalusi, projekti tervise monitooringut ja riskide varajast tuvastamist.

- Töökeskkonna ebaturvalisus

Ohutus ehitusobjektidel on Eleringi jaoks väga oluline ja sellele seatud kõrged standardid. Potentsiaalselt riski käivitavaks sündmuseks on elektriohutus-, tuleohutus- või gaasiohutusnõudeid mittejärgiv tegevus. Maandamismeetmeteks sätestatud ohutusmeetmete rakendamine, regulaarne kontroll ning koolitused, õppused, instruktaaž ning vastav koostöö töövõtjaga.

4.3 Kriisivalmiduse tõstmine

Regiooni muutunud julgeolekuolukorraga on suurenenud risk eri liiki hübriidrünnakuteks kriitilise taristu vastu. Antud riski maandamiseks on Elering alustanud mahukat kriisivalmiduse investeeringute programmi. Kinnitatud kriisivalmiduse eelarve aastateks 2025 kuni 2030 on ligikaudu 200 miljonit eurot. Kriisivalmiduse investeeringute teostamiseks taotlesid Balti riikide ja Poola põhivõrguettevõtted septembris 2025 kaasrahastust läbi Euroopa Ühendamise Rahastu (CEF). Kaasrahastustaotlusega soovisid Balti ja Poola TSO-d saada EL poolset toetust sünkroniseerimise raames rajatud taristu tõhusamaks kaitseks ja seireks hübriidohtude vastu. Eduka taotlusega eraldati Balti riikidele EL poolset toetust kogusummas 112 miljonit eurot, millest omakorda 51 miljonit eurot on mõeldud Eleringile kuuluva taristu kaitse ja seiremeetmete parendamiseks. Täiendavalt kaetakse kriisivalmiduse investeeringute maksumus Ülekoormustulu Fondist (ÜKT) ja elektritariifist.

Kokkuvõtlikult on kriisivalmiduse programmi raames tehtavate investeeringute eesmärk järgnev:

1) Tõsta süsteemikriitiliste objektide vastupanuvõimet võimalike hübriidrünnakute vastu;
2) Tagada objektidele täiendav kaugseire ja tuvastamisvõimekus;
3) Kiirendada ja hõlbustada alajaamade ja õhuliinide taastamist.

Kriisivalmiduse investeeringutest moodustab olulise osa eri liiki reserv- ja taasteseadmete soetamine. Näiteks hangitakse kriisivalmiduse programmi raames 110 kV mobiilne alajaam, mis on mõeldud ajutiseks kasutamiseks oludes, kus on kiiresti vaja asendada riknenud trafo või selle lahtri seadmed, tagades samal ajal elektriühenduse tarbijatele. Täiendavalt suurendatakse 330 kV alajaamade varu- ja reservseadmete hulka, soetatakse trafode vedamise ja tõstmise seadmeid, täiendatakse EstLinkide diagnostika ja reservseadmete varusid, suurendatakse alajaamade seadmete kriisivaru jpm.

Kriisivalmiduse tõstmine on Eleringi strateegiline prioriteet. Praegune kinnitatud investeeringute kava on mõeldud aastani 2030 ning mida vaadatakse iga-aastaselt üle.

5 Eesti-sisesed investeeringud

- Eleringi ja Elektrilevi ühine võrguplaneerimine võimaldab kasutada tarbijate raha efektiivsemalt – optimeerida 35 kV ja 110 kV võrgu arengut, vabastada õhuliinikoridore, luua võimalused ligikaudu 400 MW täiendavate võimsuste liitumiseks ning saavutada vähemalt 54 miljoni euro suurune põhi-ja jaotusvõrgu ülene investeeringute kokkuhoid.
- Võrgu arendamisel valmistatakse kriitilisemate investeeringute eeltööd ette aegsasti, et lühendada liitumise rajamise tähtaegu, vähendada projekti riske ja samas hoida kogukulud kontrolli all.
- Mitmes piirkonnas on olemasolevate alajaamade laiendusvõimalused ammendunud. Selleks on alustatud sobivate asukohtade ja tehniliste lahenduste ettevalmistamist, et tagada võrgu arenguvõime nendes piirkondades ka pikaajalises vaates.

5.1 Eleringi ja Elektrilevi ühine arengukava

Eleringi ja Elektrilevi poolt on koostatud ühine elektrivõrgu pikaajaline arengukava „Eesti elektrivõrgu arengukava aastani 2040“, mis arvestab lõppkliendi pikaajalisi koormuste muutuste vajadusi, tootmise arengut, varustuskindlust ning ühiskondlikku kulu ehk võrgu väljaehitamise kogukulu.

Arengukava koostamise käigus on analüüsitud ja lahendatud:

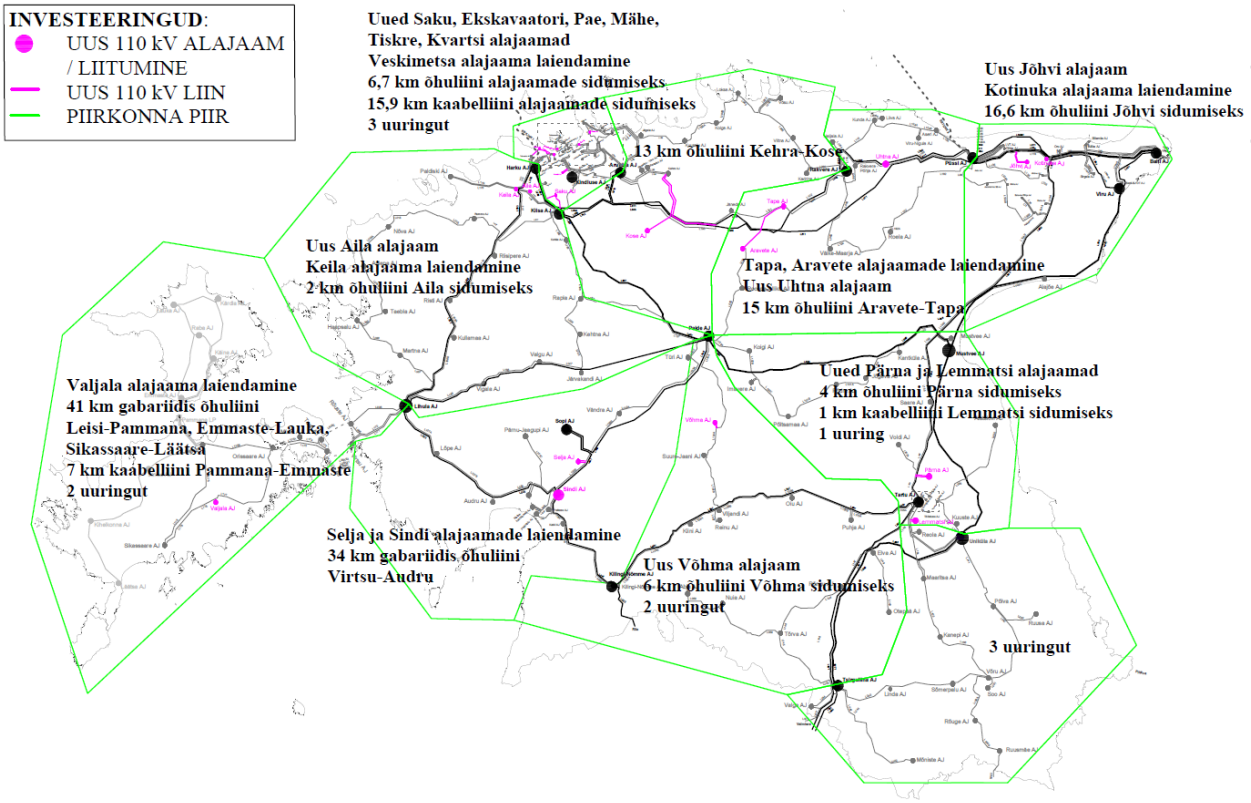
- Võrgu tarbimis- ja tootmissuunalisi koormuste prognoose kuni aastani 2040, sh arvestatud muutuseid tarbimises, taastuvenergia kasvus ning elektertranspordi vajadustega;
- Tagada piisav varustuskindluse tase, N-1 kindlus ja reserveeritavuse võimalused suurema mõjuga piirkondades;
- Alternatiivseid tehnilisi lahendusi võrreldakse kogumaksumuse ning varustuskindluse aspektidest lähtuvalt, tagades optimaalsed kogukulud ühiskonnale seadmete elukaare jooksul;
- Alternatiivsete tehniliste lahenduste kogukulusid on hinnatud diskonteeritud rahavoogude meetodil;
- Koostatud on võrgu arengu tervikvaade, mis arvestab optimeeritud alternatiivide elluviimist, varustuskindluse parendamist ja kohaliku elektritootmise arengu toetamist.

Arengukavas analüüsiti Eesti võrgupiirkonda ning leiti optimaalsed lahendused 20 alajaamale ja 420 kilomeetri ulatuses liinidele. Investeeringud on jaotatud kahte

kategooriasse: planeeritavad ja perspektiivsed. Planeeritavad investeeringud on kavandatud realiseerida järgneva viie aasta jooksul. Kaugemad investeeringuvajadused, mis arvestavad 2040. aasta ajahorisondi väljavaateid, on määratletud perspektiivsetena. Perspektiivsete investeeringute raames on lähiaastateks planeeritud väiksema mahuga 11 uuringut ja ettevalmistustööd (nt trassiuuringud ja planeeringud), mis võimaldavad vajaduse korral tulevikus investeeringuid kiiremini ellu viia. Arengukavas pole mainitud Elektrilevi tehtavaid kolme uuringut – 2 saarte piirkonnas ning 1 Viljandimaal. Perspektiivseid investeeringuid on näha iga fookuspiirkonna ülevaatlikul kaardil, kuid tekstis mainitakse ainult planeeritavaid investeeringuid, mille tegevused on selged. Kõik perspektiivsed investeeringud vaadatakse üle ühise arengukava järgmistes uuendustsüklites.

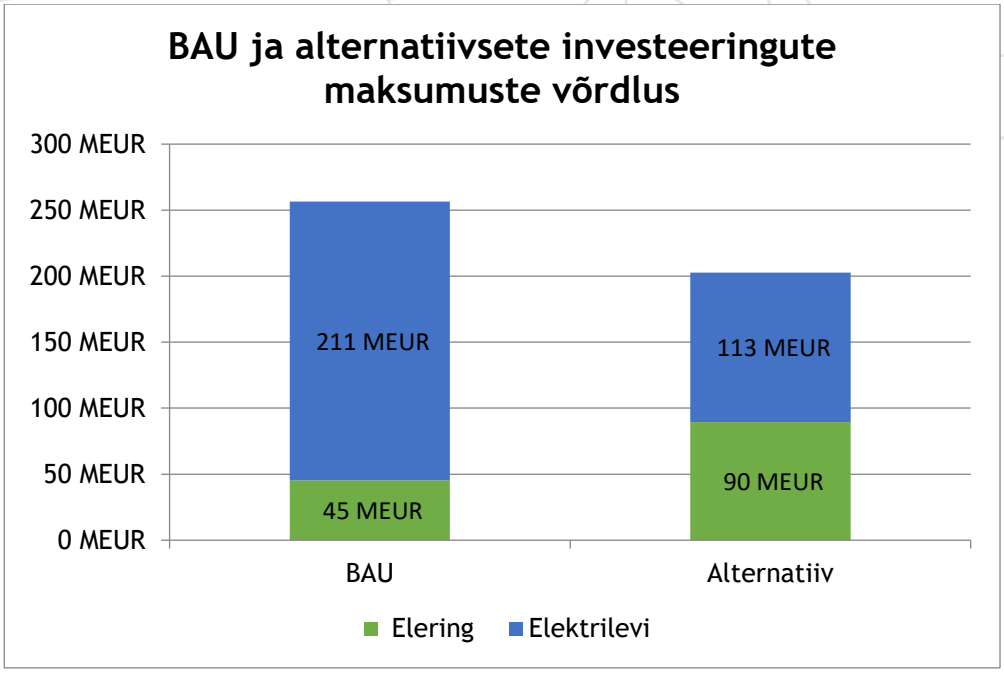
Kõige suuremad kokkuhoiukohad tulid välja just suure koormustiheduse ja suuremaid koormuse arenguid ettenägevates piirkondades: Tallinn, Tartu ja Pärnu. Suuremas mahus kokkuhoiu kohti leiti ka Ida-Virumaa piirkonnas, kus kokkuhoid tulenes koormuste geograafilisest ümberpaiknemisest võrreldes ajalooliste koormuste paiknemisega.

Selleks, et jaotusvõrgu ja põhivõrgu kattuvate investeeringute analüüs oleks konkreetsem, jaotati Eesti kümneks piirkonnaks ehk fookuspiirkonnaks. Fookuspiirkonna piirid valiti põhimõttel, et antud piirkonna sees olev 110 kV ja keskpinge võrk on tugevalt integreeritud ning lahendused on piirkonnasiseselt tugeva mõjuga. Piirkonnasiseste investeeringute mõju on minimaalne väljaspoole, kuna piirkonnad on elektriliselt piiritletud tugevate 330/110 kV alajaamadega. Antud arengukava raames analüüsiti mitmeid lahendusi probleemide likvideerimiseks ning nendest parimate lahenduste kirjeldusi on näha allolevates peatükkides. Kokkuvõtet graafiliselt kõigi fookuspiirkonna kohta on näha joonisel 5.1. Arengukava investeeringute elluviimise tulemusel kasvab elektrivõrkude tarbimis- ja tootmissuunaline läbilaskevõime 400 megavati võrra.



Joonis 5.1 Ühise arengukava raames planeeritavad investeeringud

Valitud lahenduste korral oleks Eleringi kulu 90 MEUR ning Elektrilevi kulu 113 MEUR, võrreldes tavastsenaariumiga (BAU - *Business as Usual*), kus Eleringi kulu oleks 45 MEUR ja Elektrilevil 211 MEUR (vt. joonis 5.2). Arengukava sihtfunktsiooniks oli minimeerida Eleringi ja Elektrilevi võrgu arenduse kogukulusid. Valitud lahenduste kohaselt on ühiskondlik võit vähemalt 54 MEUR.

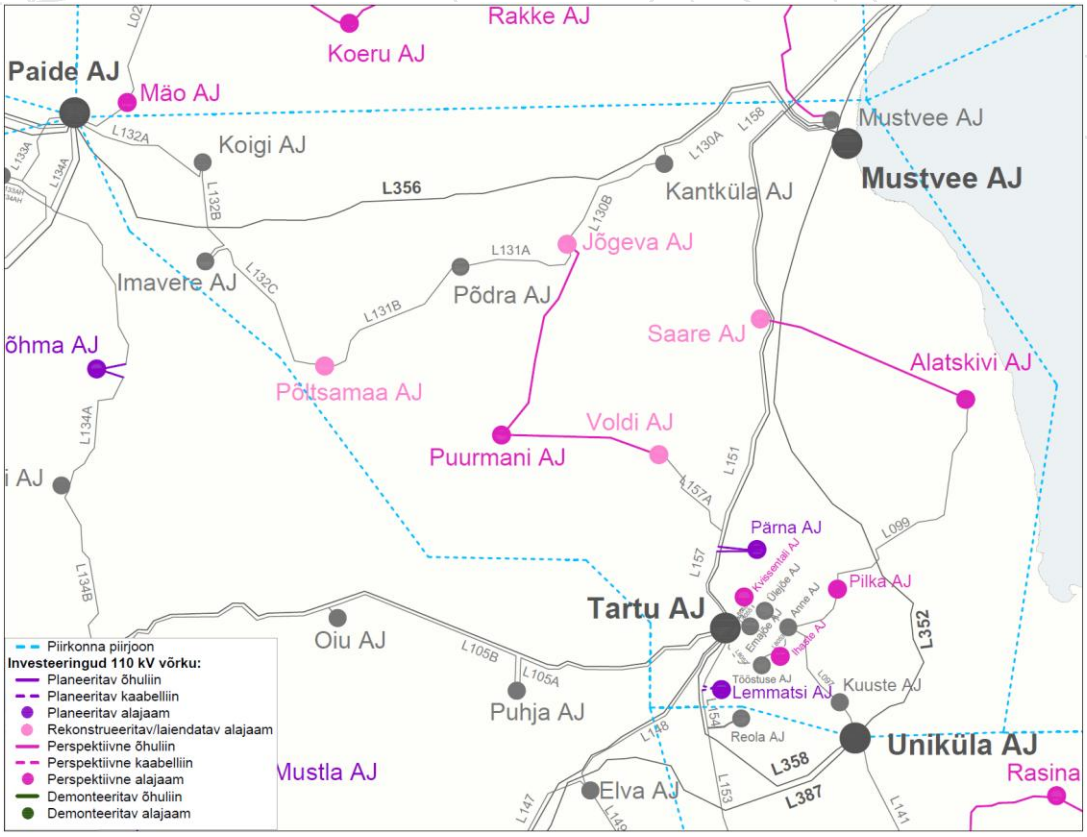


Joonis 5.2 Alternatiivsete investeeringute maksumuste võrdlus tavastsenaariumiga

5.1.1 Põhja-Tartumaa fookuspiirkond

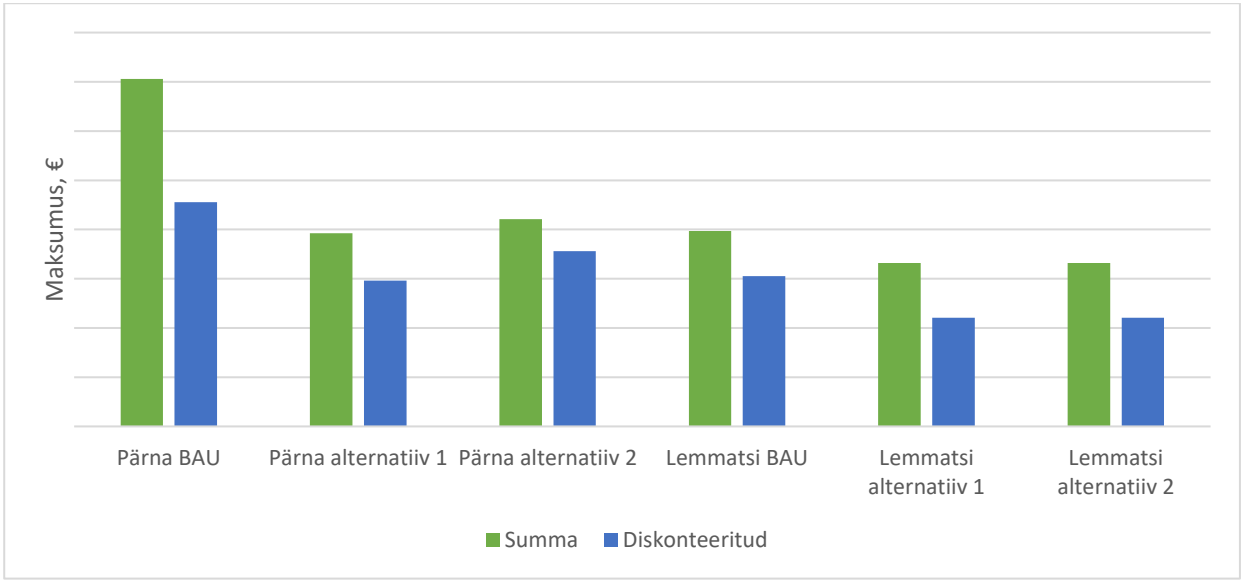
Põhja-Tartumaa fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Tartu, Uniküla, Mustvee ja Paide alajaamade vahel, kaasa arvatud Tartu linna piirkond.

Tallinna järel on Tartu linn ja selle lähiümbrus üks tihedama koormusega piirkond, kus tulevikus on ette näha kiiremat koormuste kasvu. Elektritransport ja tehnoloogiate elektrifitseerimine põhjustab täiendavat koormuste suurenemist lisaks võimsuste normaalsele kasvule. Modelleerimine on näidanud, et Tartu piirkonna võrgu elementidel (liinid, trafod, kaablid) kasvab koormatus keskmiselt 11%. Tsirguliina ja Tartu 330 kV jõutrafode koormuse kasv on keskmiselt 23%. Tartu 330 kV trafod on N-1 olukorras juba praegu maksimaalselt koormatud. Jaotusvõrku iseloomustab tihe koormustihedus ning koormuste kasv Tartu lähiümbruses, millele tänane võrk ei ole võimeline tulevikus varustuskindlust ja reserveeritavust tagama. Piirkonna ühes tähtsamas alajaamas, Tartu 330/110/35/15/10 kV alajaamas, põhjustab koormuste kasv reservrežiimil 110/35/10 trafode ülekoormuse 183%.



Joonis 5.3 Põhja-Tartumaa fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.4 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.4 Põhja-Tartumaa alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.1.1 Pärna alajaama piirkond

Pärna alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** - *Business as Usual* lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Pärna alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega liinilt L157 Tartu – Saare
- **Alternatiivne stsenaarium 2** - Pärna alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega liinidelt L157 Tartu - Saare ja L099 Anne – Alatskivi

Kõige odavamaks osutus alternatiiv 1, mille korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Pärna alajaamas kasvatada. Lisaks Tartu alajaamas 110/35/10 kV trafode koormus väheneb. Pilka – Pärna liin L098 võetakse kasutusele 15 kV pingel Pilka alajaama reserveerimiseks.

Uuritud kolme arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust ja on kuludelt kõige kallim;
- Alternatiivsete lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Alternatiiv 1 ja alternatiiv 2 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Pärna alajaamas kasvatada. Lisaks Tartu alajaama 110/35/10 kV trafode koormus väheneb;
- Alternatiiv 1 on kõige soodsam ning võrreldes alternatiiv 2-ga võimaldab see Pilka – Pärna liini L098 kasutuselevõtu 15 kV pingel Pilka alajaamas reserveerimiseks.

5.1.1.2 Lemmatsi alajaama piirkond

Lemmatsi alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Lemmatsi alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega liinilt L144A Tartu – Tööstuse.
- **Alternatiivne stsenaarium 2** - Lemmatsi alajaam viiakse üle 110 kV pingele toitega liinidelt L153 Tartu – Reola.

BAU lahendust ei ole mõistlik vaadata, kuna puudub ruum tarbimis- ja toomissuunaliste võimsuste suurendamiseks. Lisaks on Tartu alajaama trafod ülekoormatud ning 35 kV võrgu üleviimine 110 kV-le on alternatiiv kolmanda trafo paigalduseks. BAU lahenduse

puhul pole võimalik Tartu linna ja Kambja valda vabastada 3 km ulatuses 35 kV õhuliinidest.

Alternatiiv 2 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Lemmatsi alajaamas kasvatada. Lisaks Tartu alajaama 110/35/ kV trafode koormus väheneb. Tartu linna ja Kambja vallas vabaneb 3 km ulatuses 35 kV õhuliine.

Uuritud kahe arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- Alternatiivsete lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Alternatiiv 1 ja alternatiiv 2 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Lemmatsi alajaamas kasvatada. Lisaks Tartu alajaama 110/35/10 kV trafode koormus väheneb;
- Alternatiiv 1 ja alternatiiv 2 vahel puudub hinnaerinevus.

5.1.1.3 Anne alajaama piirkond

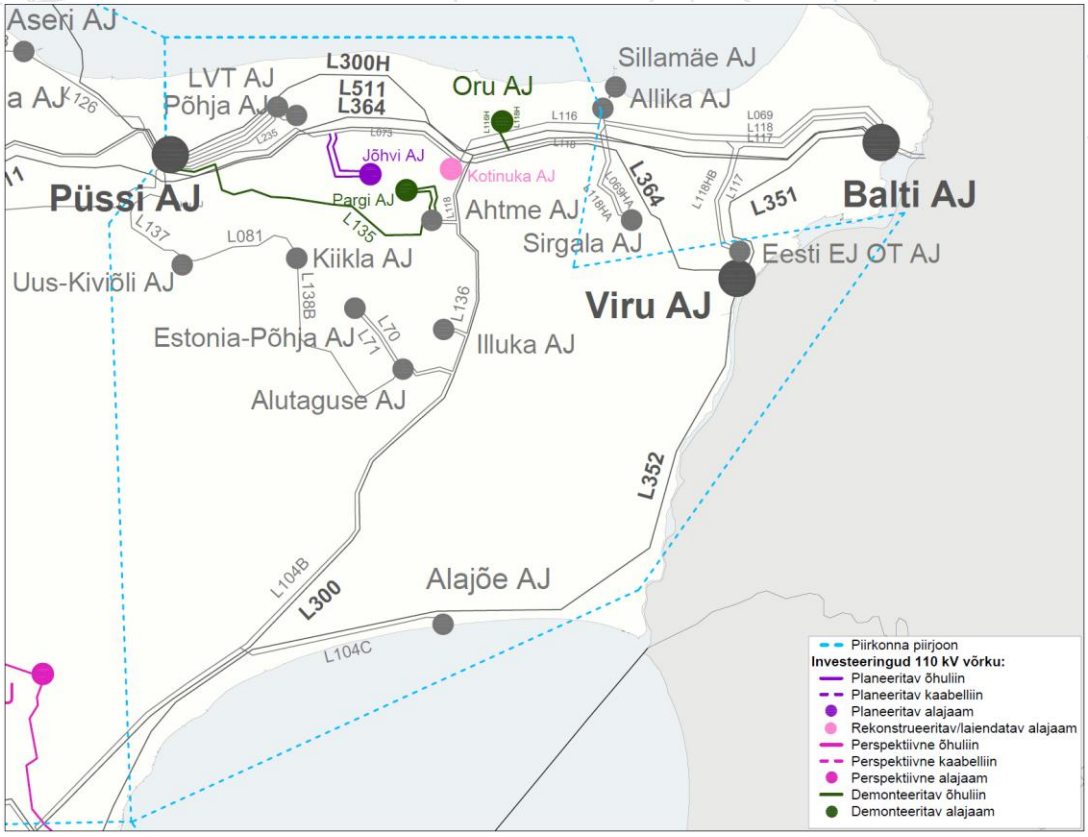
Anne alajaama piirkonna BAU lahendus näeks ette tarbimissuunalise reserveerimisprobleemi lahendamiseks ja tulevikus kasvavaid koormusi silmas pidades olemasolevate trafode vahetust võimsamate vastu.

5.1.2 Ida-Virumaa fookuspiirkond

Ida-Virumaa fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Püssi 330/110/20/10 kV, Balti 330/110 kV ja Mustvee 110/35/15/10 kV alajaamade vahel (v.a Sirgala, Allika ja Sillamäe 110 kV alajaamade võrgupiirkond).

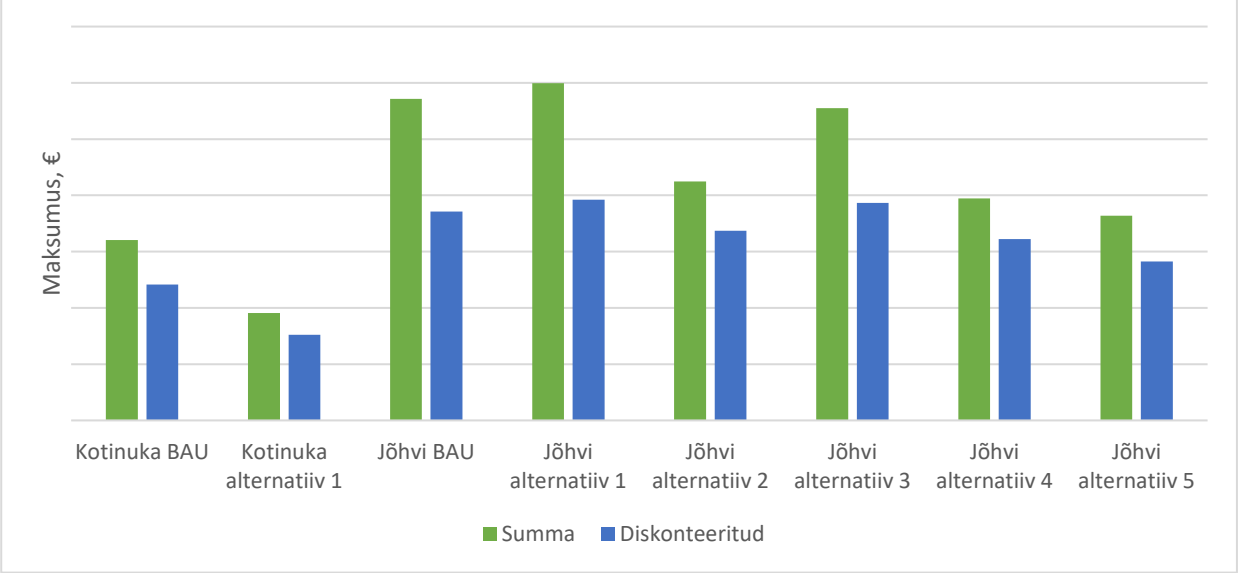
Antud fookuspiirkonda iseloomustab paralleelne vana 35 kV võrk ja uuem 110 kV võrk, mis asetsevad samades piirkondades. See on tekkinud ajalooliselt seoses erinevate võrguettevõtjate ja suurklientide toimetamisest nendes piirkondades. Põhiline eesmärk antud fookuspiirkonnas on võrgumahu optimeerimine ja eelkõige vana 35 kV võrgu likvideerimine. Samuti on takistuseks perspektiivsete tööstusparkide osas keskpingena kasutuses olev 6 kV pinge, mille kaudu ei ole tehniliselt otstarbekas suuri võimsusi edastada.

Fookuspiirkonnas demonteeritakse olemasolevad Oru 110/35/6 kV ja Pargi 110/6 kV alajaamad. Pargi alajaam ehitatakse ümber 20/6 kV pingele. Jõhvi 35/6 kV alajaam ehitatakse 110/20/6 kV pingele ning Elektrilevi liitub Kotinuka alajaamas. Kotinuka alajaama liitumise tulemusel on võimalik likvideerida olemasolevad Oru alajaam ja Toila 35/10 kV alajaamad.



Joonis 5.5 Ida-Virumaa fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.6 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.6 Ida-Virumaa alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.2.1 Kotinuka alajaama piirkond

Kotinuka alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual* lahendus, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Kotinuka 110/20 kV alajaamaga liitumine

Seoses Eesti Raudtee elektrifitseerimise, Jõhvi linna äripargi arenguga ning olemasolevate koormuste asukohtade muutumisega on otstarbeks lituda uue 110/20 kV alajaamaga lähtuvalt uutest koormuste asukohtadest. Kotinuka alajaamaga liitumine võimaldab likvideerida kaks piirkonna alajaama Oru 110/35/6 kV ja Toila 35/10 kV, tagada 20 kV toitepunkt uuele tööstuspargile ning võimaldab ka alustada Jõhvi linna 6 kV ja 35 kV võrgu üleviimist 20 kV-le. Jõhvi linnas toimub äripargi arendus ja selle lõplikuks koormuseks on planeeritud 15 MVA. Kuna 35 kV võrgu arendamist ei luba Elektrilevi võrgutehnika põhimõtted, siis tuleb lahendus leida 110 kV ülempingega alajaamade baasil.

Uuritud kahe arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- Alternatiivse lahendusega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine Jõhvi suunas (ka Tööstuspargi) ning väiksema koormusega Oru ja Toila alajaamade üleviimine 20 kV-le;
- Alternatiivlahenduse puhul väheneb 35 kV liinide võrgumaht 13 km võrra.

5.1.2.2 Jõhvi alajaama piirkond

Jõhvi linna ja lähiümbrust iseloomustab paralleelne vana 35 kV võrk ja uuem 110 kV võrk, mis asetsevad samades piirkondades. Põhiline eesmärk antud fookuspiirkonnas on võrgumahu optimeerimine ja eelkõige vana 35 kV võrgu likvideerimine. Kolme piirkonna alajaama (Pargi, Jõhvi ja Jõhvi-Ida) asemel on mõistlik jätta Jõhvi alajaam. Samuti on takistuseks perspektiivse tööstuspargi osas kasutatav 6 kV pinge, mille kaudu ei ole tehniliselt otstarbekas suuri võimsusi edastada. 20 kV pinge kasutusele võtuga uutes 110 kV ülempingega alajaamades luuakse alus 35 kV võrgu kaotamisele väljaspool linna.

Jõhvi alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kuus:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual* lahendus, Pargi 110 kV ja Jõhvi 35 kV alajaamade rekonstrueerimine
- **Alternatiiv 1** – Pargi 110 kV osaliini L074 eraldi mastidele viimine, Pargi 110 kV ja Jõhvi 35 kV alajaamade rekonstrueerimine

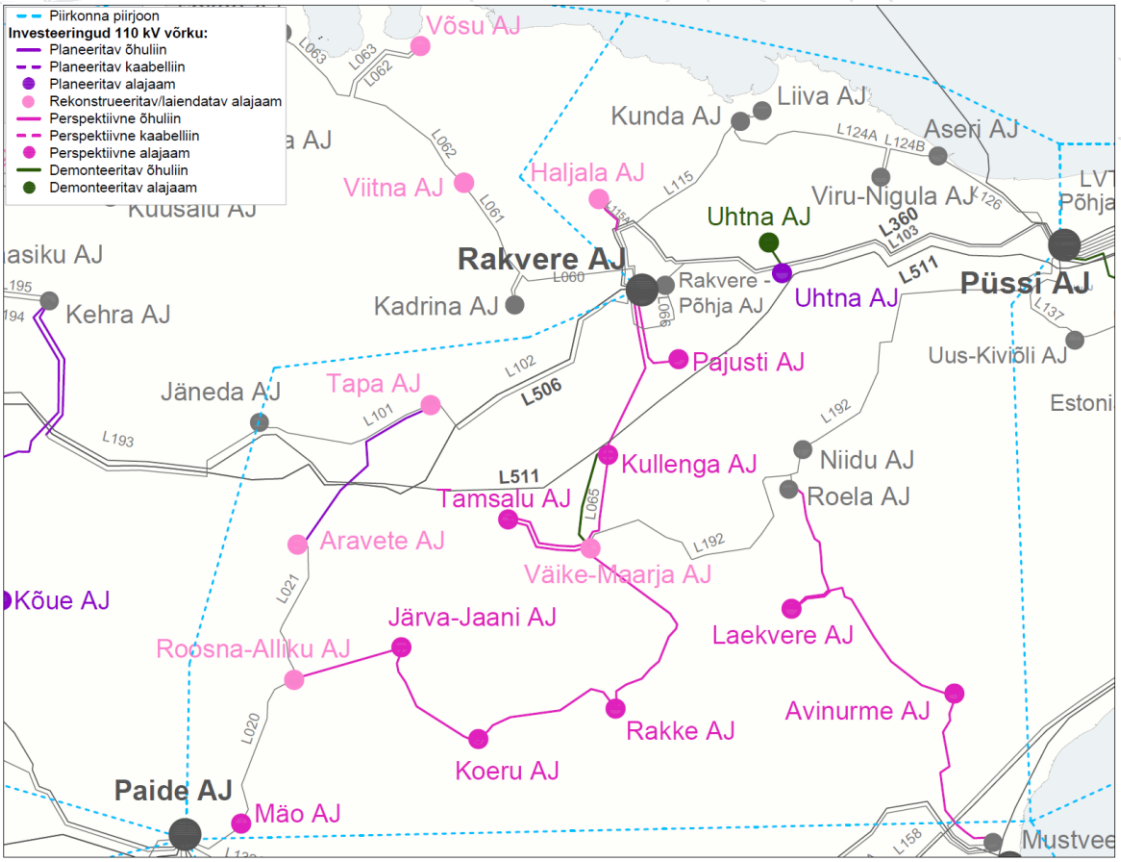
- **Alternatiiv 2** – Jõhvi 110 kV alajaama ehitus sisestustega liinidelt L08 ja L09
- **Alternatiiv 3** – Jõhvi 110 kV alajaama ehitus sisestustega liinidelt L07 ja L116
- **Alternatiiv 4** – Jõhvi 110 kV alajaama ehitus sisestustega liinidelt L074 ja L116
- **Alternatiiv 5** – Jõhvi 110 kV alajaama ehitus sisestustega liinilt L116

Uuritud kuue arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust ning on kulude poolest üks kallimaid;
- Alternatiivsete lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Alternatiivide 2-5 korral on võimalik tarbimis- ja tootmissuunalisi võimsusi Jõhvi alajaamas kasvatada ning likvideerida Pargi 110/6 kV alajaam;
- Alternatiiv 5 on diskonteeritud kuludelt kõige odavam.

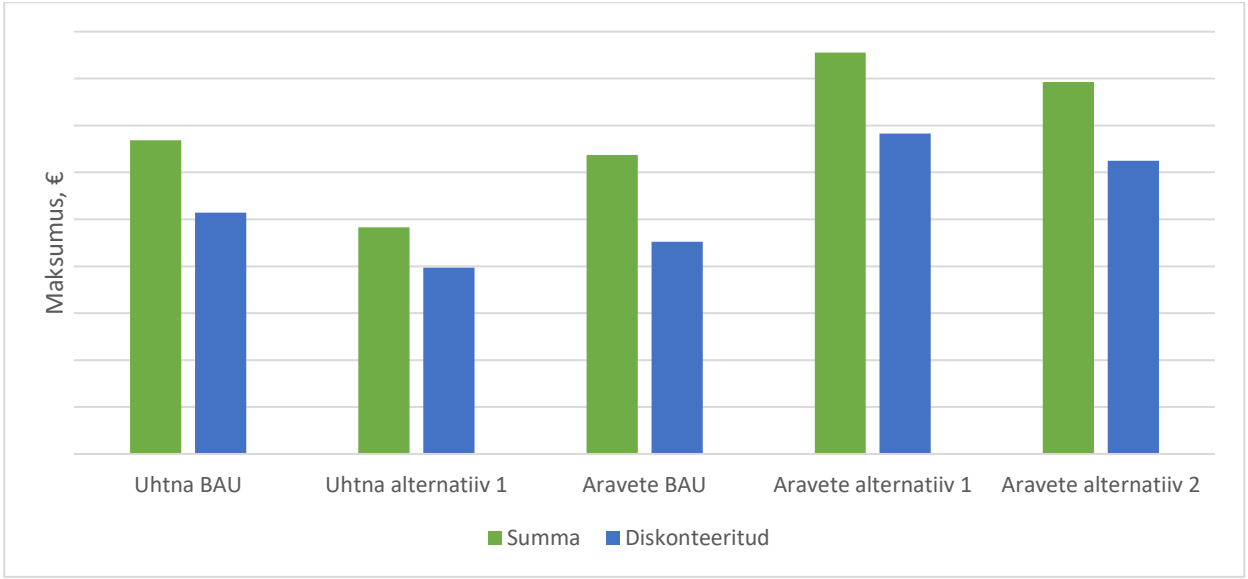
5.1.3 Lääne-Virumaa fookuspiirkond

Lääne-Virumaa fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Püssi 330/110/20/10 kV, Rakvere 330/110/35/10 kV, Paide 330/110/20/10 kV ja Mustvee 110/35/15/10 kV alajaamade vahel.



Joonis 5.7 Lääne-Virumaa fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.8 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.8 Lääne-Virumaa alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.3.1 Uhtna alajaama piirkond

Uhtna 110/20/10 kV ja Kabala 35/10 kV alajaamade vaheline kaugus linnulennult on 8 km, tarbimine 15 aasta perspektiivis võiks jääda 6 MVA juurde ja tootmisvõimsus asub põhiliselt piirkonna alajaamade juures, mis annab võimaluse võrkude mahu optimeerimiseks ning ühe alajaamaga asendamiseks.

Uhtna alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual* lahendus, Uhtna 110 kV ja Kabala 35 kV alajaamade rekonstrueerimine
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – uue asukohaga Uhtna 110/20/10 kV alajaama ehitus toitega liinilt L103

Uue Uhtna alajaama võiks ehitada piki 110 kV liini lõuna suunas kahel põhjusel. Esiteks võimaldab likvideerida Kabala 35/10 kV alajaama ja teiseks pole vaja ehitada reserveerivat kõrgepinge liini.

Uuritud kahe arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust ja on kulude poolest kallim;
- Alternatiivse lahendusega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine N-1 olukorras;
- Alternatiivlahenduse puhul väheneb 110 kV liinide võrgumaht 4,3 km võrra ja 35 kV liinide võrgumaht 23,8 km võrra.

5.1.3.2 Aravete alajaama piirkond

Hetkel on kaks piirkonna alajaama ühepoolsel 110 kV toitel, nii Roosna-Alliku kui ka Aravete alajaamadel puudub 110 kV reservühendus. Kui puudub 110 kV toide Paide alajaamast, siis praegu on võimalik reserveerida läbi 35 kV liini Tapa alajaamast Aravete alajaama tarbimissuunda. Roosna-Alliku alajaama tarbijaid ja tootjaid ning Aravete alajaama tootjaid reserveerida ei saa.

Aravete alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual* lahendus, kus rekonstrueeritakse L101 Tapa - Jäneda liin
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Aravete - Tapa õhuliini rekonstrueerimine 110 kV gabariidis, L101 rekonstrueerimine

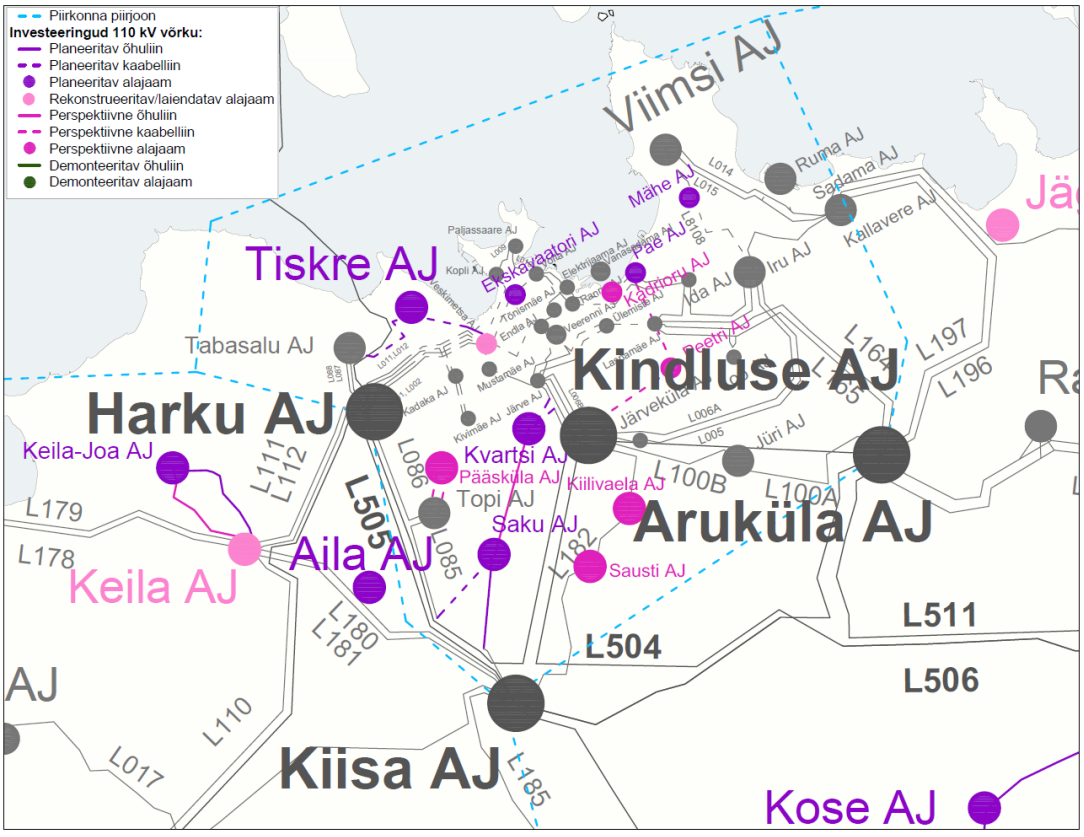
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – Aravete - Tapa õhuliini rekonstrueerimine 110 kV gabariidis ning viies osaliselt L101-ga samadele mastidele

Uuritud kolme arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga koormuste kasvamisel N-1 reserveeritavust;
- Alternatiiviga 2 tagatakse Aravete ja Roosna-Alliku alajaamade läbilaskevõime suurenemine ning koormuste reserveerimine;
- Liini L101 mastist M3 on liinide L66 ja L101 juhtmed ühisel mastil ning alternatiiv 1 puhul trassikoridori laiendamine oleks keerulisem.

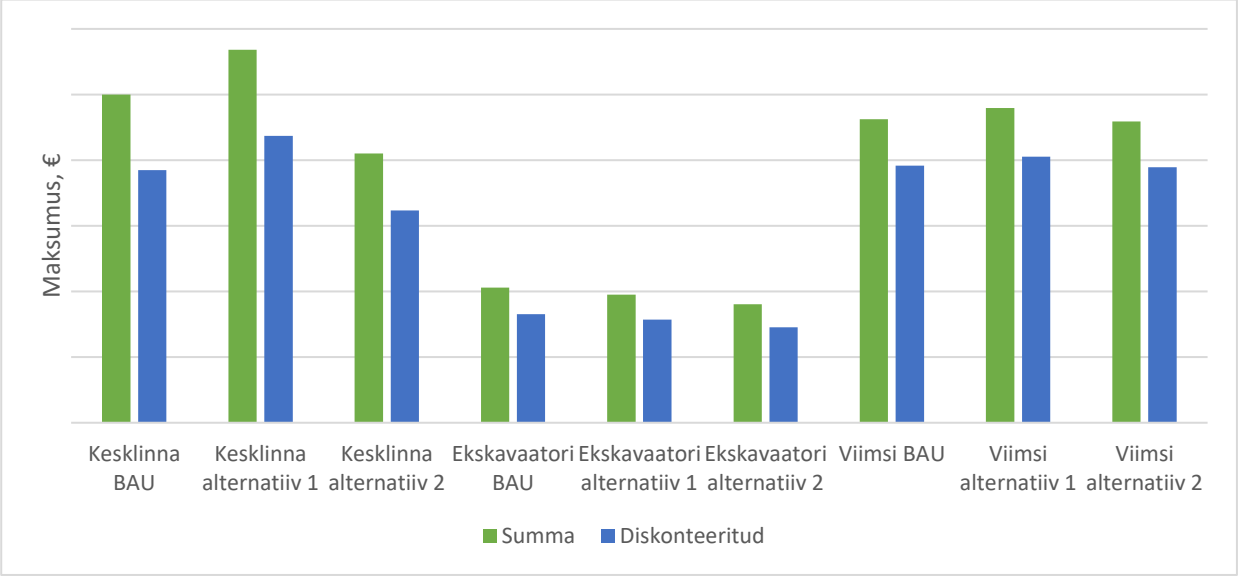
5.1.4 Tallinna alajaamade piirkond

Tallinna fookuspiirkonna moodustab 35-110 kV võrk Aruküla 330/110/10 kV, Kiisa 330/110/35/10 kV ja Harku 330/110/20 kV alajaamade vahel.

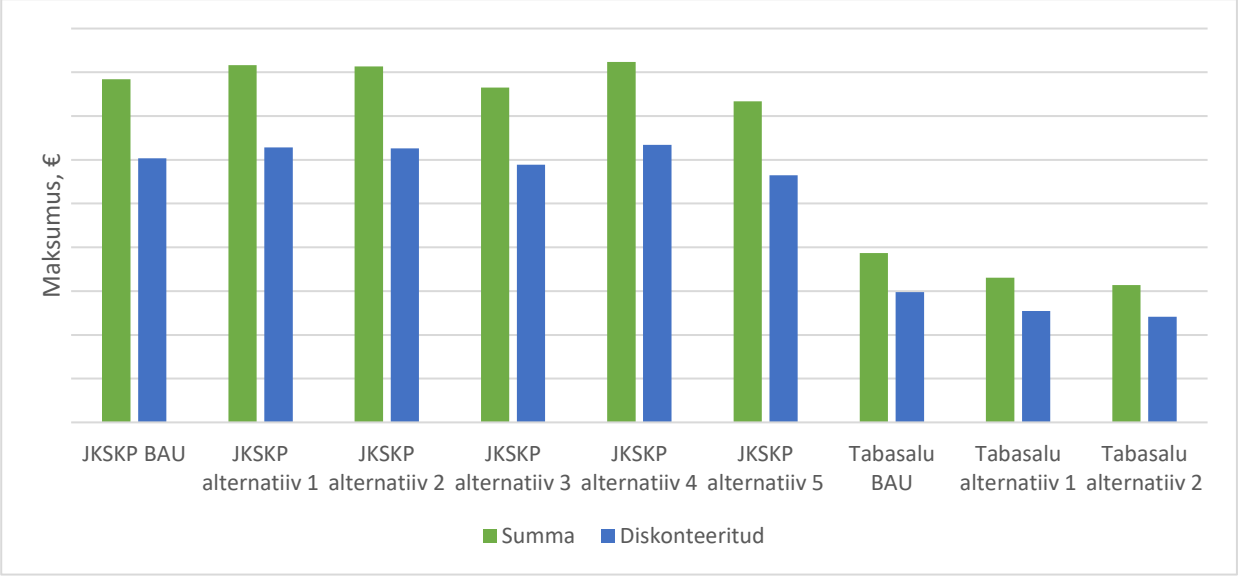


Joonis 5.9 Tallinna fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonistel 5.10 ja 5.11 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused. Joonisel 5.11 „JKSKP“ tähistab Järve-Kvartsi-Saku-Kiisa-Pääsküla alajaamade piirkonda.



Joonis 5.10 Tallinna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused



Joonis 5.11 Tallinna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.4.1 Kesklinna ja Lasnamäe alajaamade piirkond

Kesklinna ning Lasnamäe äripiirkonna ja valdava osa elamupiirkonna elektrivarustusest on tagatud nelja alajaama baasil Lasnamäe 110/10/6 kV, Ülemiste 110/6 kV, Ranna

110/10/6 kV ja Ida 110/10 kV alajaamad. Perspektiivselt (2040. aastaks) ulatub piirkonna tarbimisvõimsus 200 MVA-ni.

Piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual*, kus 110 kV võrgu konfiguratsiooni ei muudeta. Ranna ja Ülemiste alajaama paigaldatakse 63 MVA trafod ning tugevdatakse 10 kV võrku.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Ranna ja Ülemiste alajaamadesse lisatakse täiendavad 110/10 kV trafod.
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – uue Pae 110/10 kV alajaama rajamine

Uuritud kolme arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- Nii 63 MVA trafode kasutamine kui ka täiendavate 40 MVA trafode lisamine olemasolevas alajaamas on investeeringute kulude poolest kõige kallimad. Lisaks sellega kaasnev koormustiheduse tõus suurendab varustuskindluse riski, mida saab vähendada ainult uute alajaamade lisamisega;
- Alternatiivlahendusega 2 tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Rajatava Pae 110/10 kV alajaama valmimisel saab vähendada Ida, Ülemiste ja Lasnamäe alajaamade koormusi ning jätkata Tallinna 6 kV keskpingevõrgu üleviimist 10 kV-le;
- Antud piirkonnas on näha kaugemas tulevikus veelgi koormuse kasvu, mistõttu alustatakse Pae-Lasnamäe-Peetri-Kindluse 110 kV kaabelliini trassiuuringuga.

5.1.4.2 Ekskavaatori alajaama piirkond

Endla, Veskimetsa ja Ekskavaatori alajaamade puhul on mõõdetud maksimaalkoormus jõudmas trafode nimivõimsuseni. Paari aasta pärast ületab keskpinge koormus juba trafode nimivõimsuse. Samal ajal on käsitletavas piirkonnas käimas suured kinnisvara arendused.

Piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual*, kus 110 kV võrgu konfiguratsiooni ei muudeta. Endla alajaama paigaldatakse 63 MVA trafod ning tugevdatakse 10 kV võrku.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Endla alajaama lisatakse täiendavad 110/10 kV trafod.
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – Ekskavaatori 110/10/6 kV alajaama rajamine.

Uuritud kolme arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- Nii 63 MVA trafode kasutamine kui ka täiendavate 40 MVA trafode lisamine olemasoleva alajaama on investeeringute kulude osas kõige kallimad. Lisaks sellega kaasnev koormustiheduse tõus suurendab varustuskindluse riski, mida saab vähendada ainult uute alajaamade lisamisega;
- Alternatiivlahendusega 2 tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Rajatava Ekskavaatori 110/10/6 kV alajaama valmimisel saab vähendada Veskimetsa ja Endla alajaamade koormusi ning jätkata Tallinna 6 kV keskpingevõrgu üleviimist 10 kV.
- Enne ehitust alustatakse maauuringu ning kaabelliinide võimalike trassikoridoride uuringutega.

5.1.4.3 Viimsi alajaama piirkond

Hetkel on Viimsi 110/10 kV alajaama tarbimine 39 MVA. Aastaks 2040 on prognoositav tarbimine 50 MVA ning samal ajal on koormuste üleviimine reservrežiimis keeruline, kuna teised piirkonna alajaamad asuvad suhteliselt kaugel.

Piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual*, kus 110 kV võrgu konfiguratsiooni ei muudeta. Viimsi alajaama paigaldatakse 63 MVA trafod ning tugevdatakse 10 kV võrku.
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Viimsi alajaama lisatakse täiendavad 110/10 kV trafod.
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – Mähe 110/10 kV alajaama rajamine.

Uuritud kolme arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- Nii 63 MVA trafode kasutamine kui ka täiendavate 40 MVA trafode lisamine olemasoleva alajaama on investeeringute kulude osas kõige kallimad. Lisaks sellega kaasnev koormustiheduse tõus suurendab varustuskindluse riski, mida saab vähendada ainult uute alajaamade lisamisega;
- Alternatiivse lahendusega 2 tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1);
- Rajatava Mähe 110/10/6 kV alajaama valmimisel saab vähendada Viimsi alajaama koormust ning tagada kõrge varustuskindlus piirkonna koormuste kasvu puhul.

5.1.4.4 Järve ja Kiisa alajaamade piirkond

Selles piirkonnas toimub kiire tarbimise kasv, mis on põhjustatud logistiliselt heast asukohast. Saku 35/10 kV alajaamas on trafod 10+16 MVA, mis reservrežiimil on ülekoormatud. Kvartsi alajaama seadmed pärinevad 1965. aastast ning maksimaalne koormus on trafode nimivõimsuse piiril. Kiisa alajaamas on trafod 16+16 MVA ning 14,6 MVA on 35 kV koormus ning 6,8 MVA on 10 kV koormus. Järve alajaamas on 35 kV maksimaalne koormus jõudmas trafode nimivõimsuseni.

Piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual*, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – transiitliini võimalus, Kvartsi ja Saku 110 kV alajaamade ehitamine
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – Kvartsi ühenduse loomine kaabelliinidega, Saku õhuliinidega
- **Alternatiivne stsenaarium 3** – Kvartsi ja Saku alajaamad eraldiseisvate kaabelliinide ühendusega
- **Alternatiivne stsenaarium 4** – Topi - Kvartsi kaabelliinid
- **Alternatiivne stsenaarium 5** – Kvartsi omaette kaablid, Saku ühendamine Topi-Kiisa liiniga

Uuritud kuue arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga suurte perspektiivsete koormuste lisandumisel N-1 reserveeritavust ja on kuludelt kallim;
- Alternatiivsete lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1).
- Kvartsi osas alustatakse alajaama maa- ja trassiuuringutega.

5.1.4.5 Tabasalu alajaama piirkond

Kuna keskpinge võrgu ulatus alajaamade vahel on suur, siis hetkel on mitu kriitilist punkti võrgus, kus võrk töötab reservrežiimis piiri peal.

Veskimetsa ja Tabasalu alajaamade piirkondade võrgu võimalikke arengustsenaariume on kolm:

- **BAU stsenaarium** – *Business as Usual*, L087 ja L088 Harku – Tabasalu rekonstrueerimised

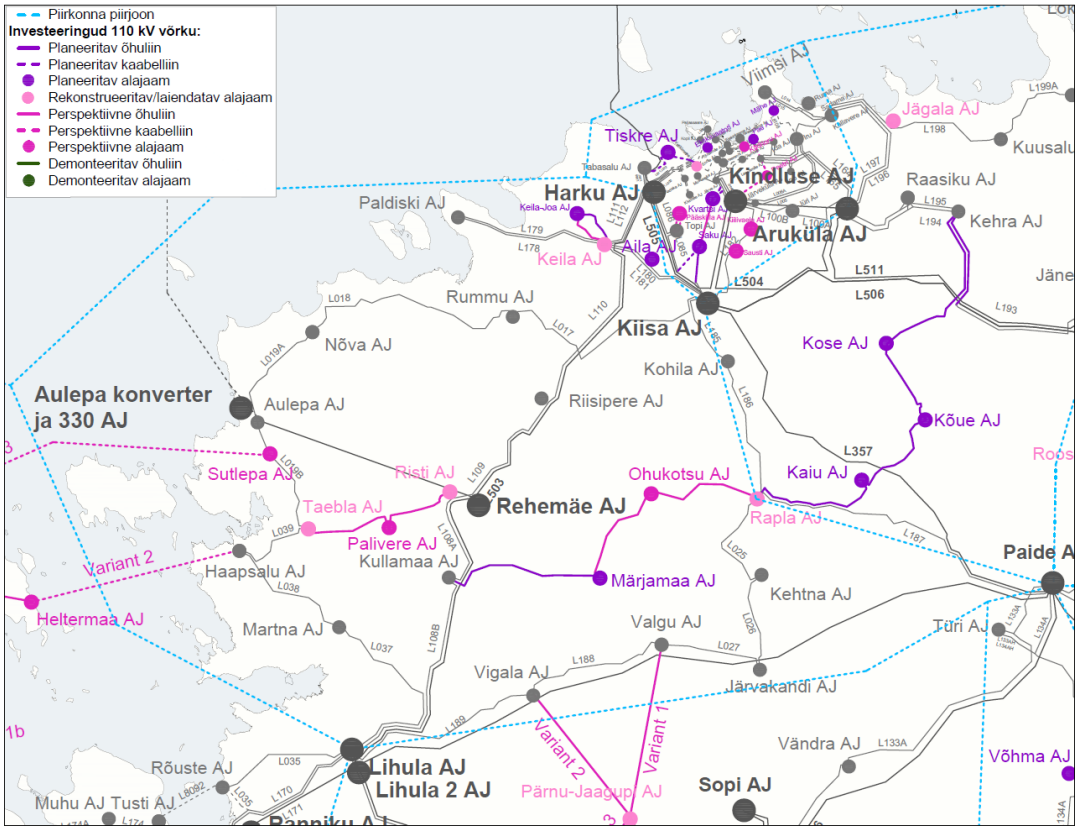
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Tiskre 110 kV alajaama ehitus ja Tabasalu-Tiskre-Kadaka kaabelliini ehitus
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – Tiskre 110 kV alajaama ehitus ja Tabasalu-Tiskre-Veskimetsa kaabelliini ehitus

Uuritud kolme arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- BAU stsenaariumi lahendus ei taga suurte perspektiivsete koormuste lisandumisel N-1 reserveeritavust ja on kuludelt kallim;
- Alternatiivse lahendustega tagatakse võrgu läbilaskevõime suurenemine ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamine (N-1).

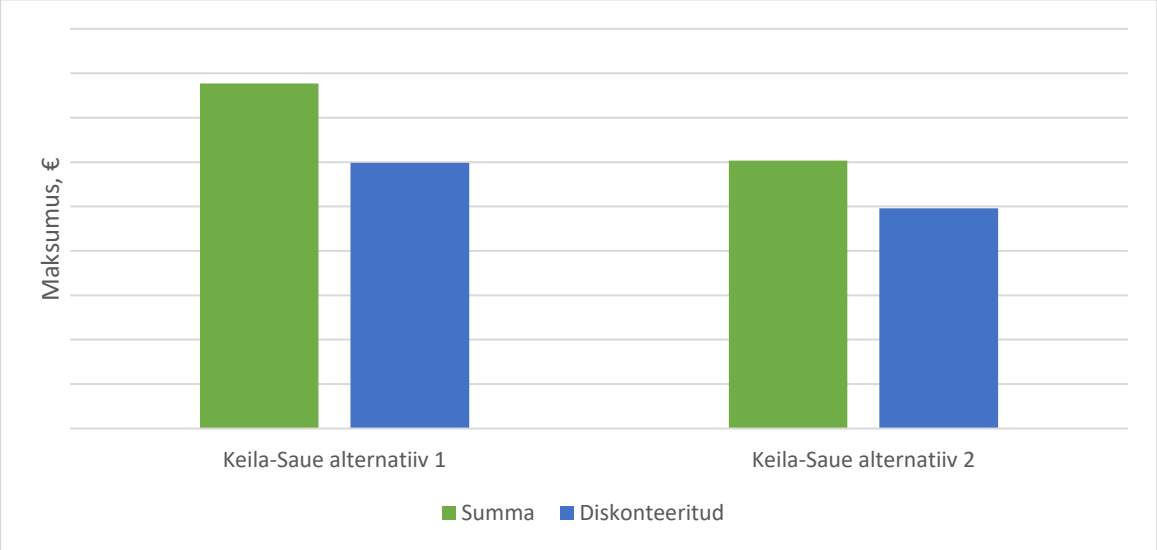
5.1.5 Lääne-Eesti fookuspiirkond

Lääne-Eesti fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Paide 330/110/20/10 kV, Kiisa 330/110/35/10 kV, Harku 330/110/20 kV ja Lihula 330/110/10 kV alajaamade vahel.



Joonis 5.12 Lääne-Eesti fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.13 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.13 Lääne-Eesti alajaama arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.5.1 Keila ja Saue alajaamade piirkond

Keila 110/35/10 kV alajaamas mõõdetud maksimaalne koormus ületab alajaama nimivõimsuse. Keila 110/35/10 kV alajaamast saab toite neli 35 kV ülempingega alajaama, mistõttu on toitepiirkond kasvanud ebamõistlikult suureks, arvestades, et tegu on linnalähedase piirkonnaga, kus koormus kasvab kiiresti. Saue 35/10 kV alajaama normaaltoide on Keila 110/35/10 kV alajaamast ja reservtoide Järve 110/35/6 kV alajaamast. Saue piirkond on väga kiire tarbimise kasvuga piirkond.

Keila alajaamas on trafod 25 MVA + 40 MVA. 15 aasta perspektiivis tõuseb koormus 54 MVA-ni, mis ületab ka suurema trafo võimsust, ulatudes 135%-ni.

Alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Saue 110/20/10 kV alajaama ehitamine
- **Alternatiivne stsenaarium 2** – Aila 110/20 kV alajaama ehitamine

BAU lahendust ei ole mõistlik vaadata, kuna võrgukonfiguratsiooni muutmata puudub võimalus tarbimis- ja tootmissuunaliste võimsuste suurendamiseks ning reserveerimise tagamiseks.

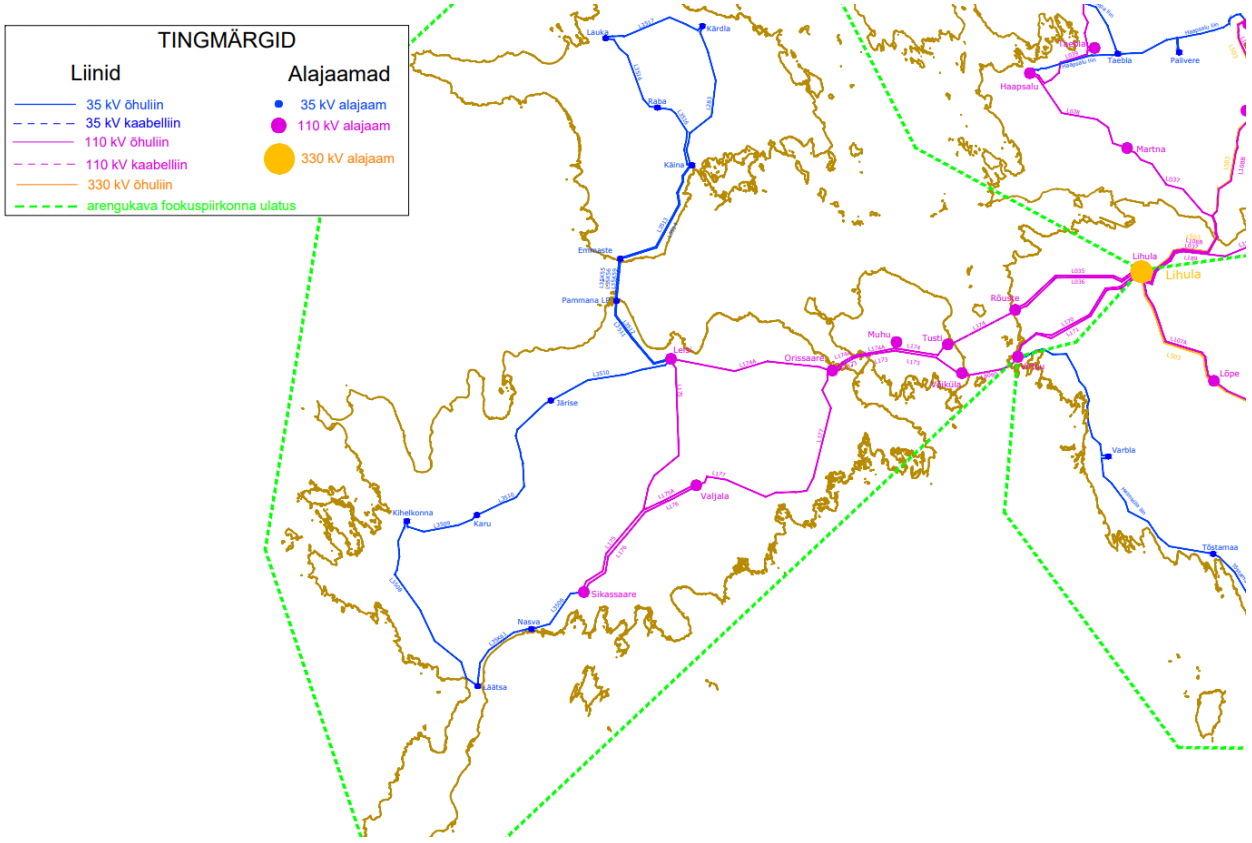
Uuritud kahe arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

- Alternatiivlahendus 1 on kuludelt kallim suurema 110 kV võrgumahu pärast;
- Mõlemad variandid tagavad võrgu läbilaskevõime suurenemise ja alajaamade reserveeritavuse kindlustamise (N-1).

5.1.6 Saarte fookuspiirkond

Saarte fookuspiirkonna moodustab 35-110 kV võrk Saaremaal, Muhus ja Hiiumaal. Põhivõrku on antud piirkonnas hetkel minimaalselt. Hiiumaal põhivõrk puudub ning Saaremaal on Eleringil 110 kV ühendus üle Muhu ning Orissaare, Leisi, Valjala ja Sikassaare alajaamade vahel. Saaremaa 110 kV põhivõrgu pikkus on kokku 106 km, millele lisandub ligikaudu 15 km ulatuses liine Muhumaal. Mandri-Eestiga on Muhu ja Saaremaa ühendatud kahe 110 kV merekaabliga ning samuti paikneb Muhu ja Saaremaa vahel kaks 110 kV merekaabelliini.

Ühise arengukava raames on kavandamisel 110 kV ringvõrgu väljaehitamine Hiiumaal ning ühendused Saaremaa ja Mandri-Eestiga. Elektrilevi on selle jaoks esitanud taotluse riigi eriplaneeringu algatamiseks.



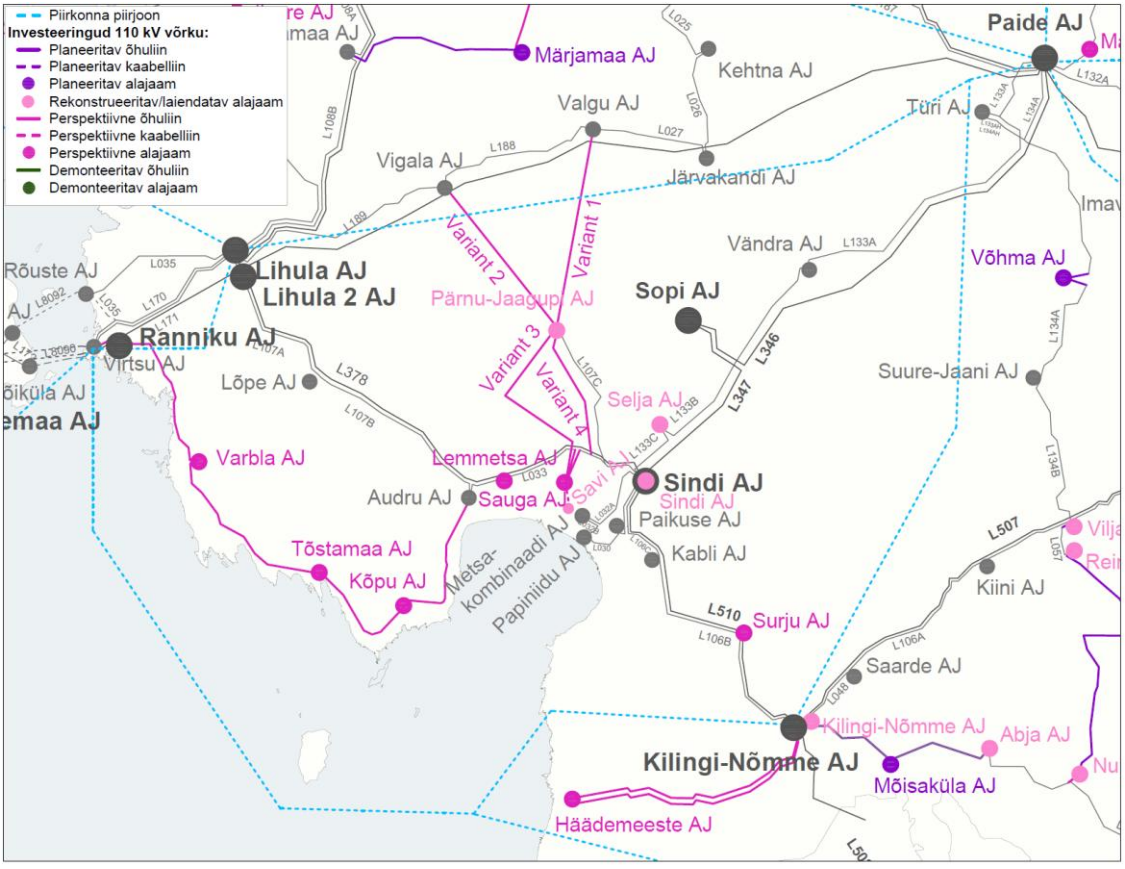
Joonis 5.14 Saarte fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

5.1.6.1 Valjala alajaama piirkond

Praegu on Valjala 110/10 kV alajaama tarbimissuunaline koormus 2,9 MVA ja tootmissuunaline koormus 1,1 MVA. Trafo tööst väljas oleku korral tekivad 10 kV võrgus reserveerimise probleemid kahel põhjusel. Esiteks tingituna teiste piirkonna alajaamade kaugusest ja sellest tingitud pingeprobleemidest ning teiseks osadel keskpinge fiidritel puudub reserveeriv ühendus teiste piirkonna alajaamadega ning fiidri saab toita ainult Valjala alajaama lattidelt.

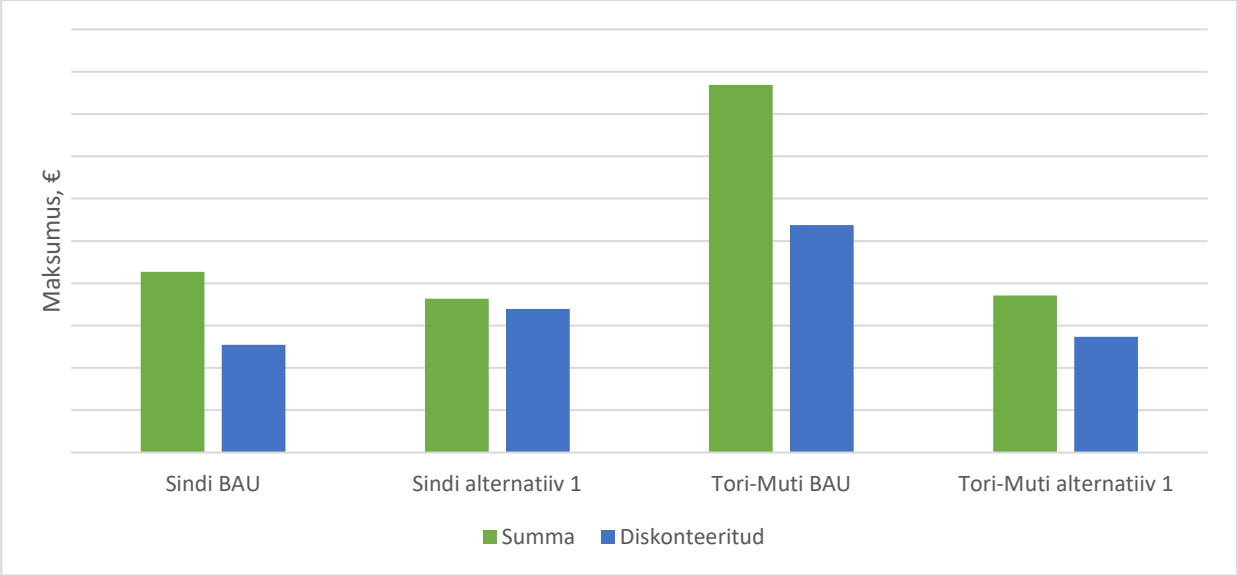
5.1.7 Pärnumaa fookuspiirkond

Pärnumaa fookuspiirkonna moodustab 35-110 kV võrk Paide 330/110/20/10 kV, Kilingi-Nõmme 330/110/35/15 kV, Sindi 330/110/20 kV ja Lihula 330/110/10 kV alajaamade vahel.



Joonis 5.15 Pärnumaa fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.16 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.16 Pärnumaa alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.7.1 Sindi alajaama piirkond

Praegu on Sindi I 35/10 kV alajaama koormus tarbimissuunal 6,8 MW ja tootmissuunal 5,2 MW. Sindi I ja Sindi 330/110/20 kV alajaamad asuvad teineteisest 2 km kaugusel. Sindi I alajaama piirkonnas on näha uusi liitujaid mahus, mis ületab 10 MVA piiri nii tootmise- kui ka tarbimise suunas. Elektrilevi tehnika põhimõtete alusel on mõistlik arendada 35 kV ülempingega alajaamade võimsust kuni 10 MVA piirini ning peale seda minna üle 110 kV pingele.

Kuna Sindi 330/110/20 kV alajaam asub mõistlikus kauguses Sindi I alajaamast, siis uue 110 kV ülempingega alajaama pole vaja rajada, vaid Sindi I alajaama koormus on võimalik üle viia Sindi 330/110/20 kV alajaama, kuhu tuleb ehitada uued liitumispunktid.

Alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - *Business as Usual*, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - Liitumine Sindi 110 kV alajaamas

Uuritud kahe arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

BAU stsenaarium:

- Säilitab olemasoleva Sindi I alajaama konfiguratsiooni.

- Nõuab 35 kV trafode ja jaotusseadmete rekonstrueerimist ning Papiniidu-Sindi 35 kV õhuliini uuendamist.
- On investeeringukuludelt veidi odavam kui alternatiivlahendus.
- Ei taga võrgu N-1 reserveeritavust, mis on oluline koormuste kasvamisel ja varustuskindluse tagamisel.

Alternatiivlahendus 1:

- Võimaldab liitumist olemasoleva Sindi 330/110/20 kV alajaamaga, mis asub Sindi I alajaamast vaid 2 km kaugusel.
- Tagab võrgu läbilaskevõime suurenemise nii tootmise kui tarbimise suunal.
- Loob N-1 reserveeritavuse, mis suurendab võrgu töökindlust ja paindlikkust.
- Nõuab uute liitumispunktide rajamist ning 12 km 20 kV kaabelliinide ehitamist, võimaldades Papiniidu-Sindi 35 kV liini demonteerimist.

Kuigi BAU lahendus on veidi odavam, ei taga see võrgu arenguvajadusi ega varustuskindlust. Alternatiivlahendus 1 on tehniliselt ja strateegiliselt eelistatum, pakkudes paremat valmisolekut tulevasteks liitumisteks ja koormuste kasvuks. BAU variant ei vasta ka ELV võrgutehnika põhimõtetele, kuna vaja paigaldada 35 kV ülempingega trafod, mille võimsused ületavad 10 MVA.

5.1.7.2 Tori ja Muti alajaamade piirkond

Praegu on Tori 35/10 kV ja Muti 35/10 kV alajaamade võrgud reserveeritavad. Tori alajaama juurde ehitatakse 3 MVA võimsusega saeveski, mille tulemusena ei ole võrk enam tarbimissuunaliselt reserveeritav. Samuti on suur tootmissuunaliste liitumiste surve, mida hetkel 35 kV võrk liita ei võimalda.

Muti 35/10 kV ja Tori 35/10 kV alajaamade lähedale planeeritakse uut 110 kV ülempingega alajaama Selja. Pärast selle valmimist ei ole otstarbekas hoida seal piirkonnas kolme alajaama ning tuleks viia kogu keskpinge võrk üle Selja alajaama toitele ja likvideerida Muti ja Tori piirkonna alajaamad.

Alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - *Business as Usual*, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** - ELV liitumine Selja 110 kV alajaamas

Uuritud kahe arengustsenaariumi põhjal on kokkuvõte järgmine:

BAU stsenaarium:

- Tagab olemasoleva võrgu säilimise, kuid ei lahenda piirkonna kasvavaid koormus- ja tootmisvajadusi.
- Nõuab ulatuslikke rekonstrueerimistöid (sh 40 km 35 kV liinide uuendamine).
- On investeeringukuludelt kallim kui alternatiivne lahendus.

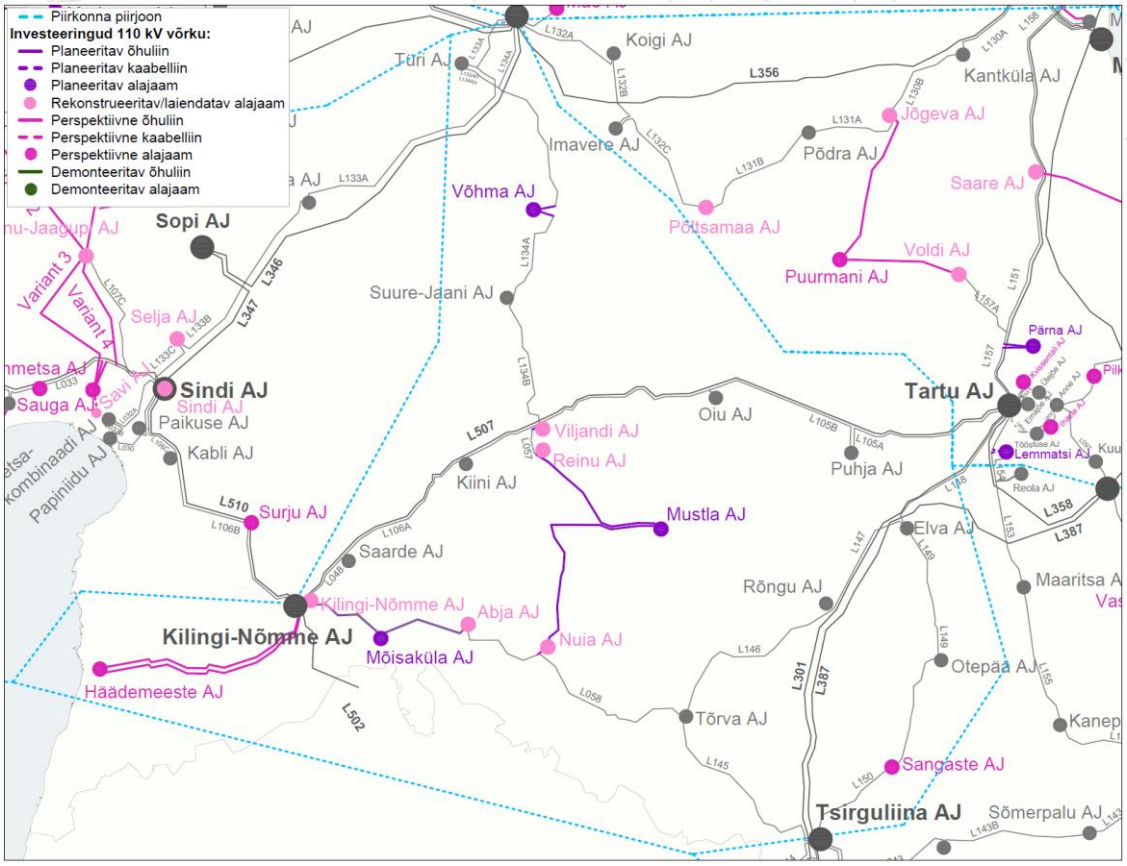
Alternatiivlahendus 1:

- Võimaldab liitumise uue Selja 110 kV alajaamaga, mis tagab parema varustuskindluse ja võrgu reserveeritavuse.
- Võimaldab Muti ja Tori 35/10 kV piirkonnaalajaamade asendamist 20/10 kV jaotusalajaamade vastu, vähendades hooldus- ja halduskulusid.
- Tagab võrgu läbilaskevõime suurenemise ning parema valmisoleku tulevasteks liitumisteks.

Kuigi BAU lahendus säilitab olemasoleva konfiguratsiooni, on see märkimisväärselt kallim ega taga võrgu arenguvajaduste täitmist. Alternatiivlahendus 1 on tehniliselt ja majanduslikult otstarbekam, pakkudes pikaajalist lahendust piirkonna kasvavatele koormustele ja tootmisvajadustele.

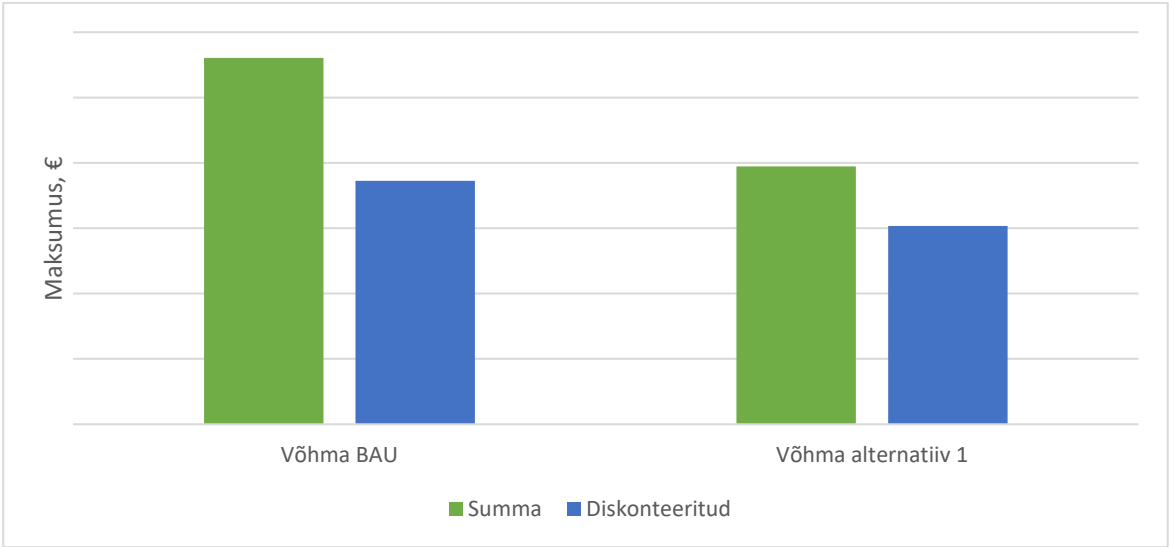
5.1.8 Viljandimaa fookuspiirkond

Viljandimaa fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Paide 330/110/20/10 kV, Kilingi-Nõmme 330/110/35/15 kV, Tartu 330/110/35/15/10 kV ja Tsirguliina 330/110/10 kV alajaamade vahel.



Joonis 5.17 Viljandimaa fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.18 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.18 Viljandimaa alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.8.1 Abja ja Mõisaküla alajaamade piirkond

Kilingi-Nõmme ja Mõisaküla alajaamade vahelise ühenduse puudumisel puudub reserveerimine Mõisaküla alajaama klientidele ja Tõrva-Nuia alajaamade vahelise ühenduse puudumisel puudub reserveerimise võimalus Nuia ja Abja alajaamade klientidele.

Alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** - *Business as Usual*, kus võrgu konfiguratsiooni ei muudeta
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Abja – Mõisaküla – Kilingi-Nõmme 110 kV ühendus

Analüüsitud kahe arengustsenaariumi põhjal selgus, et BAU lahendus ei taga piisavat varustuskindlust ega võimalda piirkonna tootmis- ja tarbimisvõimsuste kasvu. Alternatiivne stsenaarium 1 loob eeldused reserveerimise tagamiseks, 35 kV pingeklassi likvideerimiseks ja võrgu töökindluse oluliseks parandamiseks. Alternatiivlahendus pakub pikaajalist lahendust piirkonna elektrivõrgu arenguks ja on seetõttu eelistatud valik BAU lahendusele. Antud lahenduse puhul alustatakse trassiuuringuga.

5.1.8.2 Võhma alajaama piirkond

Võhma 35/15 kV alajaama tarbimissuunaline koormus on 3,3 MVA. Põltsamaa ja Võhma vaheline liin on aastast 1976, juhtmega AS-120 ja pikkusega 32 km. Põltsamaa 110/35/15/10 kV alajaamas on neli pingeklassi, mis toob kaasa reserveerimise probleemid ja vahetrafo kasutamise vajaduse.

Arvestades võrgu konfiguratsiooni oleks mõistlik loobuda Põltsamaa ja Võhma alajaamade vahelisest 35 kV liinist ligi 30 km ulatuses ja viia Võhma alajaama sisseviik 3 km ulatuses 110 kV pingele, mis vähendaks oluliselt liinide hoolduskulusid. Teiseks lahendaks Võhma alajaama 110 kV pingele viimine Põltsamaa alajaamas reserveerimise probleemi, mis on tingitud nelja pingeklassi olemasolust ja saaks loobuda vahetrafo kasutusest. Mõlemad trafod oleksid perspektiivis 110/15/10 kV.

Alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** – Elektrilevi rekonstrueerib Võhma - Põltsamaa 110 kV gabariidis
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – Võhma H-skeemiga alajaama ehitamine

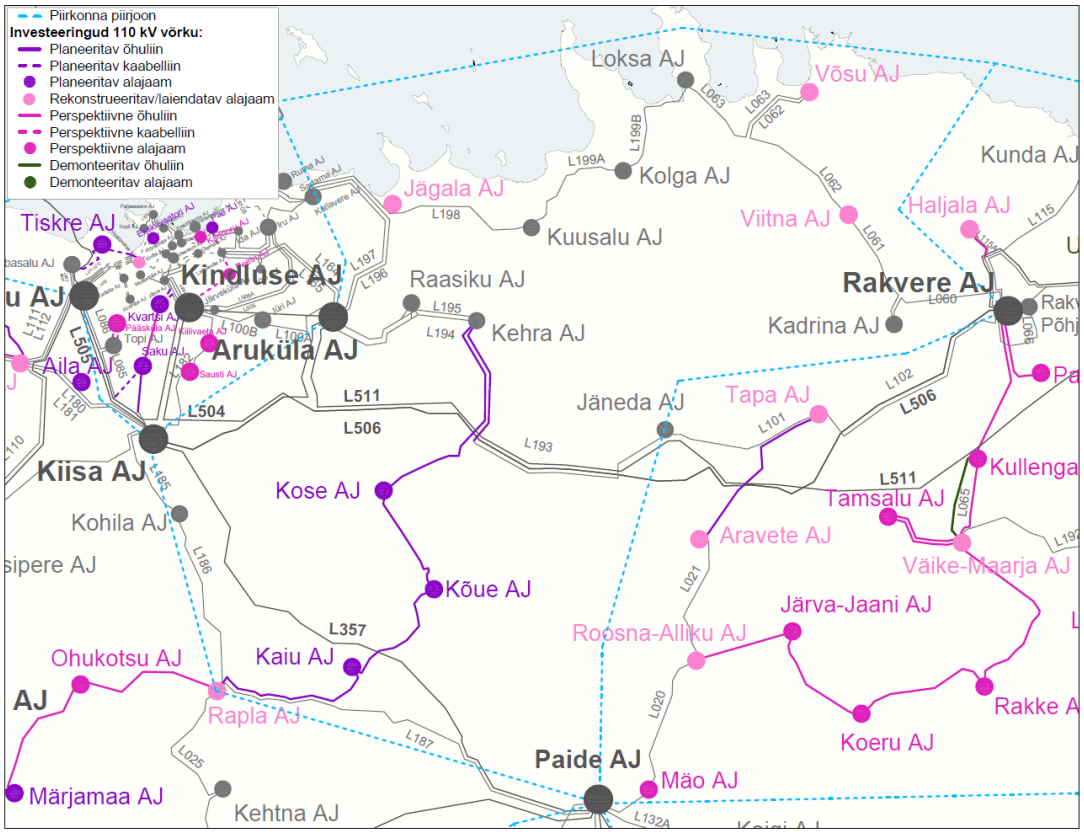
Võhma alajaama piirkonna analüüs näitab, et olemasolev 35 kV liin Põltsamaa ja Võhma vahel on vananenud ning ei vasta enam tänapäevastele töökindluse ja varustuskindluse

nõuetele. BAU stsenaarium, mis näeb ette liini rekonstrueerimist 110 kV gabariidis, osutub investeeringukulude poolest kallimaks kui alternatiivne lahendus. Samas ei lahenda see täielikult reserveerimise probleeme.

Alternatiivne stsenaarium 1 võimaldab vähendada liinide hoolduskulusid, parandada varustuskindlust ning loob eeldused Põltsamaa alajaama pingeklasside optimeerimiseks. Arvestades madalamaid kogukulusid ja paremat tehnilist lahendust, on eelistatud valik alternatiivne stsenaarium 1.

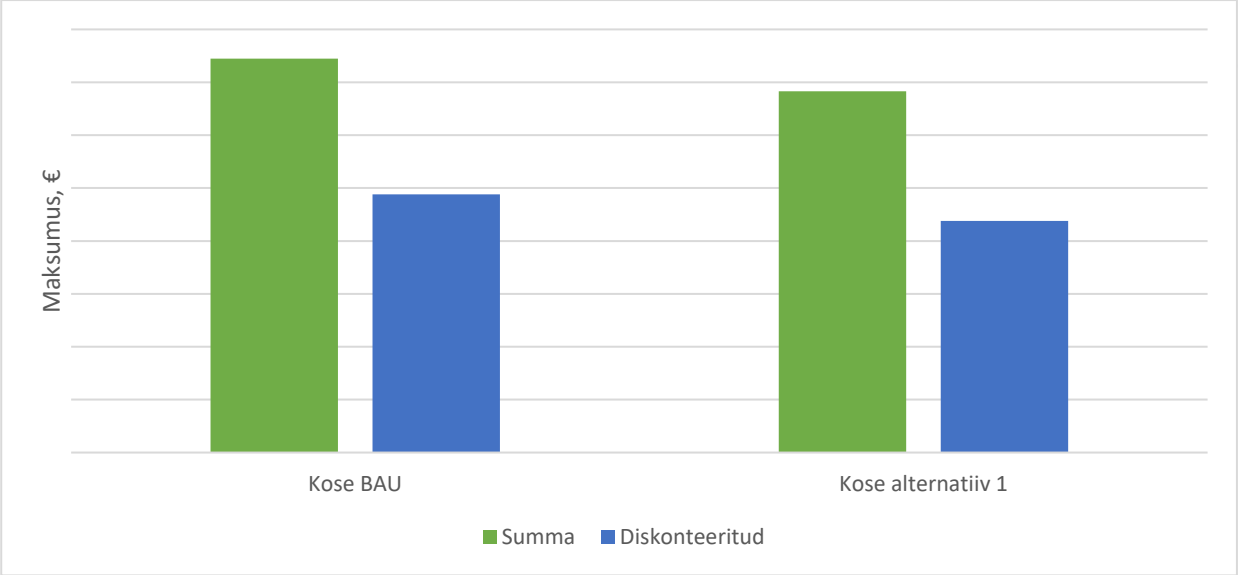
5.1.9 Ida-Harjumaa fookuspiirkond

Ida-Harjumaa fookuspiirkonna moodustab 35-330 kV võrk Aruküla 330/110/10 kV, Kiisa 330/110/35/10 kV, Paide 330/110/20/10 kV ja Rakvere 330/110/35/10 kV alajaamade vahel.



Joonis 5.19 Ida-Harjumaa fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Joonisel 5.20 on võetud kokku antud piirkonna alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused.



Joonis 5.20 Ida-Harjumaa alajaamade arengustsenaariumite kulude võrdlused

5.1.9.1 Kose-Rapla alajaamade piirkond

Kose 110/35/10 kV alajaama reserveerimine toimub läbi 35 kV võrgu Rapla 110/35/10 kV alajaamast. 35 kV liini pikkus on 49 km ja ristlõige 120 mm^2 ning mõõdetud maksimaalse koormuse korral tekib liinis pingelang 20%. APR on võimeline tõstma pinget 13,5% ning seega jääb 10 kV lattide pinge jääb alla 10 kV. Lisaks on Kose 110/35/10 kV alajaamast väljuvad 10 kV fiidrid on pikad ja suurte koormustega ning pingelang ka seal ületab 7% (normaalrežiimis). Kose 110/35/10 kV alajaama klientidele ei ole võimalik standardset pinget tagada reservrežiimis, läbi 35 kV võrgu.

Alajaama piirkonna võrgu võimalikke arengustsenaariume on kaks:

- **BAU stsenaarium** – Elektrilevi rekonstrueerib Kose-Kõue-Kaiu-Rapla 110 kV gabariidis
- **Alternatiivne stsenaarium 1** – 110 kV liinide ümberühendus Kehra-Jäneda ja Kehra-Kose liinideks

Alternatiivlahenduse 1 tegevused toimuksid etapiti. Esimesena tekib Kehra-Jäneda ja Kose-Aruküla ühendus ja teises etapis Kehra-Kose ning Kehra-Jäneda ühendused. Elering ehitab Kehra-Kose 110 kV liini ning renoveeritakse Kose alajaam koos sealse liitumisega.

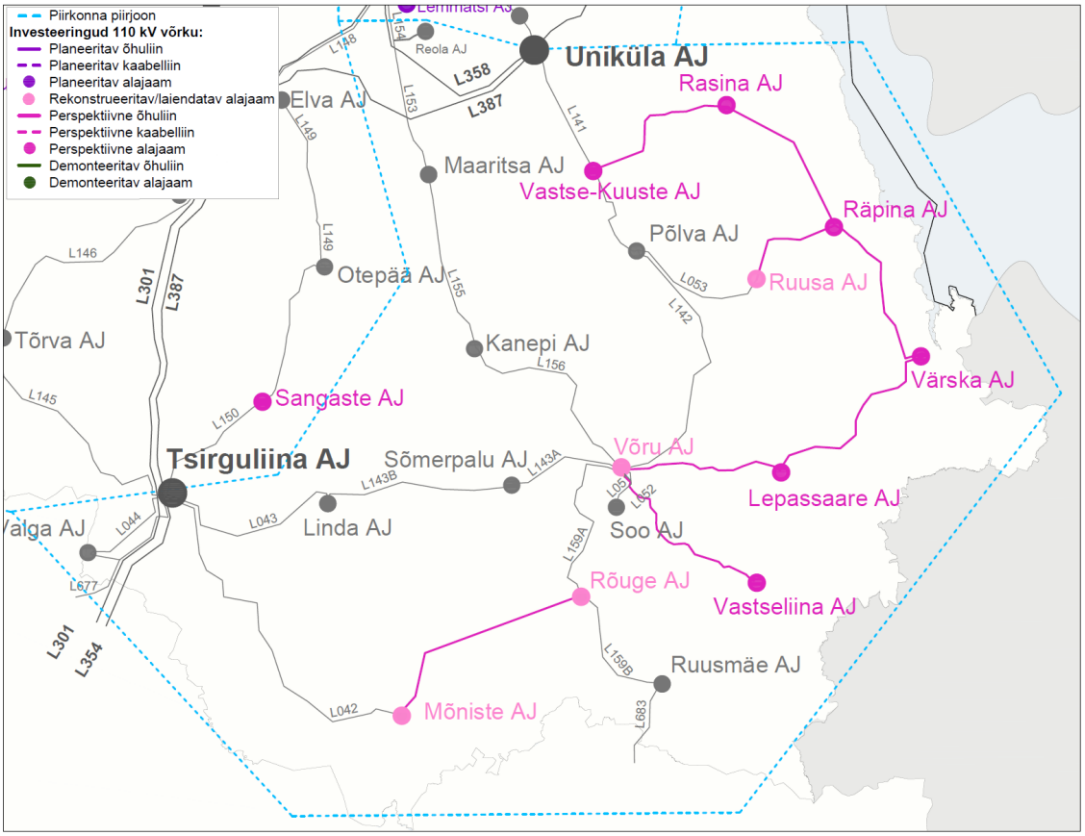
Kose-Rapla piirkonna analüüs näitab, et olemasolev 35 kV lahendus ei taga piisavat varustuskindlust ega võimalda standardset pinget tagada reservrežiimis. BAU

stsenaarium pakub küll tehniliselt toimivat lahendust, kuid ei lahenda täielikult piirkonna koormusprobleeme ega loo piisavat paindlikkust tulevikuvõimsuste katmiseks.

Alternatiivne stsenaarium 1, mis näeb ette etapiviisilist üleminekut 110 kV pingeklassile, sealhulgas uute ühenduste rajamist ja alajaamade rekonstrueerimist H-skeemile, pakub pikaajalist ja töökindlat lahendust. Kuigi alternatiivne stsenaarium on kallim, võimaldab see võrgu optimeerimist, reserveerimise tagamist ning loob eeldused piirkonna elektrivõrgu jätkusuutlikuks arenguks.

5.1.10 Kagu-Eesti fookuspiirkond

Kagu-Eesti fookuspiirkonna moodustab 35-110 kV võrk Tartu 330/110/35/15/10 kV ja Tsirguliina 330/110/10 kV alajaamade vahel.



Joonis 5.21 Kagu-Eesti fookuspiirkond, planeeritavad ja perspektiivsed objektid

Selles piirkonnas alustatakse kolme perspektiivse uue 110 kV õhuliini trassiuuringuga – Ruusa-Räpina, Rasina-Räpina ja Mõniste-Rõuge.

Antud alajaamade piirkondade analüüsid näitavad, et 35 kV pingeklassi säilitamine ei ole tehniliselt ega majanduslikult põhjendatud. Reserveerimise puudumine, pingelangud ning trafode võimsuspiirangud seavad olulisi piiranguid piirkonna varustuskindlusele ja arenguvõimalustele.

5.2 Lisanduva tootmise ja tarbimise jaoks vajalikud täiendavad investeeringud

5.2.1 Arenduskohustuse raames teostatud võrguanalüüsi tulemused

Eleringi arenduskohustuse maht käsitleb võrku tervikuna — see ei hõlma üksnes uute tootmisvõimsuste liitumiseks vajalikke otseinvesteeringuid, vaid ka olemasoleva võrgu tugevdamist, tarbimissuunaliste pudelikaelte lahendamist ning läbilaskevõime kasvatamist nii tootmis- kui tarbimissuunal. Arenduskohustus koosneb mitmest paketist: Eleringi ja Elektrilevi ühisarengukava optimeeritud lahendustest, liitumisarvutuste põhjal leitud vajalikest võrgutugevdustest ning arendusarvutuste tulemusel valitud investeeringualternatiividest. Kõik pakettides kuuluvad võrguinvesteeringud suurendavad samaaegselt nii tootmis- kui ka tarbimissuunalist läbilaskevõimet — mõnes piirkonnas on otsesem kasu tarbimise poolel, teises tootmise poolel, kuid keskmiselt jaguneb saadav kasu mõlema suuna vahel võrdselt. Perspektiivne investeeringute kogumaht järgneval kümnendil hõlmab võrgu vananemisest tulenevaid rekonstrueerimisi, ER-ELV ühisarengukava lahendusi, perspektiivsete tootmis- ja tarbimisstsenaariume ning jooksvalt uute liitumislepingutega lisanduvaid võrgutugevdusvajadusi.

Antud peatükk keskendub arendusarvutuse raames läbiviidud tulemuste kirjeldamisele, võrguanalüüsi metoodikast on täpsemalt kirjutatud ptk 4.1.2.2.

Võrguanalüüsi käigus tuvastatud elektrisüsteemi potentsiaalsed ülekoormused on seotud nii tarbimise kasvuga kui ka uute tootmisvõimsuste lisandumisega. 2030. aastaks täiendava 1500 MW tootmisvõimsuse liitumiseks võrguga oleks vaja rajada täiendavalt:

- ligikaudu 60 km uusi õhuliine (sh umbes 15 km kaabelliine),
- rekonstrueerida 165 km olemasolevaid liine (sh 10 km kaableid),
- korrastada õhuliinide gabariite 130 km ulatuses.

Tarbimissuunalised võimalikud pudelikaelad esinevad peamiselt Tallinnas, kus ülekoormused tekivad L001 ja L002 Harku–Veskimetsa vahel kaabelliinidel ning L8005 Tõnismäe–Endla kaablil. Veskimetsa alajaam on ühendatud Harku alajaamaga nelja kaabelliini kaudu ning kokku saab alajaam toidet kaheksa kaabelliini kaudu. See muudab

Harku–Veskimetsa sõlme väga tugevaks elektriühenduseks. Väikese elektrilise takistuse tõttu liigub suurem osa võimsusvoost Põhja-Tallinna ja Kesklinna tarbimise katmiseks just nende liinide kaudu. Ülekoormused ilmnevad eelkõige maksimaalse impordi režiimides talvisel perioodil, kui Eesti impordib tiputarbimise katmiseks kuni 1000 MW kas Soomest või Lätist.

2024. aastal Eleringi ja Elektrilevi ühisarengukava raames viidi läbi Tallinna piirkonna tarbimise kasvu analüüs, mille eesmärk oli leida potentsiaalsed ülekoormused mistahes N-1 olukorras ning leida parimad alternatiivid nende lahendamiseks. Tarbimise mahu modelleerimiseks võeti arvesse pikaajalist prognoosi 10-15 aasta perspektiivis. Analüüsi käigus modelleeriti Tallinnasse 9 uut alajaama. Võrguanalüüsi mahu vähendamiseks iga alajaama mõju eraldi ei analüüsitud, vaid vaadati erinevate kombinatsioonide koosmõju. Samuti, kuna jaotusvõrgu eeldatav tarbimise kasv toimub sujuvalt 10-15 aasta jooksul, siis oli võrgus modelleeritud EstLink 3 raames ehitatav 330/110 kV Kindluse alajaam. Arengukava raames valiti kõige odavam ja võrgule kasulikum alternatiivide kombinatsioon (joonis 5.9).

Uue liitumiskontseptsiooni kohaselt on Eleringi kohustus tagada liitujatele ülekandevõrgu piisav läbilaskevõime. Viimased liitumistaotlused näitavad aga märkimisväärset huvi uute tarbimisvõimsuste vastu Tallinna piirkonnas. Tallinna ümbruse 330/110 kV alajaamadesse on esitatud mitmeid taotlusi andmekeskuste rajamiseks ning ka 110 kV võrgus on oodata kiiret tarbimise kasvu. See näitab, et tegelik tarbimiskasv võib toimuda prognoositust kiiremini. Seetõttu on vajalik kaaluda investeeringute ajastuse ettepoole toomist ning võimalikke muudatusi Tallinna piirkonna arengustrateegias.

Õhuliinide asendamine kaabelliinidega on ühest küljest kasulik keskkonna- ja maakasutuse seisukohalt, kuid sageli ei taga kaabelliin samaväärset läbilaskevõimet võrreldes õhuliiniga. Kaabli ristlõike suurendamine ei anna alati olulist kasu, kuna lõpliku läbilaskevõime määrab suuresti paigaldusviis (nt paigaldussügavus), mis mõjutab jahutustingimusi. Alternatiivina võib kasutada paralleelseid kaableid, kuid see suurendab investeeringute mahtu nii finantsiliselt kui ka vara mahus.

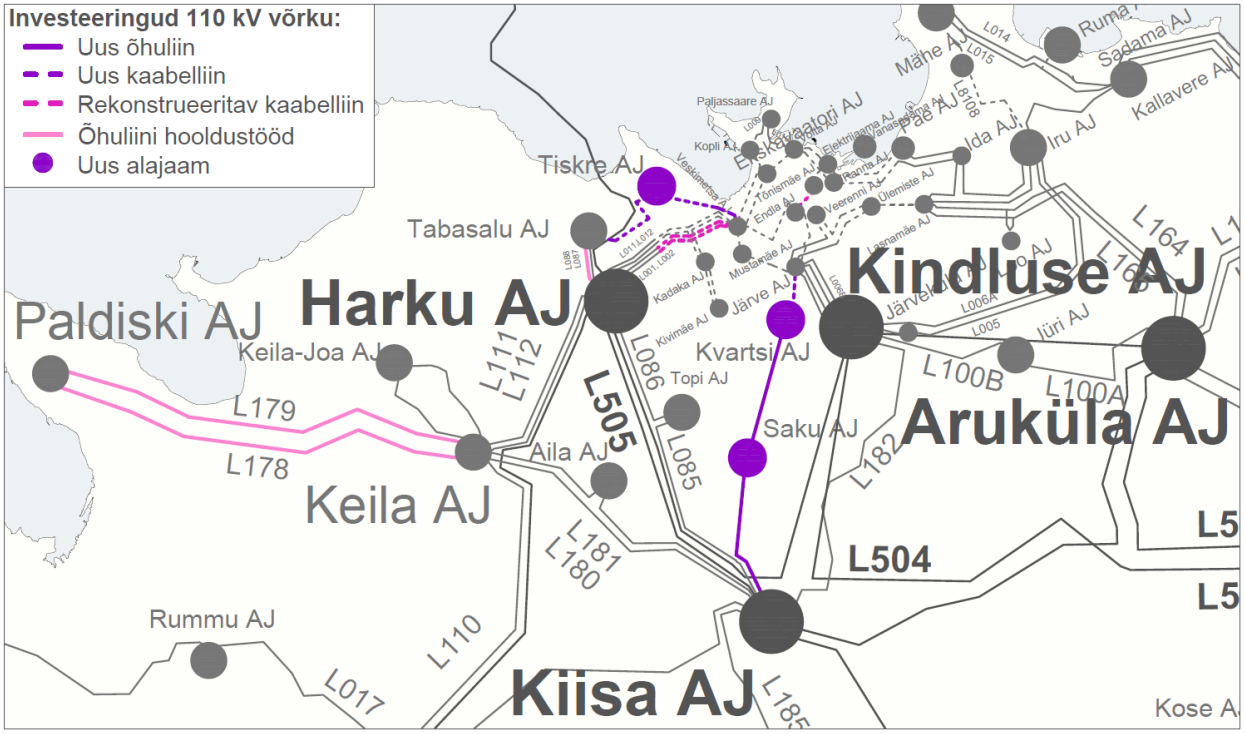
Kindluse 330/110 kV alajaama tekkimisel nihutab see võimsusvoogu Tallinna läänest ida suunas ning seega hajutab ülekoormusi terve Tallinna võrgu peale. Samas realiseerub see projekt prognoosi järgi alles 2028. aasta lähedal, mis tekitab riski uute liitumiste piiramiseks. Pudelikaela leevendamiseks modelleeriti täiendava analüüsi käigus Harku–Topi–Kiisa piirkonnas kahte alternatiivi, mida käsitleti ka ER-ELV ühisarengukavas. Kõigi alternatiivide puhul lisati mudelisse eelnevalt Harku–Tabasalu–Tiskre–Veskimetsa ühendus.

Esimese alternatiivina käsitleti Topi–Pääsküla–Järve alajaamade ühendamist kaabelliinidega. Kuigi see lahendus vähendas kõige enam L001/L002 kaablite koormust 26% võrra, siis osutus uus Topi–Pääsküla–Järve kaabelliin teatud N-1 olukordades ise tugevalt ülekoormatuks.

Teise alternatiivina modelleeriti Kiisa–Saku–Järve ühendus õhuliinina (v.a lõik Kvartsi - Järve, mis tuleb ruumiliste kitsenduste tõttu ehitada kaabliga). See vähendas L001/L002 kaablite koormust ligikaudu 16% võrra. Täiendavalt on võimalik operatiivselt vähendada koormust 23% võrra lahutades Topi alajaama sektsioonid.

L001/L002 kaablite pudelikaela lahendamiseks on olemas ka kiirem lahendus – täiendavate kaablite paigaldamine. See aga tugevdaks veelgi Veskimetsa ühendust ning muudaks võimsusvoogude suunamise Järve suunas keerulisemaks. Lisaks näitavad arvutused tulevikuperspektiivis Topi–Kiisa lõigul voolusid vahemikus 700–800 A, mis ületab ühe kaabli läbilaskevõime. Planeerimisel arvestatakse perspektiivse kaabli läbilaskevõimeks 600 A, mistõttu tuleb arvestada vähemalt kahe paralleelse kaabliga. Analüüsis ei olnud arvesse võetud võimalikke uusi andmekeskusi Harku, Kiisa ja Aruküla alajaamades, mis suurendaksid nende liinide koormust veelgi.

Koormuste paremaks jaotamiseks enne Kindluse alajaama valmimist on üheks alternatiiviks rajada täiendav Kiisa–Järve ühendus. Võrreldes olemasolevat Tallinna piirkonna arenguplaani (täiendavate leevendusmeetmetega, nt topelt kaabelliinid Harku–Veskimetsa lõigul) ning uut Kiisa–Saku–Järve ühendust, osutub viimane investeeringumahult soodsamaks lahenduseks. Arenduskohustuse raames alustatakse trassikoridori uuringuid uue õhuliini lõigul Kiisa – Saku – Kvartsi – Järve (joonis 5.22).



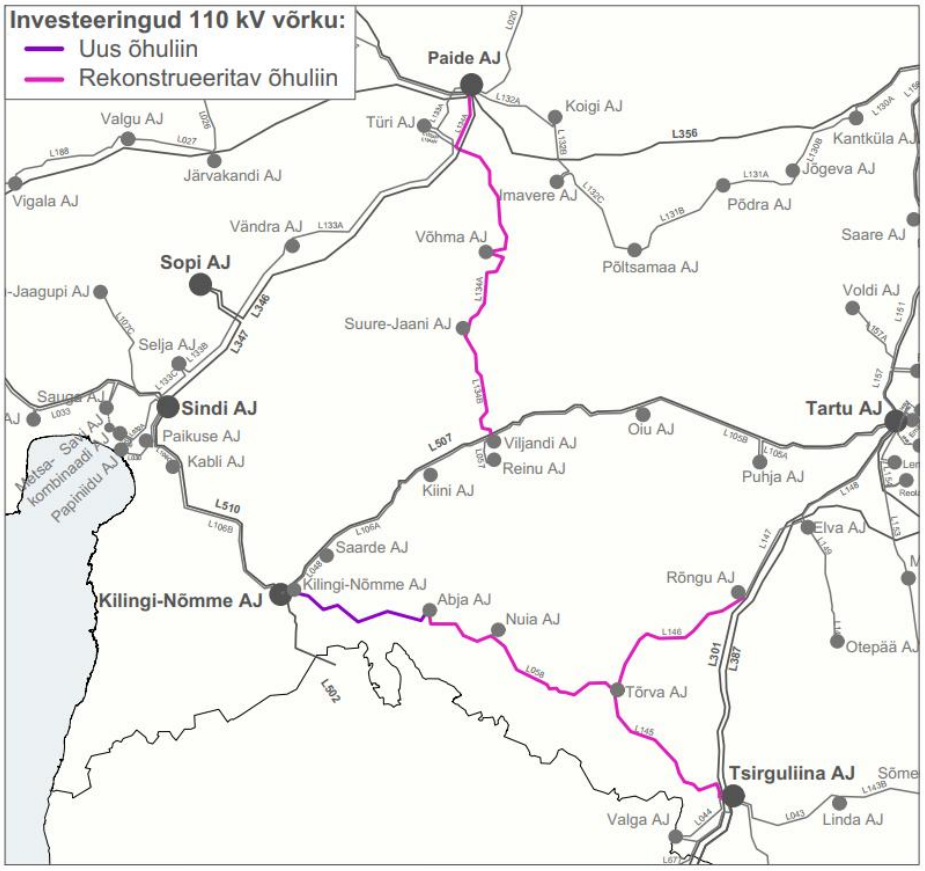
Joonis 5.22 Tallinna piirkonna potentsiaalsed pudelikaelad ja investeeringute alternatiivid

Lokaalsed piirangud tekivad Paldiski alajaamas uute tootmisvõimsuste lisandumisel, mis tähendab, et L178 ja 179 Paldiski-Keila õhuliinidel tuleb korrastada gabariite +60°C-le. Rekonstrueerimise vajadus (44 km kokku) sõltub liituvast võimsusest. Kui Paldiski alajaama summaarne võimsus kasvab rohkem kui 95 MW, siis muutub gabariitide tõstmise vajadus suurema läbilaskevõimega liinide ehitamise vajaduseks.

Uute tootmisvõimsuste lisandumisega tekivad pudelikaelad Tõrva piirkonnas. L058 Tõrva - Abja on 39 km õhuliin, mis ülejäänud võrgu suhtes ehitatud haruna. Uute tootmissuunaliste võimsuste lisamine on raskendatud, kuna esiteks ei ole rikke korral tagatud kuni 2-tunnine katkestusaeg ja teiseks, võimsuse ülekandmise kasutegurit tugevalt mõjutavad kaod liinidel arvestades, et Tõrva alajaama sektsioonid on normaalskeemi järgi lahutatud, tekib 68 km haru Abja – Tsirguliina. L147 Elva - Rõngu ja L148 Tartu – Elva õhuliinid on juba rekonstrueeritud 1x242 mm^2 Eesti - Läti 330 kV õhuliinide rekonstrueerimise raames.

Võrguanalüüsi raames uued perspektiivsed tootmissuunalised võimsused olid lisatud Tõrva alajaama. Sõltuvalt N-1 elemendist, kogu võimsus liigub kas Tartu või Tsirguliina suunas. Olemasolevad liinid L145 Tõrva - Tsirguliina ja L146 Rõngu – Tõrva näitavad sel juhul ülekoormusi.

Antud piirkonna arengu perspektiivi võib jagada etappideks, esimese etapi puhul võrgu tugevdamine toimub ilma uute ühendusteta (olemasolevate õhuliinide rekonstrueerimine samas trassikoridoris ei arvestatud uue elektriühendusena) ja teises on arvestatud uue õhuliini lisandamisega Abja – Kilingi-Nõmme 110 kV alajaamade ühendamiseks (joonis 5.23).



Joonis 5.23 Kilingi-Nõmme – Abja uus 110 kV õhuliin

Esimese etapi puhul tuleb kõigepealt tugevdada Tõrva - Tsirguliina ühendust, mis hakkab võimsuse ülekandmisel rohkem osaleda transiitliinina juhul kui tekib uus 110 kV ühendus Abja – Kilingi-Nõmme. Selleks tuleb olemasolev L145 Tõrva - Tsirguliina õhuliin rekonstrueerida 2x242 mm2 liiniks, tekitades tugev ühendus Tõrva ja Tsirguliina vahel. L146 Rõngu - Tõrva õhuliini tuleb rekonstrueerida 1x242 mm^2, et tagada N-1 juhul suurem läbilaskevõime. Antud etapp ei lahenda Abja õhuliini varustuskindlust juhul kui sealne võimsus ületab läbilaskevõimet, siis tuleb olemasolev L058 liin rekonstrueerida ja/või uusi ühendusi tekitada.

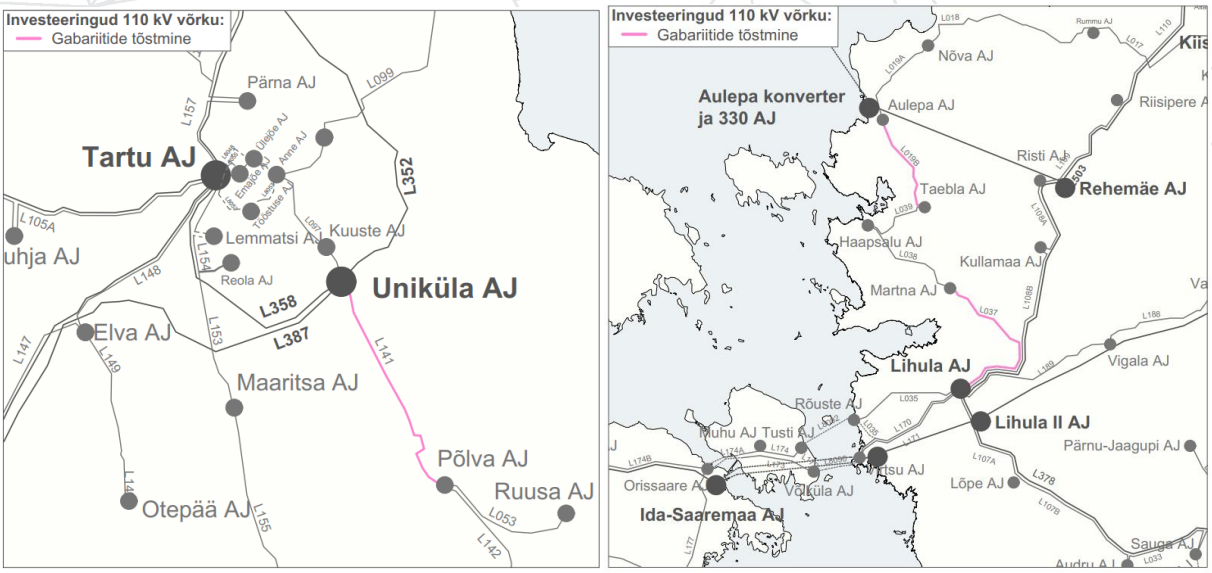
Teise etapina antud piirkonnas tuleks ehitada uus õhuliin, mida on võimalik suuremas mahus ehitada ELV olemasoleva 35 kV õhuliini trassikoridori kasutades. Uue liiniga tekib

ühendus Kilingi-Nõmme – Tsirguliina vahel, mis mõnes stsenaariumis vähendab võimsusvoogu Kilingi-Nõmme – Viljandi – Tartu 110 kV liinidel. Samuti parandab uue ühenduse loomine oluliselt varustuskindlust Abja - Tõrva lõigul.

Maksimaalse transiidi ja eksportrežiimide korral tekivad pudelikaelad liinidel L134A Paide – Suure-Jaani ning L134B Viljandi – Suure-Jaani (joonis 5.23). Kuigi koormust saab vähendada Abja – Kilingi-Nõmme ühenduse rajamisega, siis arvestades eelneva arengukava tulemustega tulevikus uute võimsuste lisandumisega liinide koormus kasvab. Üldise üheaastase koormusmahu vähendamiseks on võimalik liinide tööd edasi lükata samaajal pidevalt jälgides uute võimsuste potentsiaaliga. Pikemas perspektiivis tuleb planeerida antud liinide rekonstrueerimist, kuna mõlemad õhuliinid on paigaldatud 50-60 aastat tagasi ning nende eluiga saab järgmise 5-10 aasta jooksul täis.

Väiksemad ülekoormused tekivad ka liinidel L019B Aulepa-Taebla, L037 Martna-Lihula ja L141 Põlva – Kuuste lõikudel (joonis 5.24). Antud liinidel tuleks gabariite korrastada +60°C-le, kuna liinid pole veel eluea lõpu lähedal. Eelmises arengukavas koormus ületas ainult L019B liini, seega võib rekonstrueerimise otsus tekkida ainult kindla lokaalse liitujaga seoses või kui tuleviku prognoos näitab uusi võimsusi selles piirkonnas. Pikaajaline arengustsenaarium (ELV ja ER ühisarengukava) selles piirkonnas näeb ette uue 110 kV õhuliini ehitamine Taebla ja Risti alajaamade vahel ning Aulepa – Rehemäe 330 kV õhuliin EstLink 3 projekti raames.

Selle aasta analüüsi tulemusi võrreldi eelmise aasta arengukava tulemustega ning tabelis 5.1 on arvestatud nende töödega. Kui eelmine aasta oli nõutav töö uue liini ehitamine, aga sel aastal gabariitide tõstmine, siis perspektiivselt vaadates oleks mõistlikum teha kohe uus liin. Kõikide tabelis 5.1 mainitud liinidega alustatakse eeltöödega ning ehitama hakatakse kui piirkonda tekib liitumine.



Joonis 5.24 Vajalikud +60°C gabariitide korrastamised liinidel

Tabel 5.1 Arenduskohustuse 2026 tulemused

Liini number	Liini nimi	Vajalik investeering	Märkus
L001	Harku - Veskimetsa	lisakaabel	alternatiiv Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve uus ühendus
L002	Harku - Veskimetsa	lisakaabel	alternatiiv Kiisa-Saku-Kvartsi-Järve uus ühendus
L019B	Aulepa - Taebla	gabariidi tõstmine +60°C	
L037	Martna - Lihula	gabariidi tõstmine +60°C	
L058	Tõrva - Abja	õhuliini rekonstrueerimine 1x242 mm^2	
L088	Tabasalu - Harku	gabariidi tõstmine +60°C	
L134A	Paide - Suure-Jaani	õhuliini rekonstrueerimine 1x242 mm^2	2025 arenduskohustuse raames lisatud eelarvesse
L134B	Viljandi - Suure-Jaani	õhuliini rekonstrueerimine 1x242 mm^2	2025 arenduskohustuse raames lisatud eelarvesse
L141	Põlva - Kuuste (Unikülani)	gabariidi tõstmine +60°C	
L145	Tsirguliina - Tõrva	õhuliini rekonstrueerimine 2x242 mm^2	
L146	Rõngu - Tõrva	õhuliini rekonstrueerimine 1x242 mm^2	
L178	Paldiski - Keila	gabariidi tõstmine +60°C	
L179	Paldiski - Keila	gabariidi tõstmine +60°C	
L8005	Tõnismäe - Endla	olemasoleva kaabli asendamine	
uus	Tabasalu - Veskimetsa	uus kaabelliin	planeeritud ER-ELV arengukava raames
uus	Kiisa - Saku - Järve	uus õhuliin 1x242 mm^2	alustame trassiuuringuga
uus	Abja - Kilingi-Nõmme	uus õhuliin 1x242 mm^2	planeeritud ER-ELV arengukava raames

5.2.2 Kõrgepinge reaktorite vajadus

Eesti elektrisüsteemi arengud lähiaastatel, sh taastuvenergia kiire lisandumine, piiriüleste ülekandevoogude suurem muutlikkus ning alalisvoolu ühenduste rolli kasv, suurendavad vajadust paindlike pingejuhtimise lahenduste järele. Lähiaastatel on Eesti põhivõrgu töökindluse ja pingekvaliteedi tagamiseks vajalik kaaluda kahe kõrgepinge juhitava reaktiivvõimsuse kompenseerimisreaktori soetamist ja paigaldamist. Hispaania elektrisüsteemi kustumine näitas pinge juhtimise olulisust ja riske kui elektrienergia tootmine toimub enamasti taastuvenergia tootmisseadmetega. Reaktorite vajadus tuleneb eelkõige põhivõrgu koormusvoogude kiirest muutlikkusest ning kasvavast pingereguleerimise vajadusest olukorras, kus nii tootmine kui ka tarbimine muutuvad järjest dünaamilisemaks.

Üks reaktor oleks vajalik Tallinna piirkonnas, et maandada pingestabiilsuse riske, mis tekivad EstLink 1 alalisvooluühenduse koormuse ja võimsusvoo suuna muutumisel ning Tallinna sõlme koormuse olulisel kõikumisel. Olemasolevate lihtreaktoritega ei pruugi olla võimalik piisavalt kiiresti ja täpselt reageerida olukordades, kus Tallinna tarbimiskoormus võib lühikese aja jooksul kas täielikult kompenseeruda või mitmekordistuda. Täiendavalt suureneb pingekõikumiste riski Lääne-Eestisse lisanduv päikeseparkide tootmine ning salvestusseadmed, samuti Kiisa ja Aruküla akusalvestite võimalikud töörežiimid, mis võivad Tallinna sõlme koormust oluliselt muuta.

Teine juhitav reaktor tuleks Tartu piirkonda, et tagada pingejuhtimise võimekus Eesti-Läti suunaliste koormusvoogude suurtel muutustel. Tartu 330 kV sõlm on ühendatud kolme 330 kV liiniga ning transiitvoogude suuna muutumisel (sh kuni ligikaudu 2000 MW ulatuses) võib liinide poolt tekitatav reaktiivvõimsus oluliselt varieeruda, mis omakorda mõjutab pingenivoode stabiilsust.

Lähtudes eeltoodust on põhjendatud kaaluda vähemalt kahe juhitava reaktiivvõimsusega kõrgepinge reaktori rajamist, mis paikneksid strateegiliselt olulistes sõlmpunktides. Sellised investeeringud aitavad vähendada pingestabiilsuse riske, parandada võrgu töökindlust ning toetada elektrisüsteemi valmisolekut suuremaks tootmise ja tarbimise muutlikkuseks. Täiendavalt teeme ettevalmistavaid tegevusi võrku ühendatud tootmisseadmete reaktiivvõimsuse reguleerimisvõimekuse suuremaks kasutuselevõtuks, et tagada võimekus ka lühiajaliste ajutiste skeemide korral.

5.2.3 Mittelaiendatavad alajaamad

Mittelaiendatav alajaam on alajaam, millel esineb vähemalt üks järgmistest piirangutest:

1. Alajaamas on saavutatud tehniline piirang. Tehniliseks piiranguks 110 kV kahe sektsiooniga alajaamas on kolm 110 kV erineva tarbimiskohaga liitumispunkti sektsiooni kohta või sellega samaväärset ühendust, kuna suurema liitumispunktide arvu korral ei suudeta tagada alajaama seadmete hooldamist olemasolevatele klientidele maksimaalselt lubatud katkestusajaga;
2. Alajaama territooriumi pole õiguslikult, füüsiliselt või majanduslikult võimalik laiendada. Näiteks alajaama kõrval olevad kinnistud on hoonestatud ja kasutuses või on kehtestatud vastav detailplaneering;
3. Alajaam kuulub järgneva kümne aasta jooksul demonteerimisele ning võrgu optimeerimise eesmärgil ehitatakse uus alajaam teise asukohta;
4. GIS alajaam ei ole laiendatav seadme tootja tehnilise toe puudumise tõttu.

Mittelaiendatavaid alajaamasid on 30.08.2026 seisuga 12, millest tehnilise piirangu alla kuulub 2, territooriumi piirangute alla 4 ning GIS alajaama kriteeriumiga on 6.

Tabel 5.2 Mittelaiendatavad alajaamad

Alajaam	Mittelaiendatavuse põhjus
Elektrijaama	GIS, territooriumi piirangud
Emajõe	GIS, territooriumi piirangud
Kilingi-Nõmme 330 kV	Territooriumi piirangud
Kivimäe	GIS, territooriumi piirangud
Paldiski	Tehnilised piirangud
Pargi	Demonteeritav Jõhvi alajaama tekkimise pärast
Püssi 330 kV	Tehnilised ja territooriumi piirangud
Ranna	Territooriumi piirangud
Tõnismäe	GIS, territooriumi piirangud
Uhtna	Majanduslikul aspektil ehitatakse uude asukohta
Volta	GIS, territooriumi piirangud
Ülemiste	GIS, territooriumi piirangud

Paldiski alajaam on mittelaiendatav enda tehnilise piirangu tõttu ning turuosaliste huvist lähtuvalt on Elering alustanud Paldiski 2 alajaama maa-ala ja õhuliini trassikoridori uuringutega, et tagada õigeaegne liitumine ja varustuskindlus. Uut maad otsitakse ligikaudselt 5 kilomeetri raadiuses olemasolevast mittelaiendatavast alajaamast ning mis terviklahenduse poolest oleks kõige mõistlikum. Kilingi-Nõmme 330 kV alajaama pole võimalik laiendada territooriumi piirangute tõttu ning ka selle alajaama osas otsitakse uue alajaama asukohta. Tallinnas ja Tartus olevate GIS alajaamade jaoks ei otsita uusi asukohti tiheasustuse ning 5 kilomeetri raadiuses olevate laiendatavate alajaamade olemasolu tõttu. Lihula 110 kV alajaama mahub veel

üks lahter peale mida kuulutatakse alajaam mittelaiendatavaks ning ka selle jaoks otsitakse uut maa-ala.

Vastavalt 31.07.2025 alates kehtiva liitumistasu ja tarbimis- või tootmistingimuste muutmise tasu arvutamise metoodikast[16] lähtuvalt põhivõrguettevõtja vähendab liitumistasu kliendi liitumisel mittelaiendatava alajaama asemel selle lähedusse esimesena rajatavas uues alajaamas juhul, kui uus alajaam ehitatakse põhivõrguettevõtja poolt määratud asukohta, mille puhul on võimalik alajaama hilisem laiendamine. Sellisel juhul vähendab põhivõrguettevõtja 50% ulatuses kliendi võrguühendustasu komponentide koosseisus uue alajaama elektrivõrguga ühendamiseks vajalike liinilahtrite koos selle juurde kuuluvate rajatiste ja seadmete jm alajaama rajamiseks vajaliku maksumust.

5.3 Võrgu töökindluse hoidmiseks teostatavad investeeringud

Peatükis kirjeldatavad investeeringud on olemasolevate võrguelementide renoveerimis/rekonstrueerimistööd töökindluse hoidmiseks, eluea pikendamiseks ja osadel juhtudel varustuskindluse tõstmiseks.

5.3.1 Põhja-Eesti

5.3.1.1 Tallinn ja lähiümbrus

Tallinna võrgupiirkonnas toimuvatest liinitöödest on varustuskindluse seisukohalt olulisimad investeeringud:

- Viimsi-Iru uue 110 kV kaabelliini rajamine
- L194/L195 Aruküla-Raasiku-Kehra 110 kV kaheahelalise õhuliini eraldi mastidele viimine

Aruküla ja Kehra alajaama toide on hetkel tagatud kahe ühistel mastidel paiknevate õhuliinidega, mis muudab keerukaks liinide hoolduse ja tõstab katkestuste riski. Iru-Viimsi kaabelliini rajamiseks tuleb ruumipuudusel täielikult rekonstrueerida Viimsi alajaam ja rajada Iru alajaama täiendav 110 kV kaabelliinilahter. Peale L194 Aruküla-Kehra liinilõigu ehituse lõppemist tuleb liinil L195 vahemikus Kehra AJ kuni mast nr 41Y eemaldada alumised juhtmed ning tõsta gabariidid 45°C-le vahemikus

[16] Elering AS liitumistasu ja tarbimis- või tootmistingimuste muutmise tasu arvutamise metoodika

Aruküla AJ kuni mast 41Y. Samuti rekonstrueeritakse vanusest tulenevalt Raasiku 110 kV alajaam.

Lõppemas on õhuliinide osaline asendamine kaabelliinidega:

- L001 Harku–Veskimetsa osalise kaabel- ja õhuliini ehitus
- L002 Harku-Veskimetsa osalise kaabel- ja õhuliini ehitus
- L011 Harku-Veskimetsa osalise kaabel- ja õhuliini ehitus
- L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliini ehitus

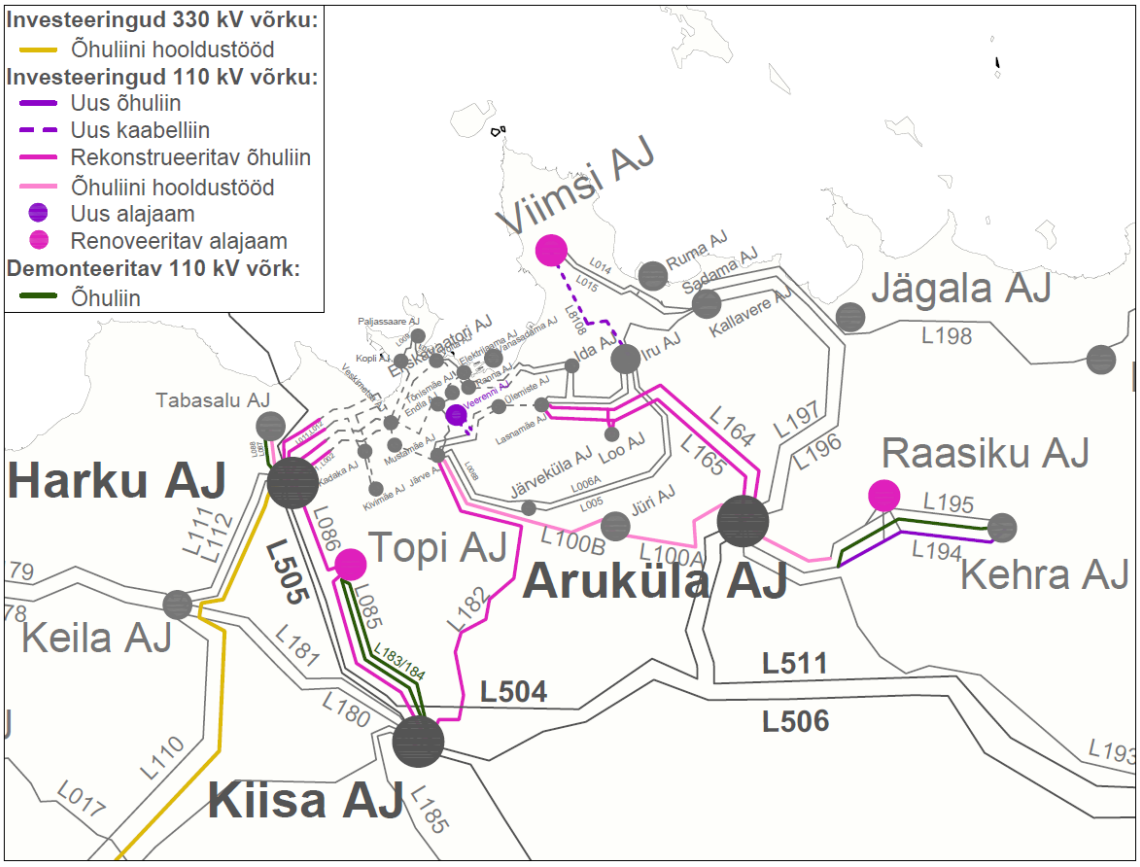
Kõigil nimetatud liinidel on kaabelliini osa valmis ja teha on veel õhuliinide rekonstrueerimistööd, mis valmivad 2026. aasta jooksul.

Võrgu optimeerimistöödest teostatakse L086 Kiisa-Harku 110 kV õhuliini rekonstrueerimine L086 Harku-Topi ja L085 Topi-Kiisa liinideks. L086 Topi – Harku rekonstrueeritakse täies pikkuses, kuid L085 Topi-Kiisa rekonstrueeritakse Topist kuni mastini nr 25 (5,3 km), ülejäänud osas (7 km) teostatakse renoveerimistööd tulenevalt ER-ELV arengukava plaanidest (vt täpsemalt peatükist 6.1.4.4). Seoses liinitöödega teostatakse vajalikke töid ka Topi alajaamas. Uus lahendus võimaldab demonteerida Kiisa-Topi L183 ja L184 liinid.

Vanusest tingituna rekonstrueeritakse täielikult L164 ja L165 Aruküla-Lasnamäe 110 kV ühistel mastidel õhuliinid ja Loo alajaama harud. L100A Järve-Jüri ja L100B Aruküla-Jüri liinidel teostatakse korralisi hooldustöid (osaline mastide vahetus ja isolatsioonitööd).

Tallinna koormuste kasvust tingituna rekonstrueeritakse L182 Järve-Kiisa 110 kV õhuliin. Samuti rekonstrueeritakse L088 Harku-Tabasalu tulenevalt Tallinna koormuste kasvust kui ka eluea lõpu lähenemisest. Samadel mastidel paiknev L087 Harku-Tabasalu liini saab demonteerida ER-ELV arengukava Tiskre kaabli realiseerumisel.

Tallinnasse rajatakse uus Veerenni alajaam tulenevalt Elektrilevi loobumisest Aidu alajaamast. Alajaama võrku ühendamiseks rajatakse kaabelliinisisestused Ülemiste-Järve L163 segaliinilt.



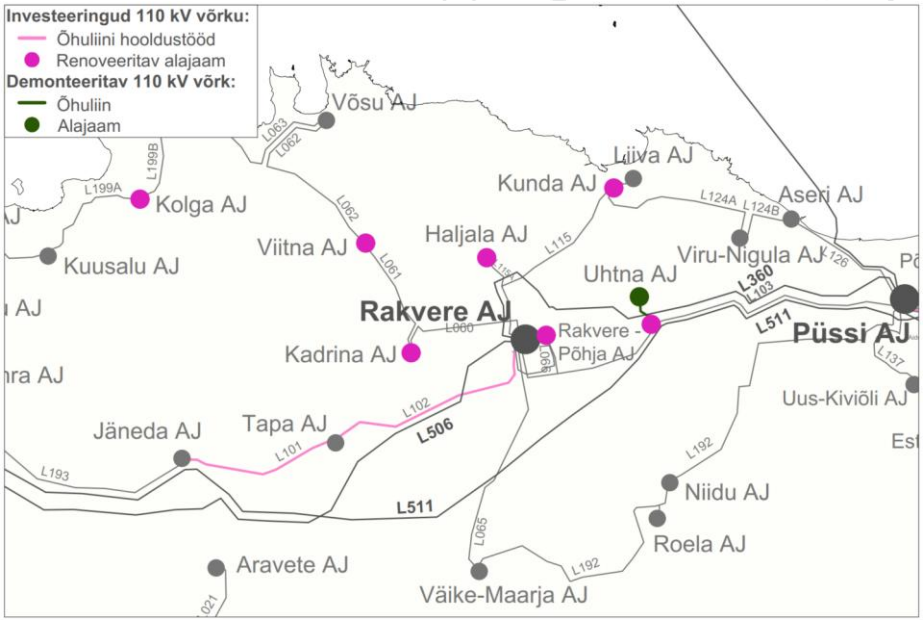
Joonis 5.25 Tallinna võrgupiirkonna investeeringud

5.3.1.2 Aruküla-Püssi piirkond

Piirkonnas rekonstrueeritakse vanuse tõttu mitmed 110 kV alajaamad: Kolga, Viitna, Kadrina, Haljala, Kunda, Rakvere-Põhja ja Uhtna. Uhtna harualajaam rekonstrueeritakse H-skeemiga alajaamaks uuel asukohal Uhtna haru ja 330 kV liini ristumiskoha lähedal. Alajaam ühendatakse L103 Rakvere-Püssi liinile ehk tekivad liinid Uhtna-Rakvere ja Uhtna-Püssi. Ümberehitus uuele asukohale võimaldab optimeerida elektrivõrgu mahtu ja keskkonnamõju ning tagada liini läbilaskevõime ning töökindla toimimise liini rikete korral. Kokku hoitakse ca 6,4 km õhuliinide ehituse vajadust ning 3,2 km liinitrassi.

L101 Tapa-Jäneda ja L102 Rakvere-Tapa liinidel tehakse eluea pikendamiseks erinevaid töid. L101 liinil teostatakse trossi ja juhtme vahetus ning isolatsiooni vahetus koos linnutõkete paigaldusega alates mastist 29 kuni Jäneda alajaama sisestuseni M72, ca 10 km. Mastist 29 kuni Tapa alajaamani toimub renoveerimine ER-ELV Lääne-Virumaa arengukava raames (täpsemalt peatükist 6.1.3.2). L102 liinil

teostatakse juhtme, piksekaitsetrossi ja üksikute mastide vahetus, lisaks vajavad väljavahetamist 6 halvas seisukorras masti.



Joonis 5.26 Aruküla-Püssi piirkonna investeeringud

5.3.1.3 Balti-Püssi piirkond

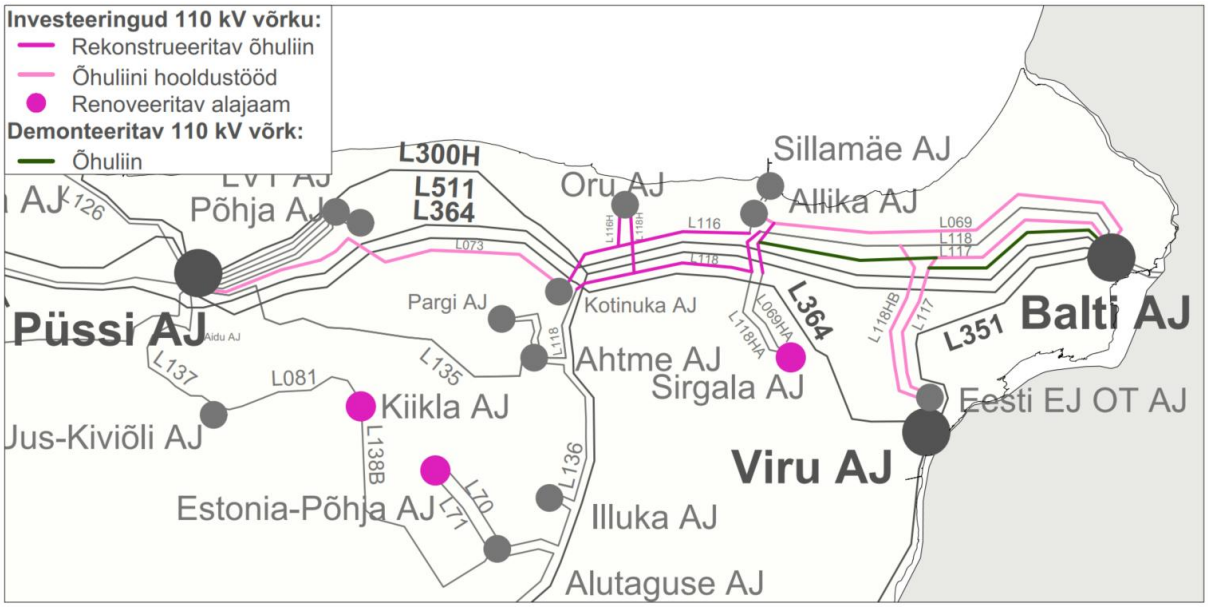
Pärast Eesti sünkroniseerimist Mandri-Euroopa võrguga ei vajata enam Eesti ja Venemaa vahelisi ülekandeliine, mistõttu Kirde-Eesti võrgupiirkonnas muutuvad võimsusvood. Seetõttu tuleb vaadeldavas piirkonnas elektrivõrgu optimeerimiseks läbi viia mitmed tööd:

- L118 mastist 153 kuni olemasoleva Balti-Püssi L116 mastini 98, kust ühendatakse kokku L118 uus liinilõik olemasolev L116-ga, moodustub liin **L118 Ahtme-Balti**.
- L116 ja L118 ümberühenduste tulemusena 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 toiteühendus ühendatakse haruna liinile L118 Ahtme-Balti, teise toite jaoks ühendatakse liinid L117 ja L119 paralleelselt Balti alajaamast kuni mastini 63.
- Oru alajaama esimene toiteühendus rajatakse haruna liinile L116 Püssi-Allika ja teine toide haruna liinile L118 Ahtme-Balti.
- Püssi-Allika olemasoleva lõigu renoveerimistööd - juhtme ja halvas seisukorras mastide vahetus lõigul mastist 227 kuni mastini 151Y.
- Püssi AJ kuni M151Y gabariitide korrastus juhtme temperatuuril +60°C.

- L069 Allika-Balti gabariitide korrastus juhtme temperatuuril +60°C.
- Eesti EJ OT ühendusliinidel juhtme ja amortiseerunud mastide vahetus ning gabariitide korrastamine temperatuuril +35°C.

Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimistöödele on võimalik 110 kV võrgu mahtu täiendavalt vähendada, kui Sirgala alajaamas loobutakse tarbimiskohast ja Sirgala 110 kV jaotla demonteeritakse. Sirgala alajaama ühendavad liinid lähevad üle kliendile. Antud klient läheb Allika alajaamas üle 110 kV liitumisele ja ehitavad Allika alajaamas koos trafodega uued keskpinge jaotusseadmed. Klientide vahelise liitumislepingu tingimuste tagamiseks ehitatakse Allika alajaama kolmas 110 kV elektriliin Ahtme-Balti liinile haruna. Kolmas 110 kV ühendus Allika alajaamaga on võimalik ehitada eraldiseisva liinina või rekonstrueerida üks olemasolev liin kaheahelaliseks liiniks. Hetkel on kolmas ühendus tagatud Sirgala alajaamast, mis optimeeritud lahenduses ei ole enam ülekandevõrgu alajaam.

Alajaama töödest (objektide vanusest tingituna) on kavas Estonia-Põhja ja Kiikla alajaama rekonstrueerimine ning samuti Sirgala alajaam, kui see jääb Eleringi omandisse.

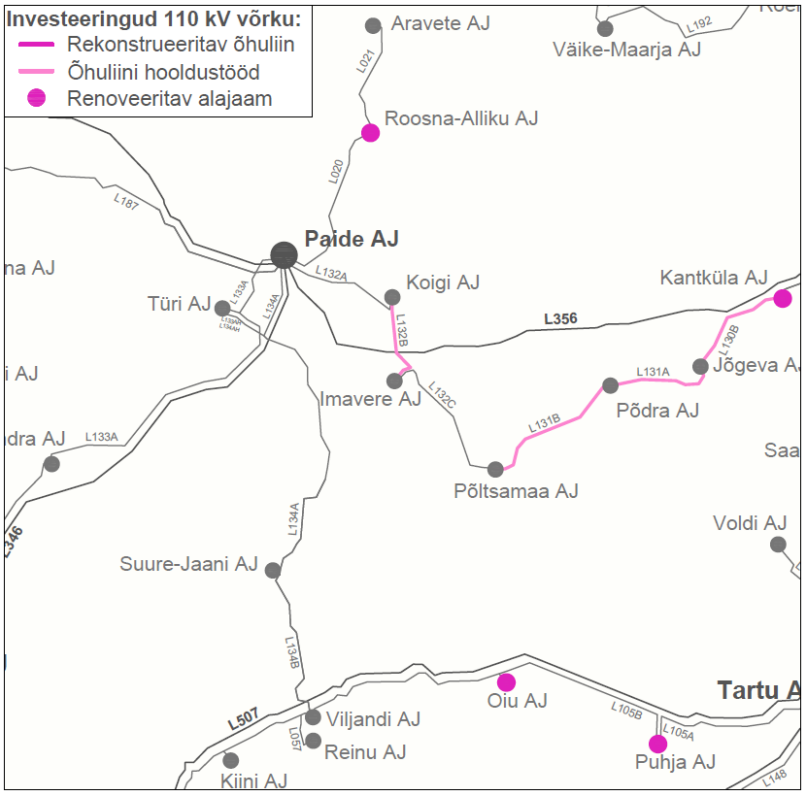


Joonis 5.27 Balti-Püssi piirkonna investeeringud

5.3.2 Kesk-Eesti

L130B Jõgeva-Kantküla, L131A Jõgeva-Põdra, L131B Põdra-Põltsamaa ja L132B Imavere-Koigi 110 kV liinidel vahetatakse juhe ja üksikud mastid eluea tõttu.

Kantküla, Oiu, Roosna-Alliku ja Puhja 110 kV alajaamad rekonstrueeritakse vanusest tingituna.



Joonis 5.28 Kesk-Eesti võrgupiirkonna investeeringud

5.3.3 Lõuna-Eesti

5.3.3.1 Tartu ja lähiümbrus

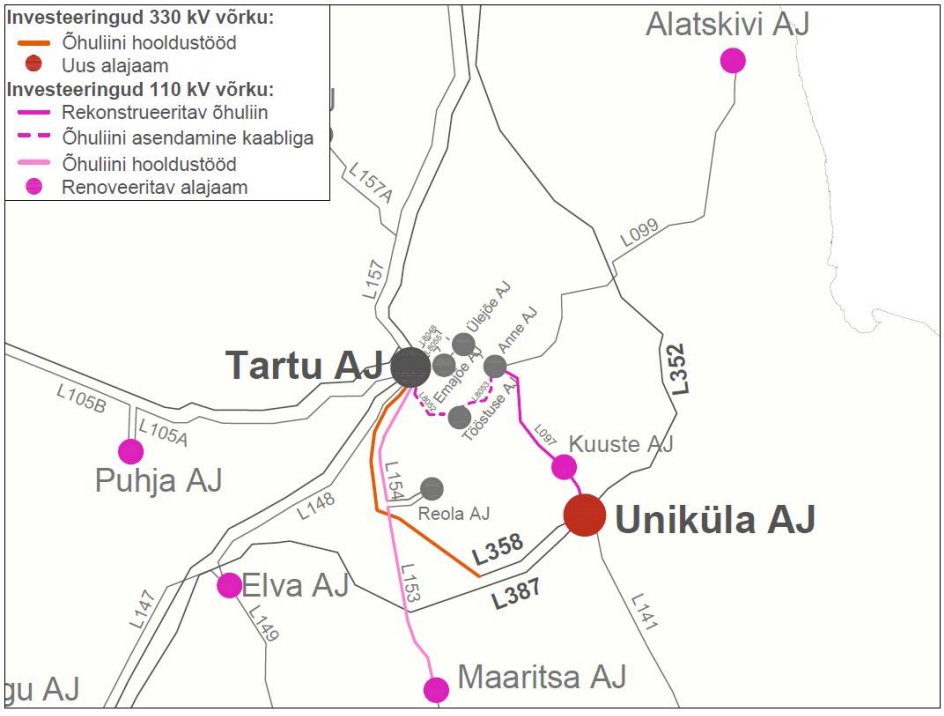
Tartu 330 kV trafod on N-1 olukorras juba praegu maksimaalselt koormatud. Elektritransport ja tehnoloogiate elektrifitseerimine põhjustab täiendavat koormuste kasvu lisaks võimsuste normaalsele kasvule. Koormuste hajutamiseks ja riskide vähendamiseks ehitatakse Uniküla uus 330 kV alajaam, mis tagab Tartu linna elektritoite Tartu alajaama väljalülitumisel. Alajaam aitab vähendada riikidevaheliste võimsusvoogude mõju läbi kohaliku 110 kV elektrivõrgu ning rahuldada Tartu ja selle lähiümbruse tarbimise ja koormuste jätkuvat kasvu. Koos uue Uniküla alajaamaga tekivad uued 330 kV ühendused:

- Mustvee - Uniküla L352
- Tartu - Uniküla L358
- Tsirguliina - Uniküla L353

Samuti rekonstrueeritakse vanad 110 kV liinid Anne – Kuuste – Uniküla ning L358 Uniküla-Tartu 330 kV õhuliinilõik, mis jäi alles Tartu-Pihkva liini demonteerimisest. L153 Reola-Maaritsa ja L154 Tartu-Reola 110 kV liinid tuleb renoveerida elueast tingituna. L153 puhul renoveeritakse liin osaliselt ning L154 on mõistlik tõsta rekonstrueeritava L358 Uniküla-Tartu 330 kV liiniga ühisriputusse.

Tartu sisemuses paiknevad Tartu-Tööstuse-Anne 110 kV õhuliinid on halvas tehnilises seisukorras ning kulgevad elumajade vahetus läheduses, mistõttu rekonstrueeritakse nimetatud õhuliinid kaabelliinideks. Valminud on uus Tartu-Ülejõe 110 kV kaabelliin ning Emajõe-Tartu alajaamade vaheline segaliin on asendatud täies ulatuses kaabelliiniga.

Kuuste, Maaritsa, Elva ja Alatskivi 110 kV alajaamad rekonstrueeritakse vanusest tingituna.



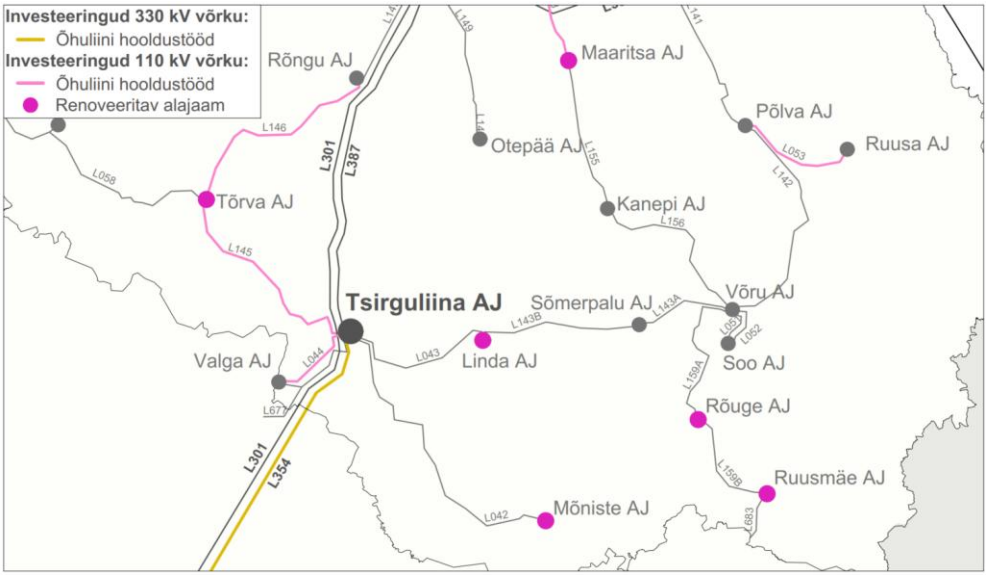
Joonis 5.29 Tartu võrgupiirkonna investeeringud

5.3.3.2 Lõuna-Eesti piirkond

Piirkonnas on vajalik rekonstrueerida Tõrva, Linda, Rõuge, Ruusmäe ja Mõniste 110 kV alajaamad objektide vanuse tõttu.

Liinitöödest teostatakse gabariitide korrastamine L053 Põlva-Ruusa 110 kV õhuliinil ning L044 Valga-Tsirguliina, L146 Rõngu-Tõrva ja L145 Tõrva-Tsirguliina 110 kV õhuliinidel on kavas suuremad hooldustööd (nt juhtme vahetus, osaline mastide vahetus, gabariitide korrastus).

330 kV õhuliinil L354 Tsirguliina – Valmiera teostatakse piksekaitsetross ja halvas seisukorras mastide vahetus eluea pikendamiseks.



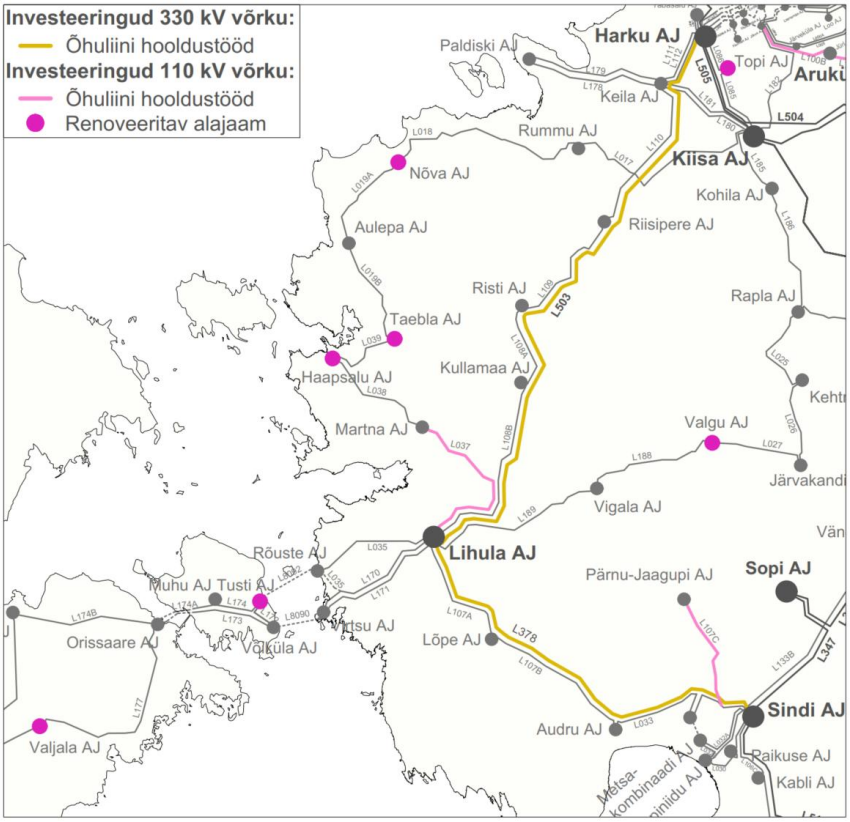
Joonis 5.30 Lõuna-Eesti võrgupiirkonna investeeringud

5.3.4 Lääne-Eesti

Lääne piirkonnas tuleb samuti vanuse tõttu rekonstrueerida olemasolevaid alajaamad - Nõva, Taebla, Haapsalu, Valgu, Tusti ja Valjala 110 kV alajaamad.

110 kV õhuliinidest teostatakse L037 Lihula - Martna liinil üksikute mastide ja osaline trossi vahetus ja gabariitide korrastamine. L107C Pärnu-Jaagupi haruliinil tõstetakse gabariidid 45 kraadini lepinguliste võimsuste tagamiseks.

L503 Harku-Lihula ja L378 Lihula-Sindi 330 kV õhuliinidel korrastatakse maste, kiudoptikat ja juhet (juhtmete gallopeerimise leevendamiseks).



Joonis 5.31 Lääne-Eesti võrgupiirkonna investeeringud

6 Regiooni arengud

- Uued piiriülesed ühendused võimaldavad paremini kasutada piirkonna tootmisvõimsusi, toetavad taastuvenergia kasutuselevõttu ning vähendavad üksikute ühenduste või tootmisallikate rikkest tulenevaid riske.
- Eesti-Läti neljas ühendus ja EstLink 3 on Balti piirkonna strateegilise tähtsusega taristuprojektid, mis suurendavad elektrisüsteemi vastupidavust ja tugevdavad Eesti ühendatust Euroopa elektrituruga.
- Eesti-Läti neljanda ühenduse ja EstLink 3 projekti elluviimise ajakava sõltub lisaks Eestile ka naaberriikide otsustest ning piirkondlikest kokkulepetest. Hetkel on planeeritud mõlema ühenduse valmimine aastal 2038, sealjuures investeerimisotsuste tegemine on kavandatud perioodi 2031-2033.
- Pikaajalises perspektiivis näeme jätkuvat trendi tootmisvõimsuste osakaalu kasvu Lääne-Eesti pool ning võimalike merevõrguarendusi. Sellega seoses on potentsiaal kaugemas tulevikus Eesti suursaari siduval 330 kV võrgul. Sellele eelnevalt planeeritakse Eesti suursaartel 110 kV ringvõrgu laiendamist.

Elering on arendamas koostöös teiste regiooni ülekandevõrgu operaatoritega täiendavaid ülekandeliine. Riigipiiriüleste täiendavate ühenduste vajadus tehakse kindlaks läbi ENTSO-E kümneaastase arengukava (TYNDP) protsessi, kus ülekandevõrgu operaatorid hindavad täiendavate võimsuste vajalikkust erinevate tuleviku tootmis- ja tarbimisstsenaariumite kaudu. ENTSO-E kümne aasta arengukava raames teostatud täiendavate ülekandevõimsuste vajaduste analüüsis[17] on välja toodud täiendavate ühenduste vajadus Soome ja Lätiga:

- EE-LV: 2030 stsenaariumis 500-1000 MW
- EE-FI: 2040 stsenaariumis 500-1000 MW

TYNDP protsessi raames hinnatakse ka projektide kasulikkust Euroopa kontekstis ning toetudes TYNDP tulemustele. TEN-E regulatsiooni alusel teeb Euroopa Komisjon ettepaneku Euroopa parlamendile ühishuviprojektide nimekirja[18] koostamiseks. Tänaseks päevaks on ühishuviprojektide nimekirja uuendatud kuus korda. Alates 2022.

[17] TYNDP 2024

[18] Projects of Common Interest and Projects of Mutual Interest

aastast on ühishuviprojektide nimekirjas EstLink 3 ja Eesti-Läti neljas ühendus[19]. Ühishuviprojektide staatus annab võimaluse taotleda Euroopa komisjoni CEF[20] kaasrahastust projektidele kuni 50% ulatuses, erandjuhtudel kuni 75% ulatuses. Varasemalt on nii Harku-Lihula-Sindi liin kui ka sünkroniseerimine olnud ühishuviprojektid, mis on kaasrahastust saanud.

Teiseks mehhanismiks, mis indikeerib ülekandevõrgu täiendavate välisühenduste vajadust, on ülekoormustasude (ÜKT) laekumine. ÜKT laekub juhul, kui kahe hinnapiirkonna vahel ei ole piisavalt ülekandevõimsusi. ÜKT kasutamine on võimalik täiendavate ühenduste loomiseks, mille eesmärk on hinnavahe vähendamine.

Tabel 6.1 Ülekoormustulu laekumine, kasutamine ja prognoos (miljonites eurodes). Tegelik laekumine aastatel 2014-2025 ja prognoos aastateks 2026-2038. (Nii 2024. kui 2025. aasta ÜKT-d mõjutasid EstLink 2 pikaajalised katkestused)

	2014-2025	2026-2038
Laekunud	725	1 220
Kasutatud	446	1 499
Võrgutasu tõusu vähendamiseks	79	129
Vastukaubandus	15	41
Sünkroniseerimisega seotud reservid ja varustuskindlus	77	462
Sünkroniseerimisega seotud investeeringud	101	22
Kriisivalmidus	0	117
EstLink 3	0	315
Eesti-Läti neljas elektriühendus	0	375
Muud investeeringud	174	38
Kokku jääk	279	0

Eesti ja Soome vahel oleva elektrihinna erinevus on alates 2019. aastast näidanud täiendava Eesti-Soome ühenduse vajalikkust. Täiendava ühenduse loomisel liigub hinnapiirkondade hinnaerinevus Eesti-Läti piirile, hinnaerinevus Eesti-Läti vahel võib tulevikus tekkida ka elektritootmise või -tarbimise muutustest Eestis või muudes lähiriikides. Ka uute ühendamise rajamise investeerimisotsuste tegemisel tuleb võtta arvesse naaberriikide erinevate projektide koosmõju. Kümne aasta perspektiivi

[19] TYNDP 2024 Project Collection

[20] Connecting Europe Facility - European Commission

arvestades püsib Eesti elektriühenduste ülekandevõimsuste suhe riigi tiputarbimisse teiste Euroopa riikidega võrreldes kõrgel tasemel.

Võttes arvesse TYNDP tervikpilti, ÜKT laekumist ning turuhinnaerinevuste liikumist on Rootsi, Soome ja Baltimaad tervikuna rajamas täiendavaid ülekandevõimsusi põhja-lõuna suunal. Täiendavateks projektideks on:

- Fenno-Skan 3, eeldatav võimsus 800 MW, Rootsi-Soome, HVDC[21]
- Aurora Line 2, Rootsi-Soome, HVAC
- EstLink 3, eeldatav võimsus 700 MW, Soome-Eesti, HVDC
- Eesti-Läti neljas ühendus, eeldatav võimsus vähemalt 500 MW, HVAC
- Läti-Leedu viies õhuliin, HVAC

Nimetatud projekte on kirjeldatud peatükis 6.3.

6.1 Eesti-Läti neljas ühendus

Lisaks eelpool kirjeldatud üle-Euroopalistele kasudele annab Eesti-Läti neljas ühendus võimaluse tugevdada Eesti suursaarte elektrivarustust, loob võimalused taastuvelektri toodangu ja kliimaeesmärkide saavutamiseks ning ennetab ülekandevõimsuse puudujääki, mis võib tekkida elektri tarbimise või tootmisvõimsuste muutusest või täiendavate teiste ühenduste loomisest elektriturul. Projekti eeltingimuseks ei ole tootmisüksuste rajamine maismaal või meres.

Projekti nimi: Eesti-Läti neljas ühendus

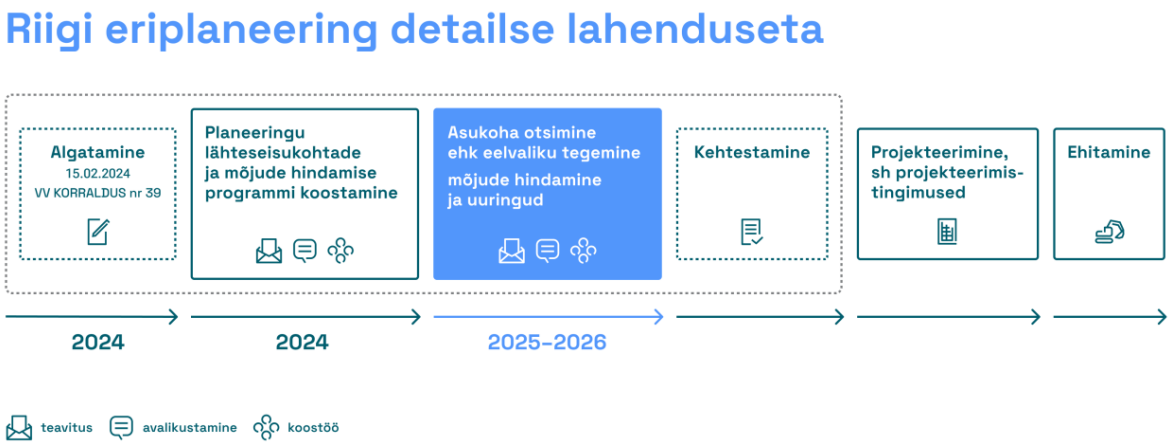
Projekti liigitus ja kategooriad: uued rajatavad õhuliinid, alajaamad ja HVAC merekaablid

Projekti ajatelg: projekti ettevalmistusaeg 2022-2030, planeeringute läbiviimine 2024-2026[22], maaküsimuste lahendamine ja projekteerimine 2027-2030, projekti rahastuse kindlustamine 2031-2033, ehitushanked 2031-2033, ehitus 2033-2038

[21] Fingrid and Svenska kraftnät initiate planning for Fenno-Skan 3 submarine cable between Finland and Sweden - Fingrid

[22] Eesti-Läti neljas elektriühendus | Riigiplaneering

Kasutuselevõtu aeg: 12/2038



Joonis 6.1 Eesti-Läti 4. ühenduse projekti ajakava

Projekti staadium: planeeringu läbiviimine[23], hoonestuslubade menetlus

Projekti osapooled: Läti põhivõrgu operaator AS "Augstsprieguma tīkls"

Prognoositud investeeringu maht: koguinvesteering Eestis ja Lätis kokku umbes 1,3 miljardit eurot, Eesti osa ca 700 miljonit eurot. Investeeringu maksumus ning jagunemine täpsustub riigipiiriülese kulude jaotuse otsustusprotsessi ning hangete raames. Investeering on planeeritud katta EU kaasrahastusest ja ülekoormustasust.

Võimsus: tehniline võimsus 1000 MW, turule antav võimsus vähemalt 500 MW

Projekti komponendid:

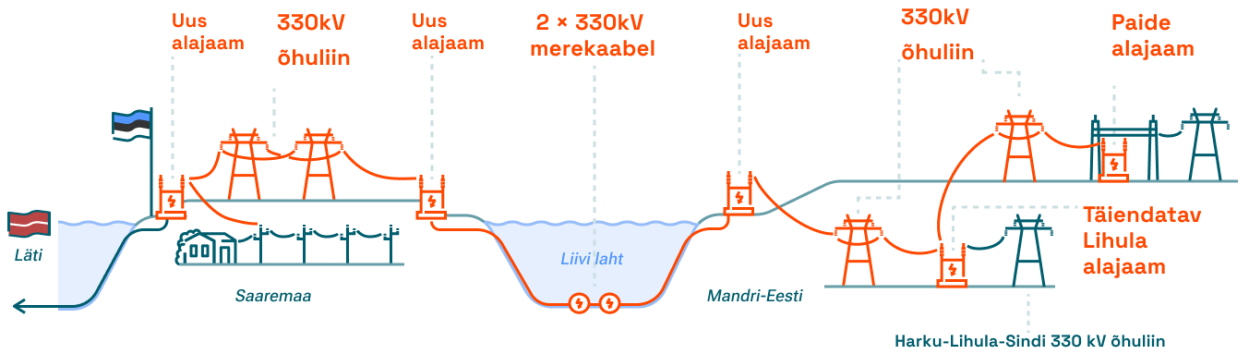
- uued rajatavad õhuliinid
- uued rajatavad alajaamad
- uued rajatavad merekaablid

Projekti eesmärk ja saadav tulemus: täiendav varustuskindlus, taastuvelektri toodangu võrku ühenduse võimaldamine, kliimaeesmärkide täitmine, saarte varustuskindluse parandamine

[23] Eesti-Läti neljas elektriühendus | Riigiplaneering

Projekti kirjeldus: Paide-Lihula uus alajaam 330 kV õhuliin, Lihula uus alajaam, Lihula uus alajaam-Ranniku 330 kV õhuliin, Ranniku alajaam, Ranniku alajaam-Ida-Saaremaa rannaalajaam merekaabel, Ida-Saaremaa rannaalajaam, Ida-Saaremaa rannaalajaam-Lääne-Saaremaa alajaam 330 kV õhuliin, Lääne-Saaremaa alajaam, Lääne-Saaremaa alajaam-Läti merekaabel

Rajatava taristu täpne asukoht ning täpsed tehnilised parameetrid sõltuvad planeeringu tulemustest.



Joonis 6.2 Eesti-Läti 4. ühenduse kulgemine

Projekti riskid:

- Riigi eriplaneeringu mittekehtestamine

Vabariigi Valitsus algatas Eesti-Läti neljanda elektriühenduse eriplaneeringu 2024. aasta veebruaris. Planeeringu menetlus tegevused pole veel lõppenud ning hetkel puudub kindlus planeeringu kehtestamise osas.

- Riigi eriplaneeringu menetluse pikenemine

Elering toetudes eelmiste suurprojektide kogemusele on ajastatud Eesti-Läti 4. elektripaigaldise valmimist mitte varem kui 7 aastat peale planeeringu kehtestamist. Peale kehtestamist asutakse projekteerima ning maalepinguid sõlmima. Juhul kui planeeringumenetlus pikeneb, siis on risk projekti ajakavale.

- Ebapiisav Euroopa kaasrahastus

Projekti rahastus on planeeritud mitte tõstma elektri ülekandetariifi. EL abirahastuse eesmärk on seda võimaldada. Ebapiisava kaasrahastuse korral võib osutuda võimatuks projekti investeerimisotsuse tegemine.

- Ehitushangete kallinemine/ajakava pikenemine

Ehitushindade maksumus on seotud soetatavate seadmete nõudluse ja pakkumisega maailmas üldiselt. Eriti merekaablite maksumus on seotud eelkõige teiste sarnaste projektide ajakavade ning ehitusmahtudega. Ehitushangete läbiviimisel seega on risk projektile ehitusmaksumuse suurenemisest või ajakava muutusest.

6.2 Eesti-Soome kolmas ühendus

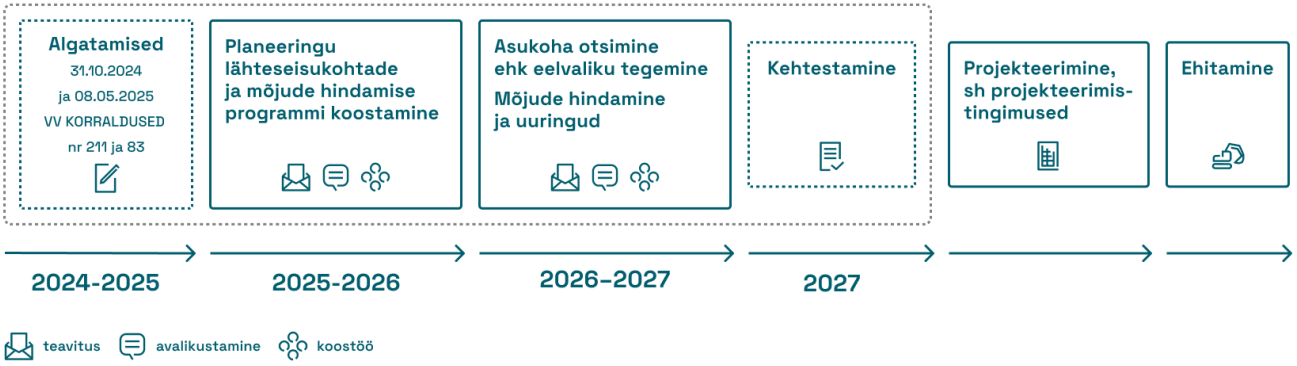
Lisaks eeltoodud üle-Euroopalistele kasudele võimaldab EstLink 3 projekt tugevdada Loode-Eesti elektrivarustust ning loob võimalused taastuvelektri toodangu ja kliimaeesmärkide saavutamiseks ja tulevikus ka suursaarte elektrivarustuse parandamiseks ning loob võimalusi täiendavateks tulevikuühendusteks Soome ja Rootsi suunal. EstLink 3 raames rajatav Tallinna ringliin võimaldab EstLink 3 võimsusvoogudel lääne-ida-suunalist liikumist ning samal ajal võimaldab leevendada ülekoormusi Tallinna ja selle lähiümbruse elektrivõrgus. Olemasolevate liinide rekonstrueerimine võimaldavad EstLink 3 raames tekkivad täiendavad võimsusvood lääne-ida ja põhi-lõuna suunalises olemasolevas ülekandevõrgus.

Projekti nimi: EstLink 3

Projekti liigitus ja kategooriad: välisühendus, mis liigitub kolmeks eri tüüpi investeeringuks:

1. uus alalisvoolu mereühendus koos konverteralajaamaga
   - Mereühenduse randumiskohaga Lääne-Eestis, konverteralajaam
   - Alalisvoolu ühendus (HVDC) tagasivoolu kaabliga pingel üle ±300kV
   - VSC (*Voltage Source Control*) tüüpi konverter
2. rajatavad uued õhuliinid ja alajaamad maismaal EstLink 3 võimaldamiseks
   - Konverteralajaama ja olemasolevat ülekandevõrku ühendav 330 kV õhuliin
   - 330 kV alajaam olemasolevas ülekandevõrgus Harku-Lihula vahelisel liinil
   - Tallinna läheduses uus 330 kV Kindluse alajaam koos ühendustega olemasolevasse ülekandevõrku Aruküla alajaamas ja Harku-Aruküla L504 330 kV liinil.
3. olemasolevate liinide rekonstrueerimine
   - L506 Rakvere - Kiisa 330 kV õhuliini rekonstrueerimine
   - L360 Püssi - Rakvere 330 kV õhuliini rekonstrueerimine
   - L346 Paide - Sopi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine (hankeleping sõlmitud 12.08.2025)
   - L347 Sopi - Sindi 330 kV õhuliini rekonstrueerimine (hankeleping sõlmitud 12.08.2025)

Projekti ajatelg: ettevalmistusaeg 2022-2030, planeeringute läbiviimine 2024-2028, olemasolevate liinide rekonstrueerimine 2033-2037, uute liinide ja alajaamade rajamine 2033-2038, merekaabli paigaldamine 2037-2038



Joonis 6.3 EstLink 3 projekti maismaaplaneeringute ajakava

Kasutuselevõtu aeg: 12/2038

Projekti staadium: planeeringute läbiviimine, hoonestusloa menetlus

Projekti osapooled: Fingrid OYj, projekti koostöö memorandum sõlmitud 2022. aastal

Prognoositud investeeringu maht: koguinvesteering Eestis ja Soomes kokku umbes 1,2 miljardit eurot, Eleringi osa ca 600 miljonit eurot

Võimsus: planeeritav ülekandevõimsus 700 MW, vastavalt Baltimaade sagedusreservide dimensioneerimisele maksimaalne võimsus, mis võimalik ükselemendile. Investeeringu maksumus ning jagunemine täpsustub riigipiiriülese kulude jaotuse otsustusprotsessi ning hangete raames. Investeering on planeeritud katta EU kaasrahastusest ja ülekoormustasust.

Projekti komponendid:

1. rajatav mereühendus, Eestipoolne alguspunkt Läänemaal Aulepa piirkonnas
2. VSC (*Voltage Source Control*) tüüpi konverterjaam asukohaga Läänemaal võimalikult merekaabli randumiskoha lähedal uues rajatavas konverteralajaamas.
3. uued rajatavad õhuliinid ja alajaamad:

- Olemasolevast võrgust uude konverteralajaama 1x330 kV õhuliin koos alajaamaga olemasolevas võrgus ja konverteralajaama rajamisega võimalikult randumiskoha lähedal (riigi eriplaneering algatatud[24])
- Tallinna ringliin: uus 330 kV Kindluse alajaam Ülemiste järve piirkonnas võimalikult Tallinna lähedal, mis ühendatakse Aruküla alajaamaga 1x330 kV õhuliiniga ning 2x330 kV õhuliiniga Harku-Aruküla 330 kV liiniga sisselõike tegemisel (riigi eriplaneering algatatud[25])

3. olemasolevate liinide rekonstrueerimine: L360, L506, L346, L347
   - Komponendid on tehtud kindlaks mudeldamise tulemusel ning nende rekonstrueerimine ja rajamine võimaldab EstLink 3 piiranguteta töö. Antud projektid on esitatud ka TYNDP 2022 ja 2024 projekti osadena ning on Euroopa ühishuvi projekti staatuse (*Projects of Common Interest - PCI)* listis.

Projekti eesmärk ja saadav tulemus: elektrihinna erinevuse ühtlustamine, täiendav varustuskindlus, kliimaeesmärkide täitmine

Projekti kirjeldus:

I – rajatav mereühendus, merekaabli kogupikkus ligikaudu 120 km, Eestipoolne alguspunkt Läänemaal Aulepa piirkonnas, täpne merekaabli asukoht tehakse kindlaks hoonestusloa menetluse käigus. VSC (*Voltage Source Control*) tüüpi konverterjaam asukohaga Läänemaal võimalikult merekaabli randumiskoha lähedal uues rajatavas konverteralajaamas.

II – uued rajatavad õhuliinid ja alajaamad:

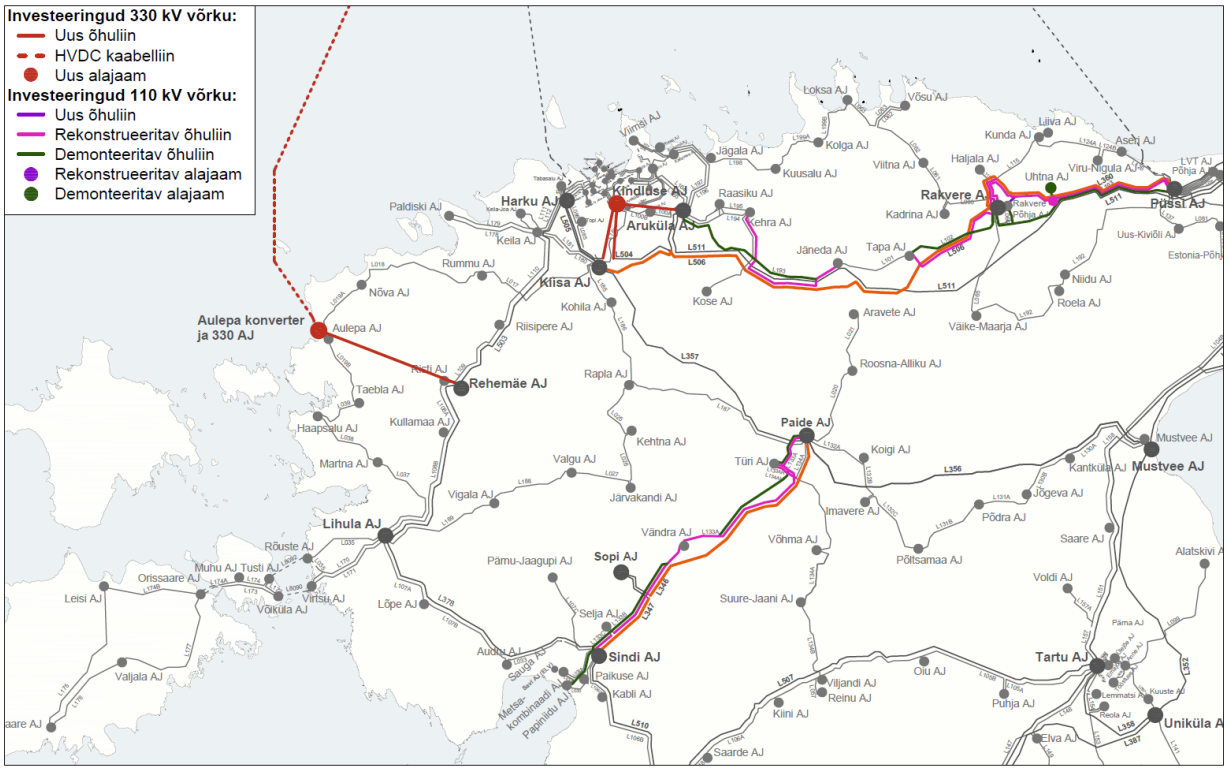
a) Aulepa - Rehemäe maismaaosa: olemasolevast võrgust uude konverteralajaama 2x330 kV õhuliin koos alajaamaga olemasolevas võrgus ja konverteralajaama rajamisega võimalikult randumiskoha lähedal. Antud projektil on algatatud riigi eriplaneering.
b) Tallinna ringliin: 330 kV õhuliin, mille kulgemine lahendatakse võimalikult Tallinna lähedalt koos uue Kindluse alajaama rajamisega Ülemiste järve piirkonnas. Antud projektil on algatatud riigi eriplaneering.

[24] EstLink 3 Rehemäe-Aulepa maismaaosa | Riigiplaneering

[25] Tallinna piirkonna kõrgepingevõrgu tugevdamine | Riigiplaneering

III – olemasolevate liinide rekonstrueerimine:

- L360 Püssi-Rakvere pikkusega 56,7 km, ühisriputus täies ulatuses liiniga L103 ja osaline ühisriputus liinidega L115 ning L126
- L506 Kiisa-Rakvere pikkusega 107,9 km, ühisriputus liinidega L193 ja L102
- L346 Paide-Sopi pikkusega 56,8 km, ühisriputus liinidega L134A, L133A ja L133B
- L347 Sopi-Sindi pikkusega 19,1 km, ühisriputus liiniga L133B



Joonis 6.4 Planeeritav EstLink 3 ühendus Eesti poolel ja sellega seonduvad võrgutugevdused

Projekti riskid:

- Riigi eriplaneeringu mittekehtestamine

Vabariigi Valitsus algatas EstLink 3 maismaa projektide osas Rehemäe-Aulepa riigi eriplaneeringu 2025. aasta mais ning Tallinna kõrgepingevõrgu tugevdamise riigi eriplaneeringu 2024. aasta oktoobris. Planeeringu menetlustegevused pole veel lõppenud ning hetkel puudub kindlus planeeringu kehtestamise osas.

- Riigi eriplaneeringu menetluse pikenemine

Elering toetudes eelmiste suurprojektide kogemusele on ajastanud EstLink 3 uute planeeritavate liinide valmimise 6 aastat peale planeeringute kehtestamist. Juhul kui planeeringumenetlus pikeneb, siis on risk projekti ajakavale.

- Ebapiisav Euroopa kaasrahastus

Projekti rahastus on planeeritud mitte tõstma elektri ülekandetariifi. EL abirahastuse eesmärk on seda võimaldada. Ebapiisava kaasrahastuse korral võib osutuda võimatuks projekti investeerimisotsuse tegemine.

- Ehitushangete kallinemine/ajakava pikenemine

Ehitushindade maksumus on seotud soetatavate seadmete nõudluse ja pakkumisega maailmas üldiselt. Eriti HVDC seadmete ja kaablite maksumus on seotud eelkõige teiste sarnaste projektide ajakavade ning ehitusmahtudega. Ehitushangete läbiviimisel seega on risk projektile ehitusmaksumuse suurenemisest või ajakava muutusest.

6.3 Kokkuvõte suurematest projektidest Euroopa Liidus

Allolev joonis kajastab suurprojekte, mis koos aitavad kogu Baltikumi siduda tugevamalt Euroopa ja Põhjamaadega, tõstavad varustuskindlust ja võimaldavad taastuvenergia liitmist ülekandevõrku:

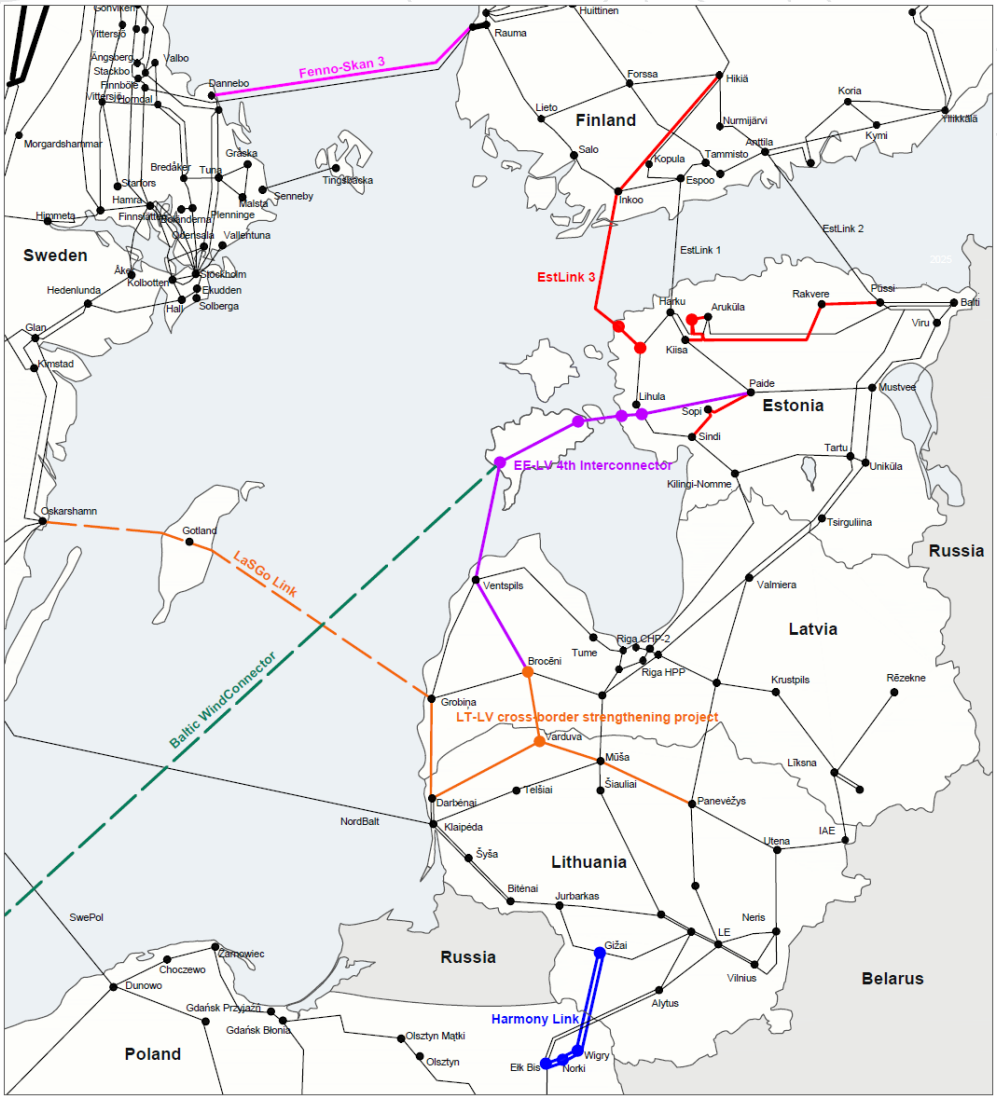
- Seoses **Eesti-Läti neljanda ühendusega** planeerib Läti oma sisevõrgu töödest rajada uue 330 kV õhuliini Ventspilsi alajaamast Brocēni alajaamani. EstLink 3 projekti raames planeerib Soome oma sisevõrgus rajada uue 400 kV õhuliini Inkoost Hikiä alajaama.
- **LT-LV *crossborder strenghtening project*:**
  Läti planeerib Leeduga täiendava ülepiirilise 330 kV õhuliini rajamist rekonstrueeritava Brocēni (Läti) ja uue rajatava Varduva (Leedu) 330 kV alajaamade vahele. Varduva alajaam ühendatakse uute 330 kV õhuliinidega olemasolevate Darbėnai ja Mūša 330 kV alajaamadega, samuti rajatakse uus 330 kV õhuliin Mūša ja Panevėžyse olemasolevate alajaamade vahele. Läti ja Leedu vahelistest olemasolevatest ühendustest planeeritakse rekonstrueerida Grobina ja Darbėnai vaheline 330 kV õhuliin. Uus välisühendus ja olemasoleva rekonstrueerimine lisab Läti ja Leedu piirile täiendavalt 1000 MW. Investeeringute planeeritud valmimisaeg on 2035. aasta.
- **LasGo link:**
  Läti ja Rootsi vahele planeeritakse uut HVDC ühendust võimsusega 500 MW. Projekt peaks valmima aastal 2037.

- **Harmony Link:**
  Sünkroniseerimise projekti üks viimastest investeeringutest on Leedu ja Poola vahele täiendava ühenduse rajamine koguvõimsusega 700 MW. Projekti raames ehitatakse Leedust olemasolevast Gižai alajaamast kaks 220 kV liini (kaabel+õhuliin) Poola olemasolevasse Elk Bis alajaama. Mõlemad alajaamad laiendatakse uute kaablite jaoks ja juurde ehitatakse kaks uut 220/110 kV alajaama Norki ja Wigry piirkonda. Ühenduse planeeritud valmimisaeg on 2030. aastal.
- **Baltic Windconnector:**
  Võimalik HVDC kaabelliin võimsusega 2000 MW, mis ühendaks Saksamaa Eestiga või Lätiga ja annaks võimaluse rakendada Läänemere meretuule potentsiaali. Projekti valmimistähtaeg on peale 2040. aastat.
- **Fenno-Skan 3:**
  Olemasolev HVDC kaabel võimsusega 500 MW (Fenno-Skan 1) Soome ja Rootsi vahel asendatakse vanusest tulenevalt uue kaabliga. Uue kaabli planeeritav võimsus on 800 MW ja projekti võimalik valmimistähtaeg on peale aastat 2040.
- **Aurora Line 2:**
  Soome ja Rootsi planeerivad täiendavat 400 kV vahelduvvoolu ülekandeliini Põhja-Soome ja Põhja-Rootsi vahel, mis tõstaks kahe riigi vahelist ülekandevõimsust 1000 MW võrra. Projekti võimalik valmimisaeg on planeeritud 2030ndate keskele.

Eelpool nimetatud projektide täpsem vaade ja ülejäänud ENTSO-E kümne aasta arengukavasse kuuluvad projektid on leitavad TYNDPi lehelt[26] ning täiendavate võimsuste vajadusest on võimalik lugeda ENTSO-E arengukavast[27].

[26] TYNDP 2024 Project Collection

[27] l_250317_entso-e_RIPs_2024_BS_07.pdf



Joonis 6.5 Eestiga seotud regionaalsed projektid

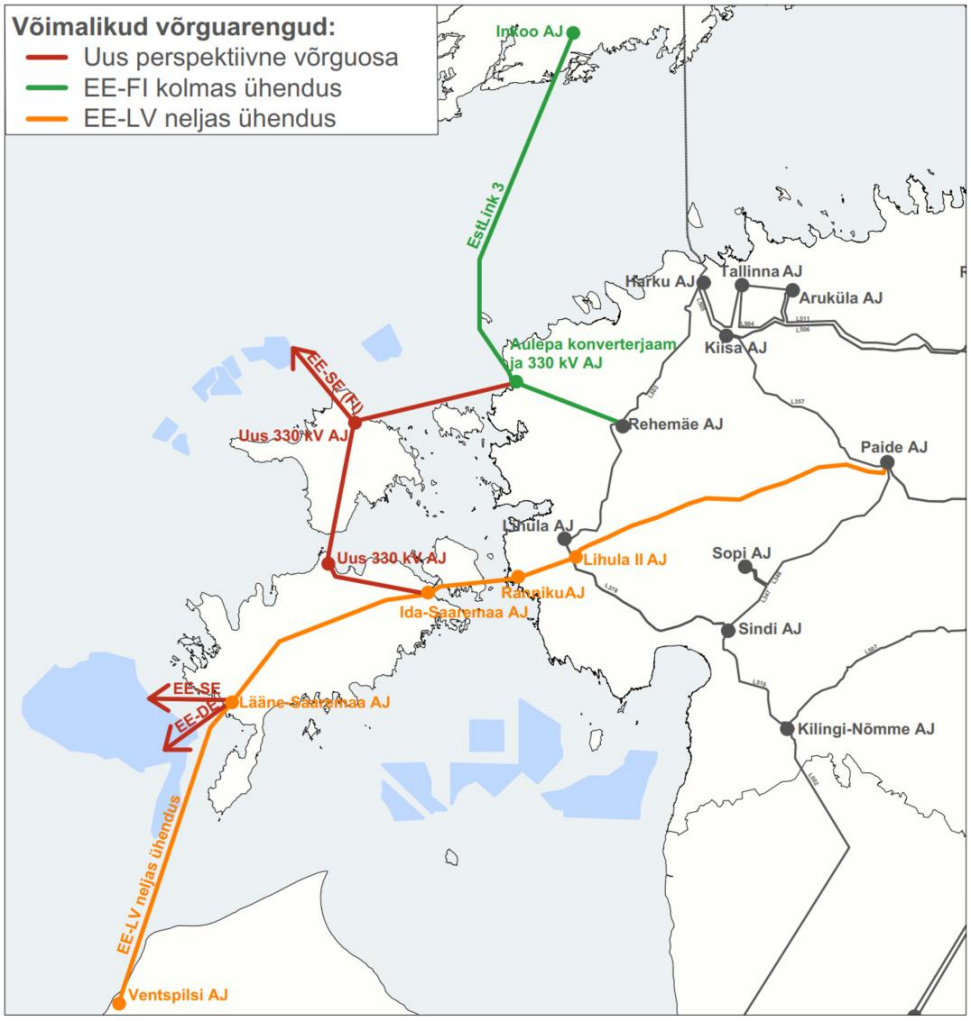
6.4 Võrgu pikaajaline tulevikuvisioon

Eesti elektritarbimise tõusu prognoos näeb ette 2040. aastaks tarbimise kasvu 14 TWh-ni aastas. 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 taastuvelektri vajadus suureneb, siis on vaja ehitada täiendavaid välisühendusi. Välisühendusi on mõistlik rajada suuremahulise taastuvelektri tootmise asupaikadest.

Peale EstLink 3 ja Eesti-Läti neljanda ühenduse (sh Saaremaa ülekandevõrgu) valmimist on võimalik, et tekib vajadus ülekandevõrguga ühendada ka Hiiumaa (potentsiaalsete tuulealade tõttu, mis Hiiumaa ümbruses paiknevad). See tähendab, et tekib ühendus Saaremaa ja Hiiumaa vahele ning Hiiumaa ühendatakse täiendavalt ka Mandri-Eestiga. Lisaks oleksid uuteks investeeringuteks ka täiendavad riikidevahelised ühendused näiteks Rootsi või Saksamaaga. Elektrilevi esitas 2026. aasta kevadel taotluse riigi eriplaneeringu algatamiseks 110 kV võrgu loomiseks Hiiumaal ja ühendamiseks Saaremaa ja Mandri-Eesti 110 kV võrguga.

Alloleval joonisel 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 suuremahulised taastuvelektri võimsused ning täiendavalt ühendada uusi välisühendusi naaberelektrivõrkudega. Ühendused tuleb rajada kahepoolse toitega, et tagada varustuskindlus ja ülekandevõimekus ka N-1 olukorras. Selleks ühendatakse Hiiumaale ja Saaremaale laiendatud põhivõrk omavahel täiendava 330 kV liiniga. Saaremaa 330 kV alajaama kahepoolse toite tagab Läti suunal ehitatav vahelduvvoolu kõrgepinge kaabelliin. Põhivõrgu laiendamisega saartele tuleb arvestada ühenduste läbilaskevõimega minimaalselt 1000 MW. Täpsem läbilaskevõime selgub taastuvelektri mahtudest, mis soovitakse erinevatesse punktidesse liita ja ka sellest, kui suuri ülekandevõimsusi naaberriikidega soovib Eesti tagada. Eesti-Läti neljanda ühenduse valmimisaastat 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.



Joonis 6.6 Eesti elektrivõrgu pikaajaline vaade

6.5 Võimalused teiste riikidega kauplemiseks

Eesti ja Baltikum on naaberriikidega elektriliselt hästi ühendatud. Eesti ühendused Soomega on kokku 1016 MW mõlemas suunas, Lätiga max 1300 MW import / 950 MW eksport. Euroopa elektrituruga ühendavad Baltikumi lisaks EstLinkidele ka Leedu ühendused Rootsiga (NordBalt) ja Poolaga (LitPol). Poolaga max 200 MW import / 365 MW eksport ja Rootsiga 700 MW.

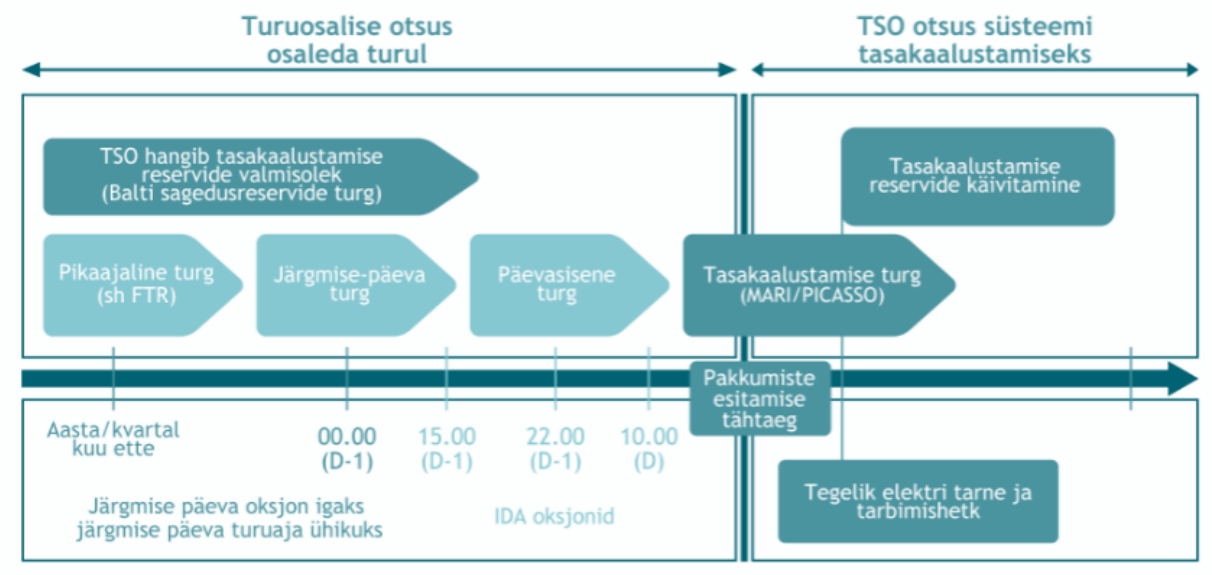
Elering kui süsteemihaldur vastutab piiriüleste ülekandevõimsuste jaotamise eest ning teeb seda vastavalt Euroopa Liidu määrustele ja Eesti elektrituruseadusele. Euroopa elektrituru regulatsiooni eesmärk on Euroopa ühise turu väljatöötamine, mis tõhustaks konkurentsi ning suurendaks läbipaistvust, mis on vajalik uute investeeringuotsuste tegemiseks, et tagada jätkuv süsteemi varustuskindlus. Määruses 2019/943 käsitletakse

elektrienergia siseturgu ning ühtne turg hõlmab nelja erineval ajaperioodil töötavat alam-mudelit, mis on reguleeritud kolme erineva võrgueeskirjaga:

- Määrus 2016/1719, millega kehtestatakse võimsuse jaotamise forvardturu eeskiri pikaajaliste ülekandevõimsuste (sh FTR) jaoks (lühend FCA)
- Määrus 2015/1222, millega kehtestatakse võimsuse jaotamise ja ülekoormuse juhtimise suunised järgmise päeva ja päevasisese turu jaoks (lühend CACM)
- Määrus 2017/2195, millega kehtestatakse elektrisüsteemi tasakaalustamise eeskiri sagedusreservi ja tasakaalustamise turgude jaoks (lühend EBGL)

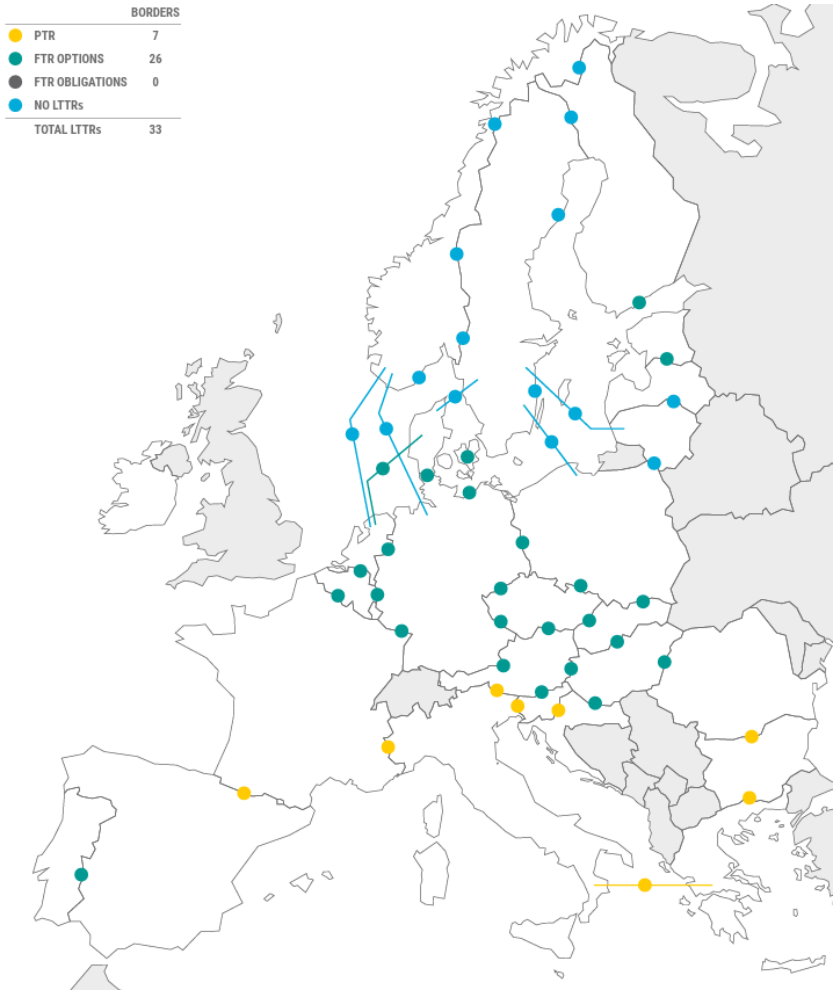
Kõik nimetatud reeglid sisaldavad ka seda, kuidas vastavas turuetapis toimub energiaga kauplemine, hinnapiirkondade vahelise ülekandevõimsuse arvutamine, jaotamine ning ülekoormustulu kogumine. Vastavalt Eesti võrgueeskirjale lubab süsteemihaldur elektrienergia importi teistest elektrisüsteemidest ja eksporti teistesse elektrisüsteemidesse ning samuti transiiti põhivõrguettevõtja elektrivõrgu kaudu sellisel määral ning tingimustel, mis otseselt ei kahjusta riigi elektrisüsteemi, ei tekita lisapiiranguid elektri sisetarbimisele ega halvenda riigi elektrisüsteemi tarbijate varustuskindlust ja elektrienergia kvaliteeti.

Elektriturul on turuosalistele kasutada erinevad võimalused nii kauplemiseks kui ka riskide maandamiseks. Kui päev-ette, päevasisesel ja tasakaalustamise ehk reguleerimisturul kaubeldakse eelkõige füüsilise energiaga, siis näiteks pikaajalistel finantsteenuste turul pakutavad tooted on eelkõige ette nähtud turuosaliste hinnariskide maandamiseks (joonis 6.7).



Joonis 6.7 Euroopa ühtne turumudel ajaperioodide lõikes

Alloleval joonisel on näha, millistel Euroopa piiridel milliseid pikaajalisi ülekandevõimsustooteid pakutakse. Elering koostöös naabersüsteemihalduritega pakub *financial transmissioon rights* (FTR) optsioone Soome piiril (suunas FI-EE) ja Läti piiril (suunal EE-LV). Eesti turuosalitele on tagatud võimalus kasutada üleeuroopalise pikaajalise piiriülese võimsuse jaotamise ühist platvormi SAP (*single allocation platform)*, mida opereerib JAO.

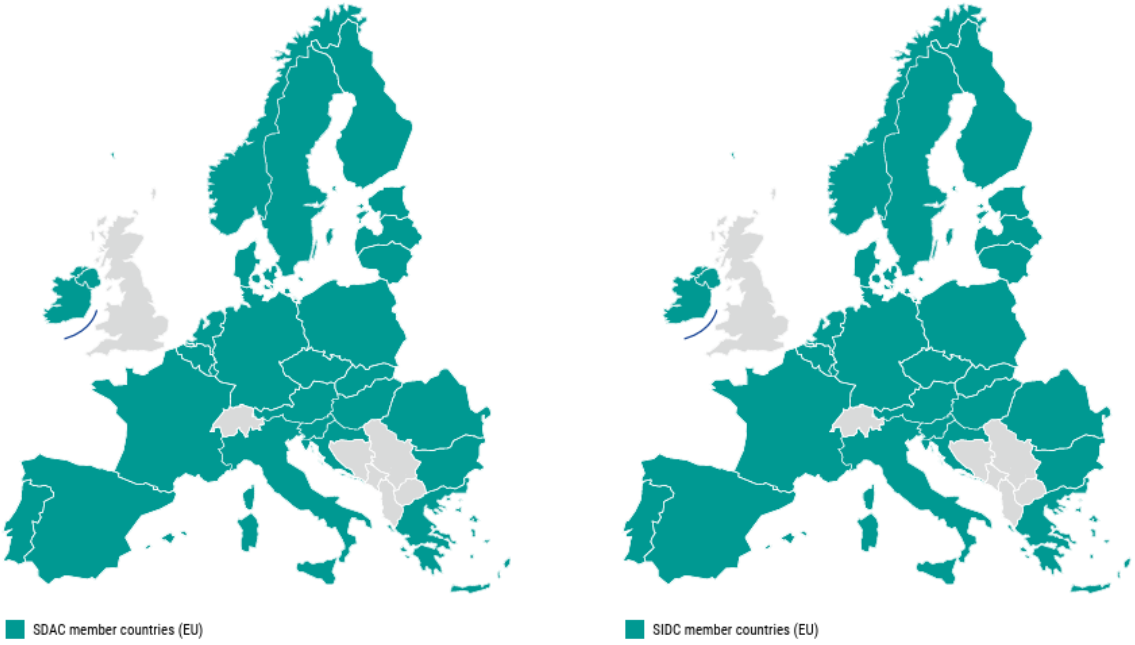


Joonis 6.8 Pikaajalised ülekandevõimsusetooted pakkumispiirkondade vahel

Järgmise päeva ehk päev-ette turg on elektrituru osa, kus börsidel kaubeldakse järgmisel päeval tarnitava füüsilise elektriga igaks turuperioodiks (15-minutit). Eestis saab kahepoolseid elektri ostu/müügi otselepinguid sõlmida vaid riigisiseselt. Teine võimalus elektrienergiaga kauplemiseks on osaleda elektribörsil, mis on üle-euroopalise turgude ühendamise projekti (*Single Day Ahead Coupling* - SDAC) osa. Eestis on börsikorraldajaks määratud elektriturukorraldaja NordPool ja EPEX. EPEX alustas 2025. aastal vaid päevasisese pidevkauplemise pakkumist ning kavandab päev-ette

turuteenuseid hakata pakkuma alles 2026. aasta jooksul. Börsil kujuneb hind kindlal kokkulepitud perioodil tehtud pakkumiste alusel marginaalse hinnastamise (*marginal-pricing)* põhimõtte alusel igaks turuajaühikuks kõikidele ühinenud pakkumispiirkondadele korraga.

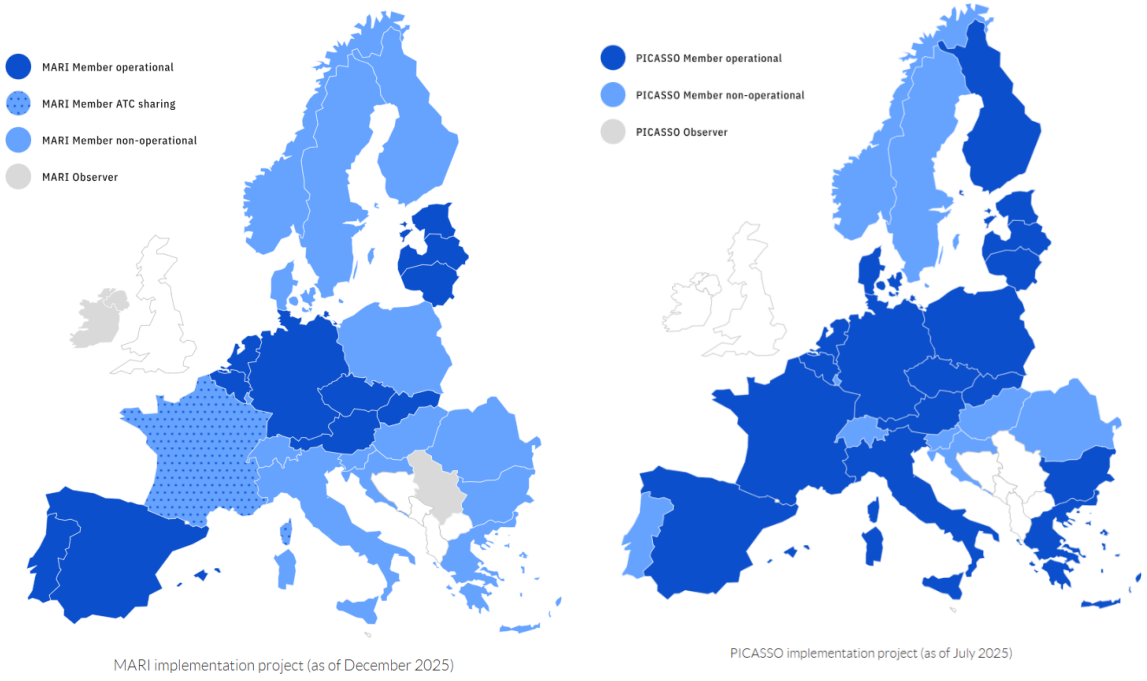
Päevasisene turg on elektrituru nii-öelda järgmine etapp, kus turuosalistel on võimalik täiendavalt üleeuroopaliselt (*Single Intraday Coupling* - SIDC) kaubelda elektritarnetega, et korrigeerida järgmise päeva turul tehtud tehinguid. Vajadus teha täiendavaid ostu-müügitehinguid võib tuleneda ka täpsustunud tootmis- ja tarbimisprognoosidest (näiteks ilmastikuolude muutumisel). Päevasiseste tehingutega kauplemist alustatakse pärast järgmise päeva turutulemuste avalikustamist ning kauplemine on võimalik ka tarnega samal päeval kuni üks tund enne tegeliku tarnetunni algust. Lisaks toimub alates 13. juunist 2024 kolmel korral päevas oksjon (*Intra-Day Auction* - IDA).



Joonis 6.9 Üle-Euroopaliste päev-ette (SDAC) ja päevasiseste (SIDC) turgudega liitunud piirkondade kaardid

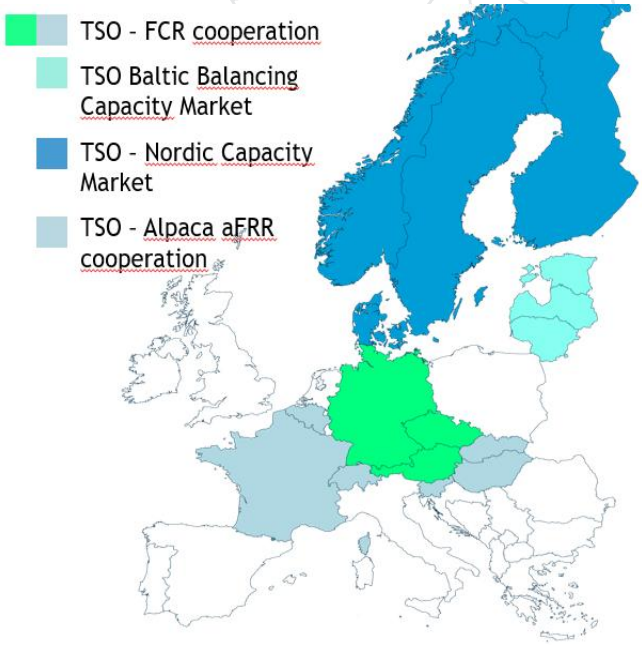
Alates sünkroniseerimisest mandri-Euroopa sagedusalaga hakkasid Eesti ja teised Balti riigid kasutama aeglasemate reservide kõrval ka kiireid reserve, mis rakenduvad automaatsel loetud sekundite või minutite jooksul (vt ka peatükk 2.4). Elering ja teised süsteemihaldurid ostavad taolisi reserve selleks loodud reserviturgudelt, kus teevad pakkumisi elektrijaamade, akupankade ja tarbimise juhtimise teenuse pakkujad. Reguleerimisenergiaga kauplemine toimub vastavatel tootespetsiifilistel turgudel MARI

(mFRR) ja PICASSO (aFRR). Reguleerimisteenuse valmisoleku ehk võimsuse (FCR, aFRR ja mFRR) hangib Elering Balti ühiselt sagedusreservide võimsusturult (BBCM – Baltic Balancing Capacity Market).



Joonis 6.10 Tasakaalustamise energia mFRR (MARI) ja aFRR (PICASSO) kauplemise platvormidega liitunud piirkondade kaardid

Balti sagedusreservide võimsuse ehk reservide valmisoleku turg alustas veebruaris 2025. aastal. Tegemist on esimese Euroopa regionaalne sagedusreservide võimsusturuga, kus kõik reservvõimsustooted hangitakse ühisel platvormil ja toimub ka ülepiiriline kauplemine. See võimaldab Eesti turuosalistel pakkuda reservide valmisolekut ka Läti ja Leedu süsteemidele ja vastupidi. Lisaks võimaldab see süsteemihalduritel optimeerida piirkonna (Balti LFC) reservide hankimist. Balti sagedusreserviturgudel osalevate turuosaliste arv ja eelkvalifitseerunud seadmete mahud 2025. ja 2026. aasta jooksul mitmekordistusid. Turule sisenes hulgaliselt nii suuremaid tootmisüksuseid kui ka väikeseid üksusi kokku agregeerivaid teenusepakkujaid. Turu areng on olnud märgatav, mis kajastus ka hinnatrendides. Reserviturgude kohta leiab rohkem informatsiooni Eleringi veebilehelt.



Joonis 6.11 Tasakaalustamise võimsustoodete ehk valmisolekuga kauplemise platvormide Euroopas

6.6 Vesiniku arengusuunad

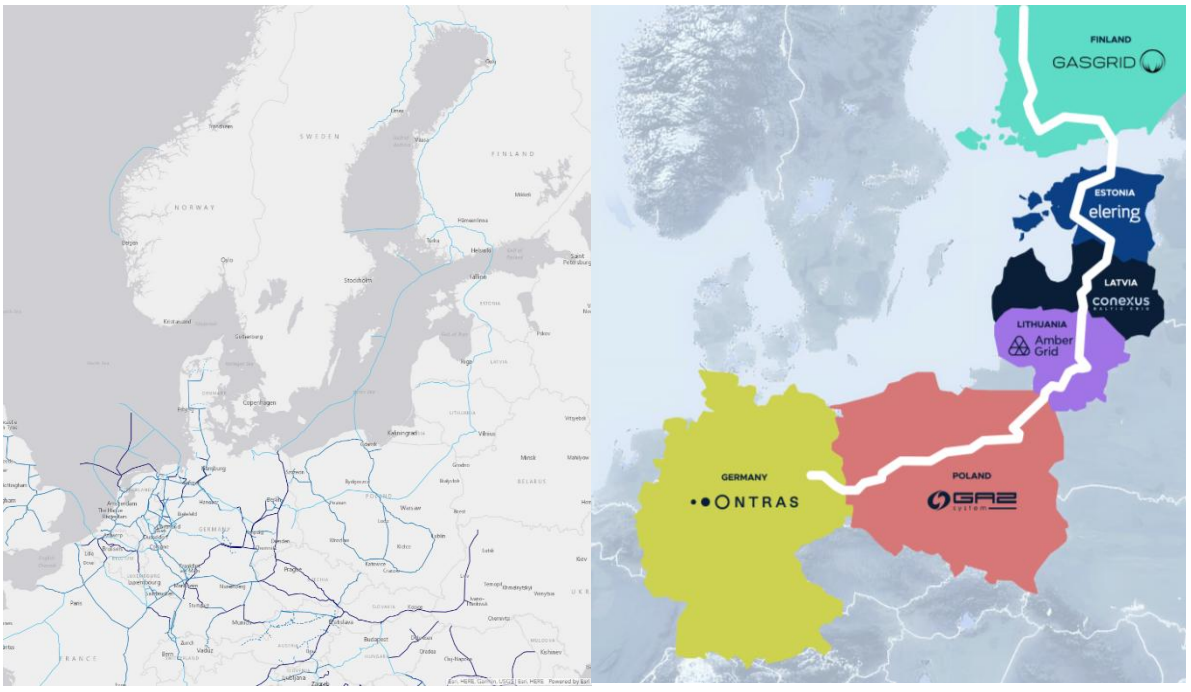
Lisaks elektritaristu arendamisele on Eleringile antud ülesandeks arendada Eestis vesiniku ülekandetaristut ja riikidevahelist ühendust. Vesiniku ülekandetaristu arendamise eesmärgiks on, et Eesti ei jääks Euroopas aktiivselt arendatavast vesinikuvõrgust välja. Vesiniku transiiditaristu olemasolu muudab meid oluliseks osaks Põhjamaade ja Kesk-Euroopa vahelisest energiavoost, võimaldab teenida transiiditulu ning loob võimalusi Eesti energiatootjatele ja -tarbijatele. Enamikes Euroopa riikides on keemiatööstuse näol vesinikutarbimine juba täna olemas (260 TWh/aastas), tuleviku vaates nähakse mahtude suurenemist. Täna toodetakse tööstuses kasutatavat vesiniku imporditud fossiilsest maagaasist, millele otsitakse tarnekindluse tagamise ja keskkonnamõju vähendamise jaoks Euroopa põhist asendust. Euroopa-põhise vesiniku tarneahela loomiseks on vaja luua vesiniku ülekandetaristu ja -turg, mis vesiniku piisavalt suurtes mahutudes Euroopa siseselt liigutada võimaldab.

Elering osaleb koos kuue gaasisüsteemihalduriga Põhjamaade-Balti vesinikukoridori arendamises. Põhjamaade-Balti vesinikukoridor (*Nordic-Baltic Hydrogen Corridor* või NBHC) projekt on vesiniku transiiditaristu projekt, mis läbib kuut riiki ning võimaldaks transportida puhast vesinikku (ehk mitte metaani ja vesiniku segu) Soomest läbi Baltikumi ja Poola Saksamaale või vastupidi.

Projekti eesmärgiks on ühendada Läänemere ida- ja lõunakaldale jäävad riigid ühtseks vesinikusüsteemiks ja -turuks, aidates seejuures kaasa Euroopa Liidu ja liikmesriikide energia-, julgeoleku- ja kliimapoliitika eesmärkide saavutamisele.

Projekti osapoolteks on kuus gaasi süsteemihaldurit: Gasgrid Vetyverkot (Soome), Elering (Eesti), Conexus Baltic Grid (Läti), Amber Grid (Leedu), Gaz System (Poola) ja ONTRAS (Saksamaa).

Projekt on lisatud üle-Euroopalisse võrgu arengukavasse (TYNDP). Sellele andis Euroopa Komisjon ja Parlament 2024 ning 2026 aasta alguses Euroopa ühishuvi projekti staatuse (*Projects of Common Interest* – PCI).



Joonis 6.12 Vasakul - Planeeritavad vesiniku ülekandetaristu projektid Euroopas; paremal - Põhjamaade-Balti vesinikukoridori projekt

Hetkel on projektipartneritel käsil teostatavusuuringute faas, mis hõlmab endas tehnilis-majanduslike analüüse ning planeeringute alustamist. Teostatavusuuringute faas on 50% ulatuses kaasfinantseeritud Euroopa CEF fondist ning on planeeritud kestma 2027. aasta esimese kvartali lõpuni.

Elering esitas riikliku planeerimistegevuse algatamiseks Põhjamaade-Balti vesinikutaristu riigi eriplaneeringu taotluse, mille Eesti Vabariigi Valitsus 23.03.2026 korraldusega algatas. Riigi eriplaneeringu käigus selgitatakse välja sobivaim trassikoridor Eestis, kuhu vesiniku ülekandetaristut rajada oleks võimalik – eelistatud on olemasolevate elektri- ja gaasi ülekandetaristu koridoride osaline kasutamine. Riigi

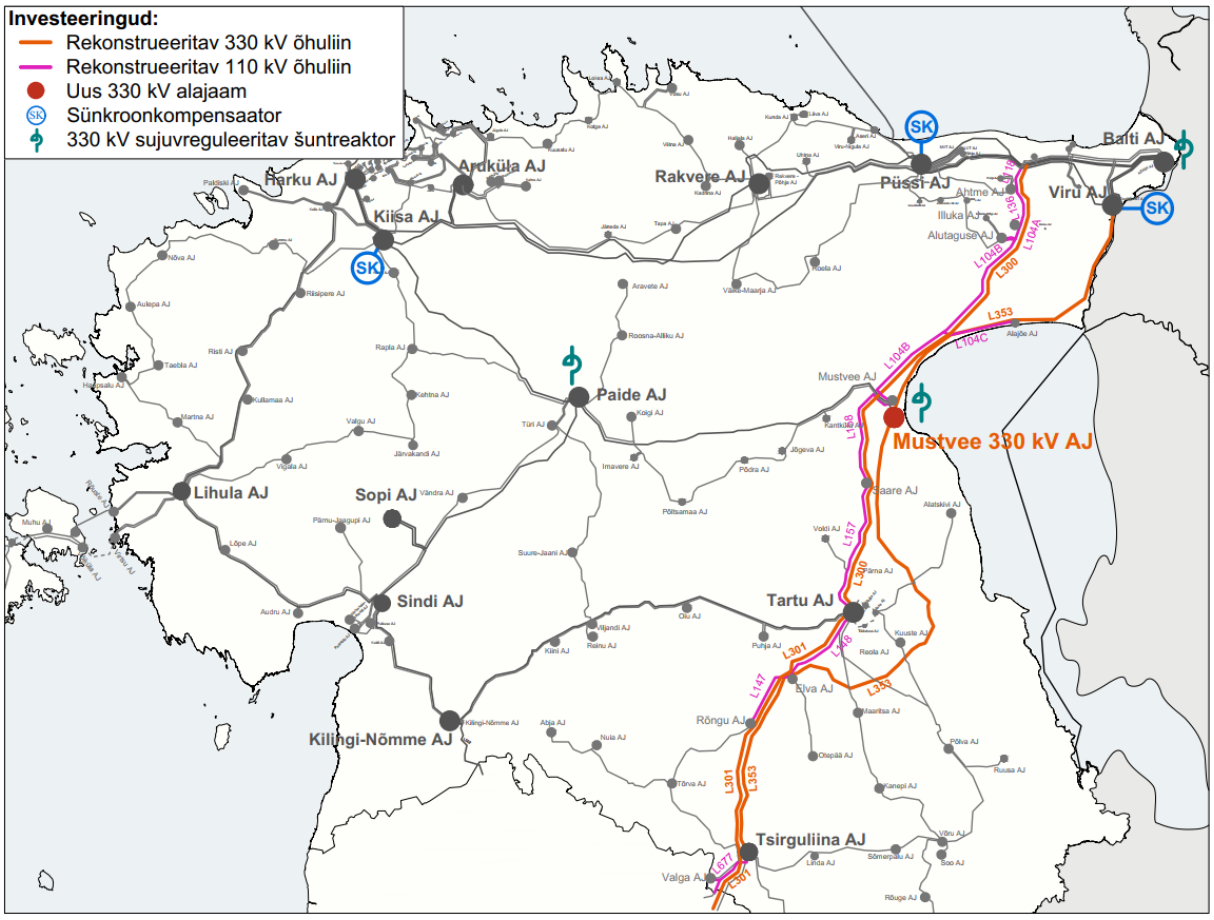
eriplaneering on samuti 50% ulatuses kaasfinantseeritud Euroopa CEF fondist ning on planeeritud kestma 2028. aasta lõpuni.

Rajatava taristu täpne asukoht, täpsed tehnilised parameetrid ja ajakava sõltuvad planeeringu tulemustest. Peale planeeringu kinnitamist ja täpse trassi asukoha selgumist on kuue riigi üleselt võimalik sõlmida lõplikud tehnilised- ja kommerts kokkulepped. Oluline on rõhutada, et enne lõplikute kokkulepete sõlmimist ei ole tehtud ka otsust vesiniku ülekandetaristu rajamiseks. Otsuse saab teha juhul kui läbiviidud analüüsid näitavad Eestile piisavalt suurt kasu. Vesiniku ülekandetaristu rajamise finantseerimiseks on samuti plaanis kasutada Euroopa Liidu kaasfinantseeringut, kuna sellel on laiem positiivne mõju Euroopa energiasüsteemile ning vesiniku süsteemihaldurite vahelisi finantseerimise kokkuleppeid. Eeldusel, et investeerimisotsus tehakse 2030, võiks vesiniku ülekandetaristu valmida 2035. aastal.

7 Eleringi investeeringute kokkuvõte

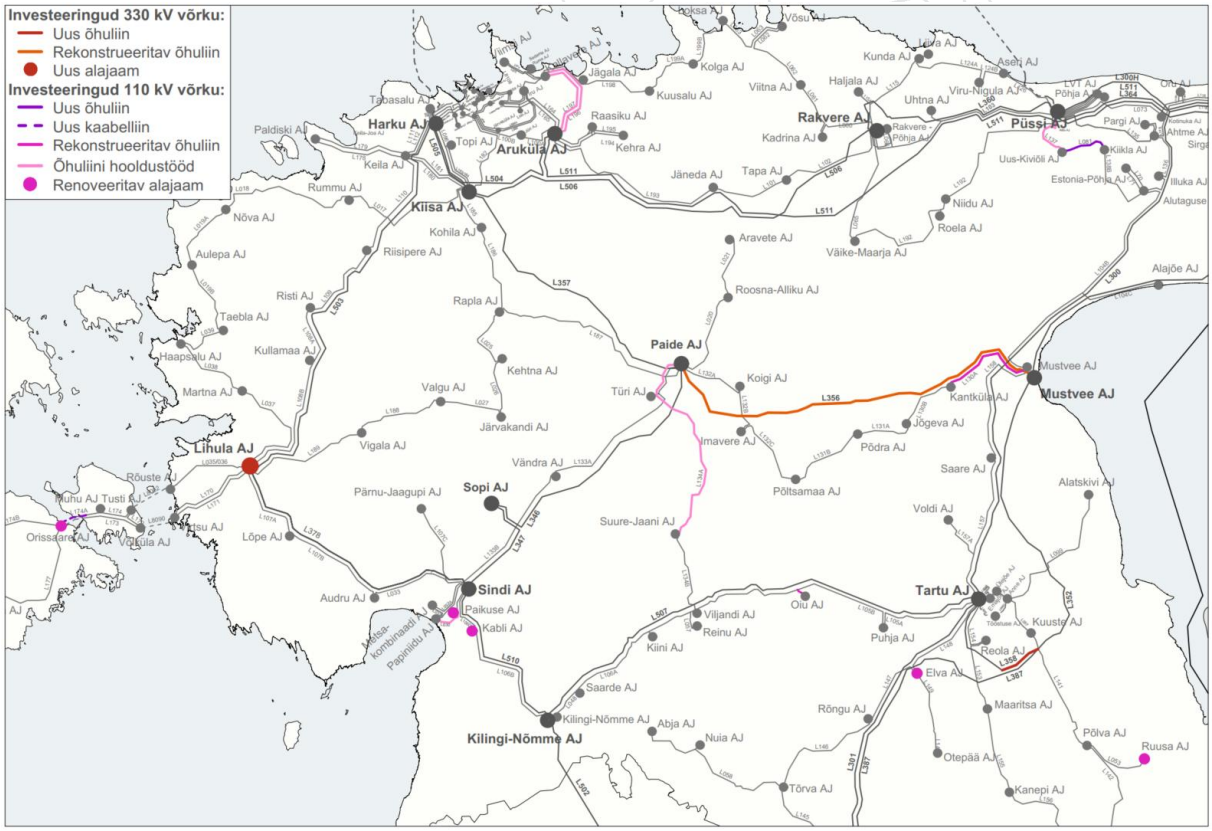
7.1 Perioodil 01.01.2025 kuni 01.05.2026 valminud investeeringud

7.1.1 Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise raames teostatud investeeringud



Joonis 7.1 Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise projekti raames valminud investeeringud

7.1.2 Eesti-sisesed valminud investeeringud



Joonis 7.2 Eesti-sisesed valminud investeeringud

7.2 Investeeringute eelarve ja kava kokkuvõte

Investeeringud on jaotatud kolme kategooriasse[28]:

- **Kindlad investeeringud** - üldjuhul valmivad viie aasta sees (2026-2030)

  Investeeringul on tagatud investeeringu rahastus (katteallikas kinnitatud), eeldatav ehitusalgus on järgmise viie aasta jooksul, planeeringuvajadusega objektide korral on kehtestatud planeering ning tehtud on investeerimisotsus, mis näeb ette Eleringi nõukogu poolset kinnitust ning investeeringu olemasolu Eleringi kinnitatud eelarves.

- **Planeeritavad investeeringud** – tegevustega alustatakse viie aasta sees (2026-2030

  Investeeringud, mille ettevalmistuste või ehitusega planeeritakse alustada järgmise viie aasta jooksul, kuid millel puudub investeerimisotsus.

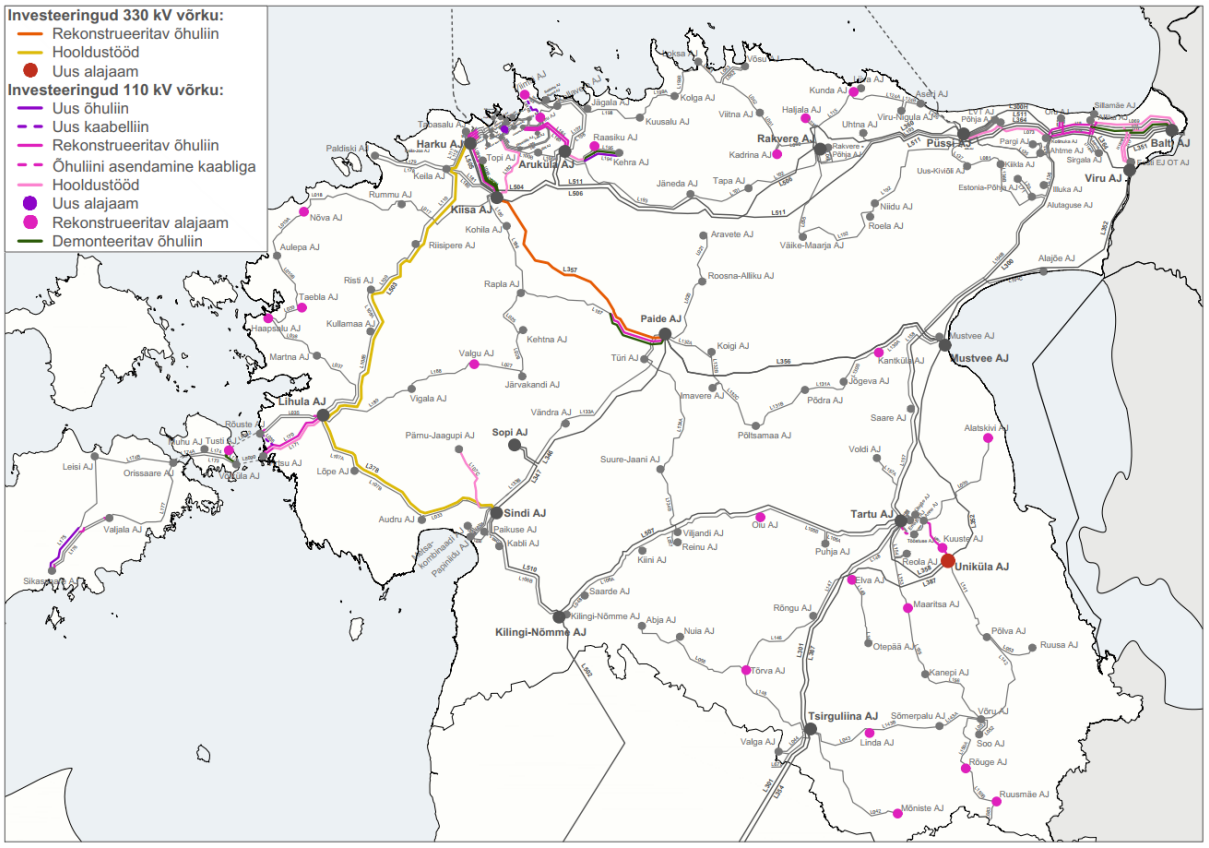
- **Perspektiivsed investeeringud** – alustatakse kaugemas tulevikus 2030+

  Võimalikud investeeringud, mis viiakse planeerimise staatusesse, kui selguvad täpsemad projektiga seotud asjaolud või selgineb selle projekti vajadus. Perspektiivsete investeeringute vajadust hinnatakse uute asjaolude ilmnemisel mitte hiljem kui iga kahe aasta järel, mil toimub arengukava värskendamine.

[28] Investeeringuid kajastavatel joonistel on kujutatud ainult suuremahulisemaid projekte, detailsem tööde maht asub lisas 8.2.

7.2.1 Kindlad investeeringud

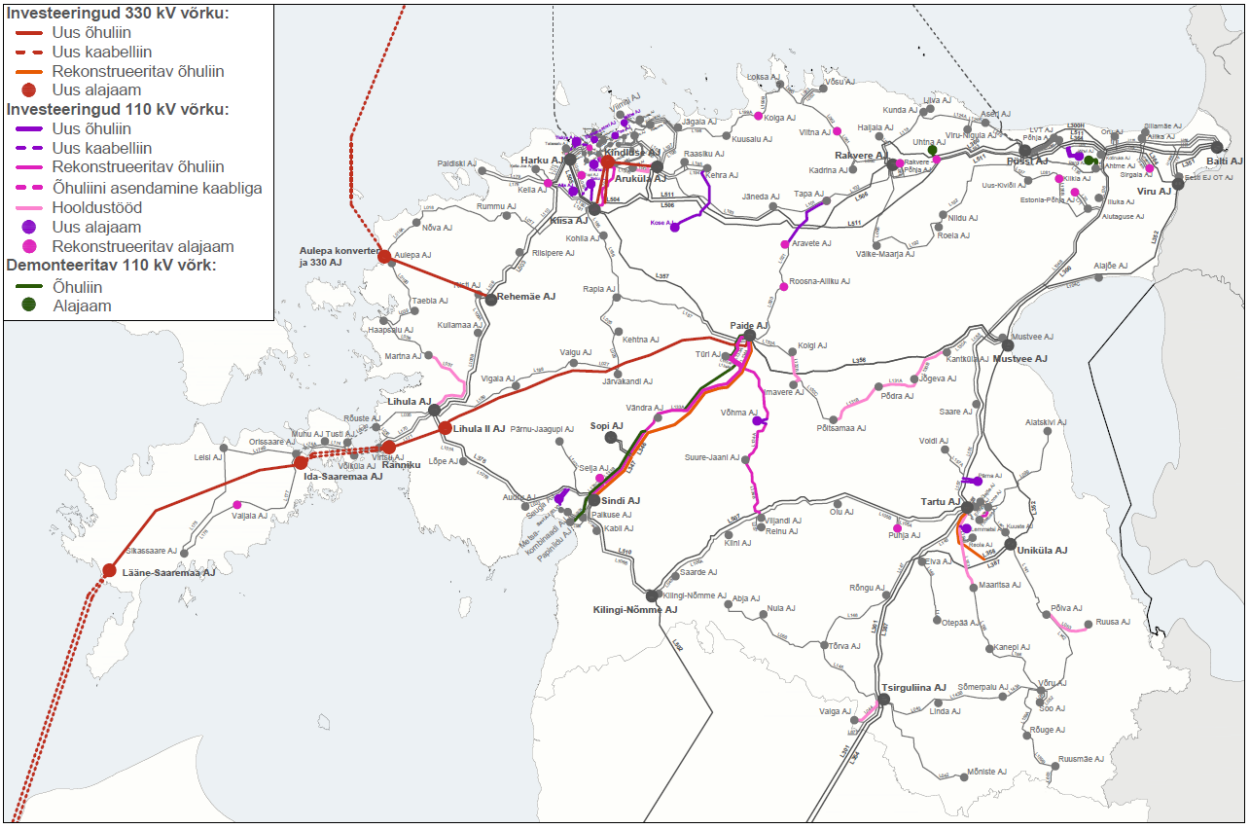
Kindlate investeeringute kategoorias on tänase seisuga enamuses alajaamade renoveerimis/rekonstrueerimistööd ning Tartu, Tallinna ja Kirde-Eesti liinitööd. Investeeringud on välja toodud allolevas joonisel ning tabeli kujul näeb lisast 8.2. Kõik RRF investeeringud on valmis.



Joonis 7.3 Kindlad investeeringud

7.2.2 Planeeritavad investeeringud

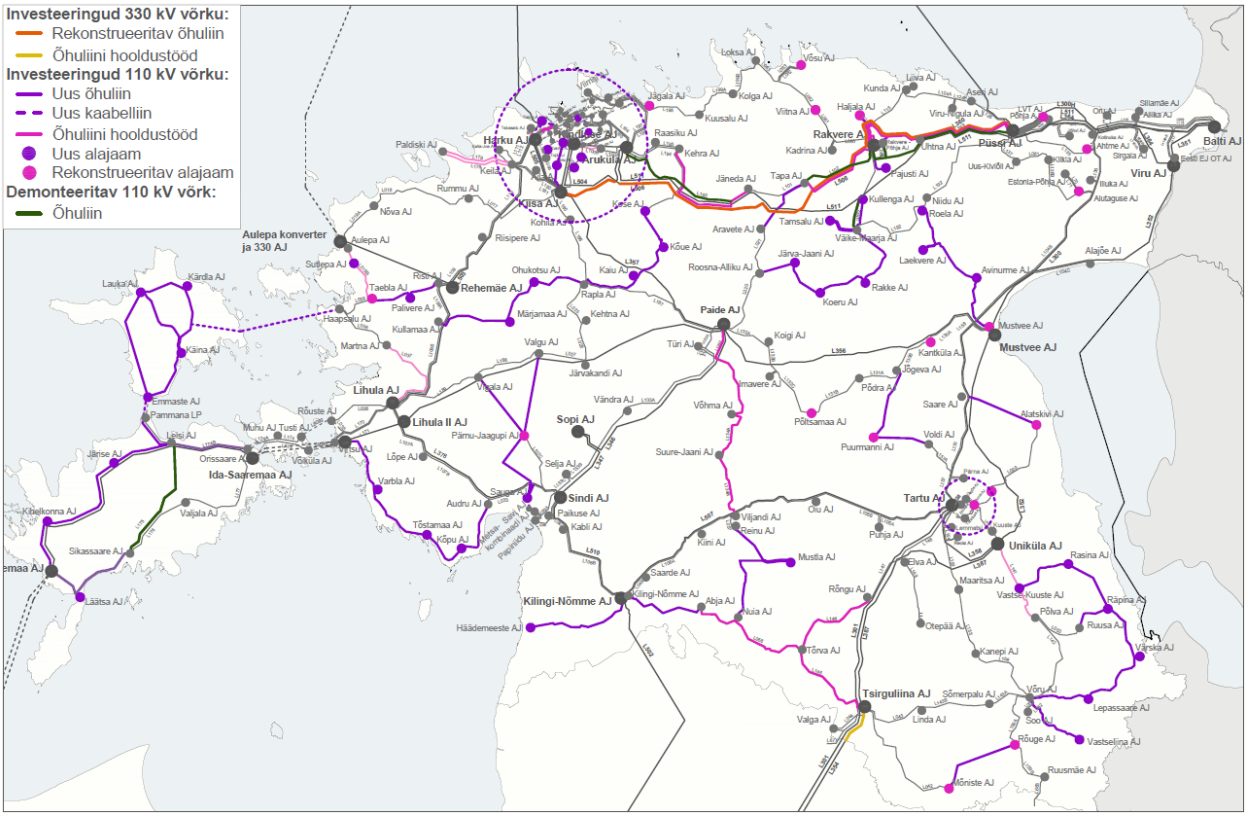
Planeeritavate investeeringute kategooriasse kuuluvad lisaks sisevõrgu tugevdustele ka Elektrileviga ühise arengukava raames teostatavad investeeringud. Investeeringud on välja toodud allolevas joonisel ning tabeli kujul on näha lisast 8.2. Joonisele on kantud ka uued võimalikud välisühendused Soome ja Lätiga, kuna planeerimisega on küll alustatud, kuid objektide ehitus jääb pigem perspektiivsete investeeringute jaotusesse.



Joonis 7.4 Planeeritavad investeeringud

7.2.3 Perspektiivsed investeeringud

Perspektiivsete investeeringute alla kuuluvad suures osas Eleringi ja Elektrilevi ühise arengukava raames leitud investeeringud. Samuti liigituvad perspektiivseteks investeeringuteks EstLink 3 projekti raames rekonstrueeritavad 330 kV õhuliinid L506 Rakvere – Kiisa ja L360 Püssi – Rakvere. Väiksemas mahus kuuluvad käesolevasse investeeringugruppi arenduskohustuse ja olemasoleva võrgu töös hoidmiseks teostatavad investeeringud.



Joonis 7.5 Perspektiivsed investeeringud

8 Lisad

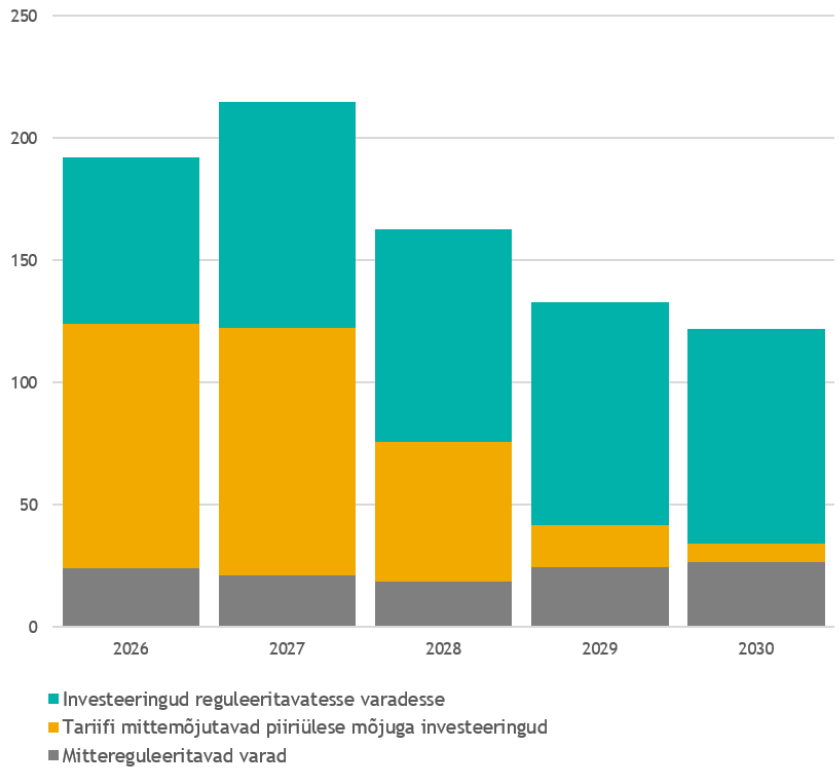
8.1 Kindlad ja planeeritavad investeeringud

Kindlad investeeringud	Algusaasta	Valmimise aasta
Elektri alajaamad		
Elva 110kV alajaama renoveerimine	2020	2026
Linda 110kV AJ renoveerimine	2020	2026
Maaritsa 110 kV AJ rekonstrueerimine	2020	2027
Kuuste 110 kV alajaama renoveerimine	2021	2026
Kantküla 110kV AJ rekonstrueerimine	2021	2028
Haapsalu 110kV alajaama renoveerimine	2022	2027
Kunda 110 kV alajaama renoveerimine	2023	2026
Nõva 110kV alajaama renoveerimine	2023	2027
Alatskivi 110kV alajaama renoveerimine	2023	2026
Tusti 110kV alajaama renoveerimine	2023	2027
Veerenni alajaama rajamine	2023	2028
Haljala AJ rekonstrueerimine	2024	2026
Valgu 110kV alajaama renoveerimine	2024	2027
Taebla 110kV alajaama renoveerimine	2024	2027
Kadrina 110kV alajaama renoveerimine	2024	2027
Oiu 110kV alajaama rekonstrueerimine	2024	2027
Ruusmäe 110kV alajaama renoveerimine	2024	2027
Rõuge 110 kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Raasiku 110kV alajaama renoveerimine	2025	2028
Mõniste 110 kV alajaama renoveerimine	2025	2027
Tõrva 110kV alajaama renoveerimine	2025	2028
Elektriliinid		
L503 Sindi - Harku parendustööd	2025	2026
Balti ja Püssi alajaamade vaheliste 110 kV õhuliinide rekonfigureerimine		
L069 Balti-Allika gabariitide tõstmine +60°C	2025	2027
L116 Balti-Püssi osaline renoveerimine	2025	2027
L117 Balti-Sirgala osaline renoveerimine	2025	2027
L117A Eesti EJ OT haru osaline renoveerimine	2025	2027
L118 Sirgala - Ahtme uue liinilõigu ehitus	2025	2027
L119 Balti-Eesti EJ OT osaline renoveerimine	2025	2027
Kiisa - Harku õhuliini ümberkorraldamine		
L085 õhuliini Kiisa - Topi rekonstrueerimine	2024	2028
L086 õhuliini Topi - Harku rekonstrueerimine	2024	2028
Lasnamäe-Aruküla-Raasiku-Kehra 110 kV õhuliinide renoveerimine		
L164 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2023	2026

Kindlad investeeringud	Algusaasta	Valmimise aasta
L165 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2024	2026
L194 Raasiku-Kehra õhuliini rekonstrueerimine	2023	2026
L195 Aruküla-Raasiku õhuliini rekonstrueerimine	2024	2026
Õhuliinide asendamine kaabelliinidega		
L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2021	2026
L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2021	2026
L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin	2016	2026
L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin	2016	2026
L8052 Tartu – Tööstuse kaabelliin	2020	2027
Eestisisese võrgu arendus		
Arenduskohustuse programm		
Arenduskohustuse investeeringute projekteerimine	2025	2026
Arenduskohustuse investeeringute ettevalmistavad uuringud	2025	2030
Tallinna võrgupiirkonna arengud		
Iru 110 kV AJ laiendamine L8108 kaabelliini ühendamiseks	2025	2027
Viimsi 110 kV AJ ümberehitus L8108 kaabelliini ühendamiseks	2025	2028
L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine	2022	2028
Tartu võrgupiirkonna arengud		
Uniküla 330 kV alajaama rajamine	2024	2028
L097 Anne-Kuuste rekonstrueerimine	2025	2027
L141 Kuuste-Põlva osaline rekonstrueerimine	2025	2027
110 kV liinide gabariitide tõstmine		
L107C Pärnu-Jaagupi haru gabariitide tõstmine +45°C	2025	2026
Tariifi mõjutavad piiriülese mõjuga investeeringud		
RRF investeeringud		
L170 Lihula - Virtsu 110 kV õhuliini ehitus	2023	2026
L175 Leisi-Sikassaare eraldi mastidele rajamine L176 Sikassaare-Valjala liinist	2023	2026
L036 Rõuste-Virtsu 110 kV kaabelliini ehitus	2023	2026
L357 Kiisa - Paide õhuliini rekonstrueerimine	2023	2026
L171 Lihula-Virtsu gabariidi tõstmine 60C	2024	2026
Eesti-Soome kolmanda ühenduse investeeringud		
EstLink 3 ühenduse uuringud	2026	2030
Eesti - Läti IV ühenduse investeeringud		
Eesti-Läti neljanda ühenduse uuringud	2025	2028

Planeeritavad investeeringud	Algusaasta	Valmimise aasta
Elektri alajaamad		
Sirgala 110 kV alajaama renoveerimine	2019	2030
Kolga 110kV alajaama renoveerimine	2027	2028
Viitna 110kV alajaama renoveerimine	2027	2028
Estonia-Põhja 110kV alajaama renoveerimine	2028	2030
Roosna-Alliku 110kV alajaama renoveerimine	2028	2029
Kiikla 110kV alajaama renoveerimine	2028	2029
Valjala 110kV alajaama renoveerimine	2029	2030
Puhja 110kV alajaama renoveerimine	2029	2030
Rakvere-Põhja 110kV alajaama renoveerimine	2029	2030
Elektriliinid		
L053 Põlva - Ruusa osaline renoveerimine	2027	2027
L153 Reola - Maaritsa osaline renoveerimine	2027	2027
L154 Tartu - Reola osaline renoveerimine	2027	2027
L037 Lihula - Martna osaline renoveerimine	2030	2030
L044 Valga-Tsirguliina osaline renoveerimine	2030	2030
L088 Harku-Tabasalu osaline renoveerimine	2030	2030
L130B Jõgeva-Kantküla juhtme vahetus	2030	2030
L131A Jõgeva-Põdra juhtme ja üksikute mastide vahetus	2030	2030
L131B Põdra-Põltsamaa juhtme ja üksikute mastide vahetus	2030	2030
L132B Imavere-Koigi üksikute mastide vahetus	2030	2030
L100A Aruküla- Jüri osaline renoveerimine	2030	2030
Õhuliinide asendamine kaabelliinidega		
L8053 Tööstuse-Anne kaabelliin	2020	2030
Eestisisese võrgu arendus		
Arenduskohustuse programm		
L134B Viljandi - Suure-Jaani rekonstrueerimine	2028	2028
L134A Paide - Suure-Jaani rekonstrueerimine	2029	2029
L182 Kiisa-Järve rekonstrueerimine	2030	2035
Tartu võrgupiirkonna arengud		
Uniküla - Tartu 330 kV õhuliini ehitus	2028	2030
110 kV liinide gabariitide tõstmine		
Topi 110kV alajaama renoveerimine	2024	2029
Tariifi mõjutavad piiriülese mõjuga investeeringud		
Eesti-Soome kolmanda ühenduse investeeringud		

Planeeritavad investeeringud	Algusaasta	Valmimise aasta
L517 Rehemäe-Aulepa 330 kV õhuliin	2023	2038
L346 Paide-Sopi õhuliini rekonstrueerimine	2024	2028
Türi 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2025	2028
L347 Sopi-Sindi õhuliini rekonstrueerimine	2025	2028
Estlink 3 Aulepa konverteralajaam	2026	2038
Uhtna 110 kV alajaama rekonstrueerimine	2027	2029
EstLink 3 ühenduse HVDC merekaabli investeeringud	2028	2038
Rehemäe alajaama laiendus. Rehemäe-Aulepa L517 liinilahter	2029	2037
Kiisa 330/110 kV alajaama laiendamine	2030	2033
Järve 330 kV alajaama rajamine	2030	2034
Järve-Aruküla 330 kV õhuliin	2030	2034
Järve-Kiisa 330 kV õhuliin	2030	2033
Aruküla 330/110 kV alajaama laiendamine	2030	2033
Eesti - Läti IV ühenduse investeeringud		
L397 Lihula 2 AJ -Ranniku AJ uus 330 kV õhuliin	2027	2033
Lihula 2 alajaama ehitus	2028	2032
Ranniku 330 kV alajaama ehitus	2028	2034
Lääne-Saaremaa alajaama ehitus	2029	2035
Ida-Saaremaa alajaama ehitus	2029	2034
Uus 330 kV liinilahter Paide alajaama	2029	2035



Joonis 8.1 Investeeringud aastatel 2026-2030

Kindlate investeeringute maht on ligikaudu 440 mln eurot. 26% sellest planeeritakse katta võrgutariifi mitte mõjutavate katteallikate toel (peamiselt EL kaasrahastusest ja ülekoormustulust).

Investeeringute maht kokku on ligikaudu 824 mln eurot. Keskmine investeeringute eeldatav maht järgmisel viiel aastal on 165 mln EUR/aastas. Viimasel viiel aastal oli see 140 mln EUR/aastas, sh viimasel kolmel aastal 185 mln EUR/aastas.

52% sellest planeeritakse katta võrgutariifist ehk keskmiselt 86 mln EUR/aastas. Viimasel viiel aastal oli see 31 mln EUR/aastas, sh viimasel kolmel aastal 39 mln EUR/aastas.

8.2 Eesti elektrisüsteemis olevad üle 0,5 MW installeeritud tootmisvõimsused

Elektrijaama nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2025 seisuga
ELEKTRIJAAMAD			**1225 MW**
Eesti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	770
Auvere elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	260
Balti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	185
Enefit elektrijaam	jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	põlevkivi	10
KOOSTOOTMISJAAMAD			**268,2 MW**
Iru elektrijaam	koostootmisplokk	segaolmejäätmed	17
Põhja soojuselektrijaam	koostootmis- ja kondensatsioonturbiinid	generaatorgaas	77
Utilitas Tallinna elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	39
Tartu elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	22,1
Pärnu elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	20,5
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	must leelis/biomass	13,9
Sillamäe soojuselektrijaam	koostootmisplokk	põlevkivi	10
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	10
Osula koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	10
Mustamäe koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	9,3
Sillamäe I koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	7,1
Sillamäe II koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	5,8
Helme koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	6,5
Grüne Fee Eesti AS	gaasimootor	maagaas	4,1
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ soojuselektrijaam	koostootmisplokk	põlevkivi uttegaas	1,4
Kuressaare soojuse ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1,8
Paide koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1,7
Jämejala koostootmisjaam/ Gren Sakala	gaasimootor	maagaas	1,8

Elektrijaama nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2025 seisuga
Püssi koostootmisjaam	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
Rakvere Päikese koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	0,9
Tartu Aardlapalu prügila koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0,5
HÜDROELEKTRIJAAMAD			**8,4 MW**
Jägala hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	2
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	1,1
Muu väike	hüdroturbiin	vesi	5,3
TUULEELEKTRIJAAMAD			**693,9 MW**
Sopi Purtse tuulepark*	tuulegeneraator	tuul	175,2
Sopi Tootsi tuulepark*	tuulegeneraator	tuul	79,7
Aidu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	50
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

Elektrijaama nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2025 seisuga
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
Uus			12

PÄIKESEELEKTRIJAAMAD agregeeritult 1214 MW	
Maakond	Tootmisvõimsus 2025 august seisuga (MW)
Harju	258
Pärnu	242
Lääne-Viru	132
Tartu	108
Viljandi	80
Ida-Viru	78
Järva	75
Jõgeva	47
Valga	43
Põlva	40
Võru	35
Saare	31
Rapla	29
Lääne	11
Hiiu	5